

**MUDANÇAS CLIMÁTICAS E
SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL**

Expediente

Coordenação

Dominique Ribeiro

Redação e Edição de Texto

Terezinha Costa

Produção Editorial

Marcos Ramos

Produção Executiva

Michelle Pereira

Carla Maria

Carlos Ribeiro

Revisão de Texto

Marcelo Bessa

Fotografia

Marcus Almeida – SomaFotos (p. 48)

Agência Tyba (p. 42, 46)

Arquivo Eletrobrás (p. 16, 20, 25, 62, 63)

Ilustrador

Fernando Alvarus

Projeto Gráfico

Traço Design

Impressão

Nova Brasileira

Mais informações:

Assessoria de Comunicação da Coppe/UFRJ

Tel.: (21) 2562-7166 | 2562-8318 | 2562-8319

e-mail: asscom@adc.coppe.ufrj.br

<http://www.planeta.coppe.ufrj.br>

<http://www.ppe.ufrj.br>

APOIO



MUDANÇAS CLIMÁTICAS E SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL

Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Raquel Rodrigues de Souza

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Isabella Vaz Leal da Costa

Amaro Olimpio Pereira Júnior

Sergio Henrique F. da Cunha

Junho de 2008

ESTA É A VERSÃO EDITADA DO SUMÁRIO EXECUTIVO DO RELATÓRIO *MUDANÇAS CLIMÁTICAS E SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL*. O TRABALHO É RESULTADO DE UM PROJETO DE PESQUISA QUE INVESTIGA AS VULNERABILIDADES DO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO À MUDANÇA DO CLIMA GLOBAL, REALIZADO NA COPPE COM O APOIO DA EMBAIXADA DO REINO UNIDO. A ÍNTEGRA DO TRABALHO, EM INGLÊS, ESTÁ DISPONÍVEL EM [HTTP://WWW.PPE.UFRJ.BR](http://www.ppe.ufrj.br)



Agradecemos a José A. Marengo, Lincoln Alves, Roger Torres e Daniel C. Santos pela ajuda na obtenção e interpretação dos cenários regionais produzidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe). Também agradecemos a Luiz Fernando Loureiro Legey, Roberto Araújo, Ricardo Dutra, Felipe Mendes Cronemberger e Thaís de Moraes Mattos.

Apresentação	p. 6
Introdução	p. 9
Oferta de energia	p. 19
Eletricidade	p. 20
■ Hidreletricidade	p. 21
■ Eólica	p. 32
■ Térmica a gás	p. 38
Biocombustíveis	p. 41
■ Álcool	p. 42
■ Biodiesel	p. 44
Demanda de energia	p. 47
Propostas de adaptação	p. 49
■ Ampliação do conhecimento	p. 50
■ Conservação de energia	p. 51
■ Expansão da oferta de energia	p. 55
Conclusão	p. 60
Siglas e acrônimos	p. 62
Referências	p. 63
Autores	p. 66



As fontes renováveis de energia representam, de um lado, uma alternativa para a mitigação da mudança do clima global. De outro, por serem dependentes das condições climáticas, estão potencialmente sujeitas a impactos do próprio fenômeno que pretendem evitar. Este estudo examina justamente a interação entre mudança climática e fontes renováveis de energia.

Acostumado a se antecipar aos temas e problemas impostos pela realidade, o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe) acaba de finalizar o estudo “Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil”, desenvolvido com apoio da Embaixada do Reino Unido. Coube a professores e pesquisadores do Programa de Planejamento Energético da Coppe iniciar a investigação das possíveis vulnerabilidades do setor brasileiro de energia aos efeitos da mudança climática. É o primeiro trabalho dessa natureza realizado no Brasil e, possivelmente, um dos primeiros do mundo.

Os resultados apresentados neste estudo não são definitivos. Há dificuldades e limitações relacionadas aos modelos climáticos utilizados, à escassez de dados disponíveis e à própria natureza de longo prazo do estudo. Diferentes modelos climáticos dão previsões diferentes para as chuvas no horizonte do estudo, anos 2071–2100: alguns antevêm diminuição, e outros,

aumento. Foi usado o modelo do Hadley Centre que prevê a maior diminuição das chuvas. Mas, se as quantificações obtidas até agora precisam ser interpretadas com cautela, ainda assim o trabalho aponta para tendências e direções importantes. Por exemplo, indica uma tendência a maior vulnerabilidade da produção de energia hidrelétrica nas regiões Norte e Nordeste, ainda que essa variação fique dentro da margem de incerteza dos dados de um estudo deste porte. Um resultado surpreendente é a redução bem maior do potencial de energia eólica, especialmente no interior do país.

Contudo, provavelmente o mais importante resultado é a constatação de que, se a sociedade brasileira terá de investir – ainda mais intensamente do que já o faz – em energias renováveis, deverá também investir em estudos para utilizá-las com propriedade.

Além da formulação de uma política climática, o Brasil precisa incluir em sua política de energia os novos desafios impostos pelas questões relacionadas à mudança do clima. Este estudo é uma contribuição da Coppe nesse sentido.

Luiz Pinguelli Rosa

DIRETOR DA COPPE/UFRJ



INTRODUÇÃO

O setor de energia no Brasil é largamente baseado no uso de fontes renováveis. Em 2007, as usinas hidrelétricas respondiam por 85,6% da geração de energia elétrica no país. Além disso, a bioenergia está se tornando cada vez mais importante, tanto para a geração de eletricidade como para a produção de biocombustíveis líquidos. A disponibilidade e a confiabilidade de tais fontes renováveis, porém, dependem de condições climáticas, que podem sofrer alterações em consequência da mudança no clima global relacionada à emissão de gases do efeito estufa. O planejamento energético de longo prazo no Brasil ainda não leva em consideração os potenciais impactos das mudanças climáticas no sistema energético brasileiro.

Neste estudo são analisados os possíveis efeitos das mudanças climáticas sobre a oferta e a demanda de energia no país. Busca-se aqui, basicamente, avaliar como o sistema energético brasileiro planejado para 2030 responderia às novas condições do clima projetadas para o período de 2071 a 2100. O estudo também aponta medidas de política energética que podem ser adotadas para aliviar os impactos negativos.



A pesquisa “Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil” foi desenvolvida com apoio da Embaixada do Reino Unido, por meio do Global Opportunity Fund (GOF).

Para definir a configuração do setor nacional de energia em 2030, este trabalho usou como referência as projeções do Plano Nacional de Energia 2030, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e o estudo *Brazil: a country profile on sustainable energy development*, uma simulação de longo prazo que a Coppe e a Universidade de São Paulo (USP) realizaram em 2006 para a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), das Nações Unidas.

Já os cenários futuros de clima utilizados resultaram principalmente do projeto *Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI*, apoiado pelo Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (Probio), do Ministério do Meio Ambiente, e pelas seguintes instituições: Banco Mundial (Bird); Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID); Global Environment Facility (GEF); Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq); e pelo Global Opportunity Fund. As projeções climáticas para o Brasil foram produzidas por uma equipe de especialistas do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/Inpe). Baseiam-se em dois dos quatro cenários de emissões de gases do efeito estufa (cenário A2, emissões altas; e B2, emissões baixas) propostos pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) em seu Relatório Especial sobre Cenários de Emissões, publicado em 2000.

Os dois cenários de emissões do IPCC representam diferentes trajetórias de desenvolvimento econômico e energético. Descrevem futuros divergentes, para tentar cobrir uma parte significativa das incertezas fundamentais envolvidas nas principais variáveis que determinam as emissões

O setor de energia em 2030

Este estudo tomou como ponto de partida o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030). O Plano oferece um retrato da configuração do setor de energia planejada para o país em 2030. As simulações realizadas neste estudo buscaram identificar as alterações que as mudanças climáticas projetadas para o período 2071–2100 poderão provocar nessa configuração.

Desenvolvido pela EPE e aprovado em 2007, o PNE projeta um crescimento médio de 3,6% ao ano no consumo final de energia entre 2006 e 2030, atingindo 482.858 mil tep (toneladas equivalentes de petróleo). A demanda deverá evoluir de 1,2 para 2,3 tep por habitante em 2030, um consumo ainda inferior ao de países como Portugal e África do Sul. O PNE prevê também que 45% da oferta interna de energia em 2030 será proveniente de fontes renováveis, um valor próximo do que é hoje.

A geração de eletricidade, que crescerá a uma taxa média de 4,3% ao ano, continuará muito dependente das fontes renováveis – quase 82%, ou um pouco menos do valor atual. A liderança continuará com a energia hidráulica, mas projeta-se aumento na participação da biomassa de cana, centrais eólicas e resíduos urbanos e também de fontes não-renováveis (nuclear, gás natural e carvão mineral).

Para atender à demanda total de energia, o Plano estima investimentos de US\$ 800 bilhões até 2030.

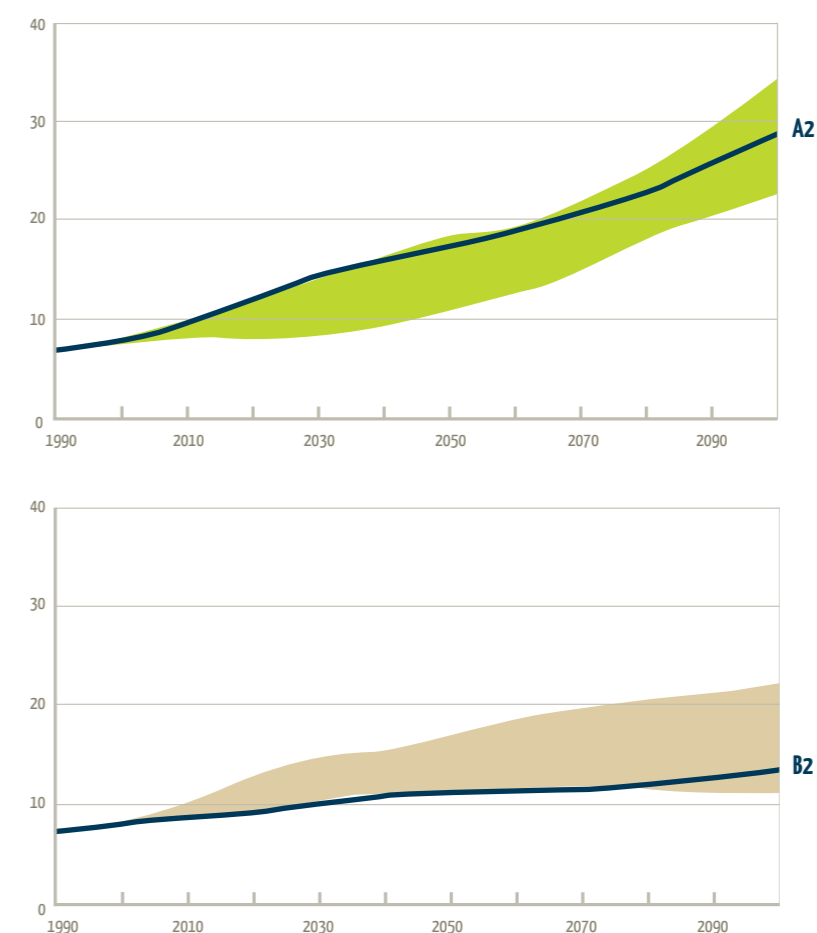
de gases do efeito estufa. Assim, o cenário A2 (pessimista, emissões altas) descreve um mundo heterogêneo, com pouca ênfase nas trocas econômicas, sociais e culturais entre regiões. Nesse cenário, o crescimento econômico *per capita* e as mudanças tecnológicas são desiguais e lentas, dificultando a redução do abismo entre as regiões do mundo já industrializadas e as regiões em desenvolvimento.

Já o cenário B2 é menos pessimista, prevendo emissões mais baixas. Pressupõe um mundo em que a preocupação com a sustentabilidade social e ambiental é maior, a população global cresce a uma taxa menor e o desenvolvimento econômico é mais homogêneo que no cenário A2. Mas a introdução de inovações tecnológicas continua a ser heterogênea regionalmente.

A Figura 1 mostra os totais de emissões globais anuais de CO₂ (o principal gás causador do efeito estufa) projetados para os dois cenários.

Figura 1_

Total anual das emissões globais de CO₂ provenientes de todas as fontes (energia, indústria e mudanças no uso do solo) de 1990 a 2100 (em gigatoneladas de carbono - GtC/a)*



Fonte: IPCC (2000) | (*) As áreas coloridas na Figura 1 representam a faixa de variação em que estão compreendidas todas as diferentes nuances de cada cenário formulado pelo IPCC.



Para aplicar os cenários de emissões A2 e B2 do IPCC ao Brasil, a equipe do CPTEC/Inpe empregou o modelo Precis (*Providing Regional Climates for Impact Studies*). Trata-se de um sistema de modelagem do clima regional desenvolvido pelo Hadley Centre, do Reino Unido, que reduz a escala – e, portanto, aumenta a resolução – dos resultados do modelo de clima global HadCM3, também do Hadley Centre. As concentrações atuais e futuras de gases do efeito estufa e de enxofre projetadas pelos cenários A2 e B2 foram utilizadas para fazer projeções climáticas regionais consistentes com o modelo global. Foram obtidas, assim, projeções de precipitação, temperatura, velocidade do vento e umidade no Brasil, para o período 2071–2100, numa resolu-

ção de 50 x 50 quilômetros. Essas foram as projeções climáticas utilizadas neste estudo para a modelagem dos impactos no setor de energia no país.

É essencial observar que modelos climáticos são representações aproximadas de sistemas muito complexos. O nível de incerteza relacionado aos impactos da concentração de gases do efeito estufa no clima global, e no clima brasileiro em particular, é grande, quando se comparam resultados de diferentes modelos climáticos. Como revelam estudos do CPTEC/Inpe, diferentes modelos têm dado resultados diferentes, às vezes até opostos, para as mesmas regiões do país. As projeções são mais incertas justamente para as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, aquelas que, nas simulações realizadas neste estudo, apresentaram as maiores perdas na oferta de energia.

Foi investigada a variação na oferta de hidreletricidade, energia eólica, biocombustíveis líquidos e termoeletricidade a gás natural. No caso das três primeiras, a razão da escolha está no fato de que a própria existência dessas fontes é muito dependente das condições climáticas. Já a termoeletricidade a gás natural, embora não seja baseada em combustível renovável, foi incluída na avaliação porque tende a ganhar cada vez mais importância para o Brasil e porque as turbinas a gás reagem intensamente a alterações na temperatura e umidade ambientes.

É importante esclarecer que, embora as emissões do cenário B2 sejam menores que as do cenário A2 do IPCC, os efeitos das alterações climáticas na produção de hidreletricidade e de energia eólica no Brasil tendem a ser piores no cenário B2. O aparente paradoxo se deve ao fato de que, se o cenário A2, tal como modelado pelo CPTEC/Inpe, prevê temperaturas mais elevadas causadas pelas emissões maiores, o cenário B2 prevê menos chuva e vento.

Para avaliar o impacto de um novo regime de chuvas na geração de energia hidrelétrica, é preciso projetar o impacto sobre as vazões de cada usina do sistema interligado. O ciclo hidrológico é um fenômeno global de circulação fechada da água entre a superfície do planeta e a atmosfera. A água

proveniente da precipitação que atinge o solo está sujeita a infiltração, percolação e evaporação. A porção que não se infiltra, não evapora e nem é capturada pela vegetação é drenada para os cursos d'água, resultando na vazão usada para a geração de eletricidade.

O estudo da relação entre a precipitação pluviométrica e as vazões é complexo. Requer grande quantidade de dados e amplo levantamento das características individuais de cada bacia fluvial. Um levantamento tão detalhado levaria tempo excessivamente longo, pois somente o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem nada menos que 148 hidrelétricas. Assim, este estudo não analisou o balanço hídrico completo de cada bacia.

Outra dificuldade para examinar a relação entre precipitação e vazão – ou seja, para calcular com precisão o quanto a chuva contribui para a vazão em cada reservatório – foi a escassez de dados históricos sobre chuvas no Brasil. O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem uma ampla base

Os cenários do IPCC

O tamanho da população mundial, os padrões de consumo, a utilização de combustíveis fósseis e a eficiência energética são fatores que influenciam, para mais ou para menos, as emissões de gases de efeito estufa responsáveis pelo aquecimento global.

Não é possível ter certeza de como esses fatores evoluirão no futuro, mas é possível construir cenários, combinando diferentes estimativas para cada fator. O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), convocado pela Organização das Nações Unidas e que reúne cientistas de diferentes países, incluindo o Brasil, construiu quatro diferentes cenários de desenvolvimento futuro, para representar as alterações potenciais nos fatores acima, até o ano 2100. Tais cenários são utilizados para projetar as possíveis mudanças climáticas globais e regionais.

O cenário A1 descreve um mundo com desenvolvimento econômico rápido, crescimento populacional lento e rápida introdução de novas e mais eficientes tecnologias. É um cenário otimista do ponto de vista das emissões de gases do efeito estufa. Já no cenário A2, há um grande fosso entre países ricos e pobres, o crescimento populacional é rápido, e o desenvolvimento econômico é lento, assim como a adoção de tecnologias novas. As necessidades energéticas são atendidas com uso intensivo de combustíveis fósseis. É um cenário pessimista.

O cenário B1, por sua vez, é mais otimista. Descreve um mundo sustentável, no qual as preocupações ambientais estimulam o desenvolvimento de tecnologias que evitam o consumo de combustíveis fósseis e que são rapidamente assimiladas em todo o planeta. Nesse cenário, há um esforço para atenuar o fosso entre ricos e pobres e para criar uma economia global ambientalmente sustentável.

Finalmente, o cenário B2 descreve um mundo desequilibrado em relação ao uso de inovações tecnológicas. As soluções para o desenvolvimento econômico, social e ambiental são locais e díspares. Em algumas regiões, novas tecnologias se desenvolvem rapidamente e em outras continuam a ser empregadas técnicas antiquadas.

As simulações sobre o setor de energia feitas neste estudo basearam-se em projeções de mudança climática para o Brasil que adotaram os cenários A2 e B2. São os dois cenários mais pessimistas em termos de emissões, embora o segundo seja menos que o primeiro.

de dados de vazão, com séries históricas mensais contínuas para todas as bacias. Mas seus dados sobre precipitação se limitam às bacias dos rios Paraná, Paranaíba e Iguaçu. Para as demais bacias, foi preciso utilizar os dados da Agência Nacional de Águas (ANA), que contêm descontinuidades – isto é, as medições foram interrompidas em alguns períodos – e não cobrem os mesmos intervalos de tempo para todas as estações pluviométricas. Além disso, não foi possível obter com precisão a georreferência das estações pluviométricas para determinar a área de drenagem do curso d'água na qual cada estação está localizada. Todos esses fatores dificultaram o cruzamento dos dados de precipitação com os dados de vazão.

Diante das limitações na disponibilidade de dados sobre a precipitação pluviométrica, os impactos dos cenários de mudança climática no regime hídrico das bacias brasileiras mais importantes foram investigados em duas etapas. Na primeira, foram estimadas as vazões em cada usina do SIN, gerando, em seguida, séries individuais de vazões para o período 2071–2100. Na segunda etapa, o impacto das alterações no regime de chuvas foi incorporado às séries de vazões projetadas. Foram escolhidas 16 hidrelétricas para servirem de referência, e os resultados foram extrapolados para as demais. As usinas que serviram de referência foram as seguintes: Marimbondo, Furnas e Caconde, da bacia do rio Grande; Emborcação, Corumbá 1 e São Simão, da bacia do Paranaíba; Capivara e Xavantes, da bacia do Paranapanema; Três Marias e Itaparica, da bacia do São Francisco; Itaipu e Ilha Solteira, do rio Paraná; Tucuruí e Serra da Mesa, da bacia do Tocantins-Araguaia; Três Irmãos, da bacia do Tietê; e Boa Esperança, da bacia do Parnaíba.



Finalmente, para traduzir as projeções de vazão em geração de energia elétrica, foi a princípio utilizado o modelo NEWAVE, que é empregado oficialmente para o planejamento da operação/expansão do SIN. O modelo, porém, se mostrou inadequado para a tarefa proposta. Foi usado, então, o modelo SUIISHI-O, cujos resultados foram então incluídos neste estudo. Com a melhoria das bases de dados e com o avanço do conhecimento, esses resultados poderão ser melhorados no futuro.

Para calcular o potencial de geração de energia eólica, foram utilizados os números de velocidade média anual do vento projetados pelo CPTEC/Inpe para o período 2071–2100, que não consideram possíveis alterações da rugosidade, ou seja, da cobertura vegetal, que a mudança do clima pode provocar. Como a rugosidade do solo influi na velocidade do vento, esse aspecto é importante para avaliar os possíveis impactos das mudanças climáticas sobre a produção de energia eólica. Diante da inexistência dessas informações, este estudo projetou o potencial bruto de energia eólica considerando apenas a atual cobertura vegetal do país.

A turbina eólica aplicada na simulação foi um modelo Enercon E70 de 2,0 MW – a capacidade mais comum de turbina eólica comercializada no mundo hoje. A Enercon é a única fabricante no Brasil, e o equipamento E70 é o mais moderno disponível atualmente no mercado brasileiro.

Para avaliar os possíveis impactos da mudança do clima global nas termelétricas a gás, foi calculada a eficiência de conversão das turbinas diante de variações na temperatura e na umidade relativa do ar. A partir desse cálculo, foi possível quantificar de duas maneiras o impacto da mudança do clima global na geração termelétrica a gás natural no Brasil: (1) o consumo maior/menor de combustível e a emissão maior/menor de CO₂ para uma mesma quantidade de eletricidade, diante da eficiência maior/menor na geração das turbinas a gás; (2) a perda/ganho em geração de energia, diante da alteração na eficiência operacional.

Quanto à produção de biocombustíveis, foi feita uma estimativa da ordem de magnitude do impacto das mudanças climáticas sobre a distribuição geográfica dos cultivos de cana-de-açúcar (produção de álcool) e de oleaginosas com maior potencial para produção de biodiesel. A estimativa considera as alterações nos limites de variação da temperatura por região. Não leva em conta outras variáveis que podem influenciar a produtividade e a adaptação dessas culturas em determinadas regiões, tais como a concentração de CO₂ na atmosfera, as alterações nos regimes hídricos e a incidência de pragas e doenças.

Para quantificar as possíveis alterações no padrão de crescimento de algumas culturas, que podem afetar sua distribuição geográfica, foi usado o índice conhecido como “dias-grau” baseado nas temperaturas anuais máximas e mínimas. Os resultados neste estudo apresentados, por não considerarem o efeito positivo da maior concentração de CO₂ ou os efeitos negativos de insetos e doenças das plantas, além dos efeitos de outros fatores climáticos, podem ser pessimistas demais para algumas culturas e otimistas demais para outras. Além disso, os dados de mudança climática utilizados são anuais, o que dificulta uma análise mais detalhada dos efeitos das variações de temperatura nos diferentes estágios de desenvolvimento do cultivo, em comparação com as temperaturas ótimas para cada estágio.

Este estudo também investigou o possível impacto da mudança do clima sobre a demanda de energia. Vale lembrar que, nesse caso, uma demanda maior equivale à perda de oferta, já que mais energia final é necessária para satisfazer os mesmos serviços. Um exemplo: com temperaturas ambientes mais altas, o compressor do aparelho de ar-condicionado tende a se ligar com maior frequência.

Em virtude da complexidade e da dificuldade de obtenção de dados para determinar o impacto no uso total de energia final, o estudo enfatizou a estimativa da variação na demanda de eletricidade para condicionamento de ar nos setores residencial e de serviços. O cálculo considerou dois principais fatores combinados: a elevação da temperatura média e o aumento do número de dias quentes.

Para o primeiro fator, a eletricidade adicional demandada é expressa pelo coeficiente de *performance* (COP) do equipamento, que representa a relação entre energia útil extraída e energia consumida – ou seja, a eficiência do aparelho. Assim, supondo que não haja alterações significativas no COP de cada aparelho de ar-condicionado, o aumento na variação de temperatura eleva o número de horas de trabalho do compressor, o que aumenta o consumo de eletricidade. A mudança na temperatura em espaços com ar-condicionado foi estimada com base na temperatura média das macrorregiões do Brasil em 2006. Desse modo, supondo uma temperatura média de 21°C nos espaços com ar-condicionado, e supondo que o aparelho só é ligado quando a temperatura está acima de 24°C, foi possível obter a mudança média na temperatura dos espaços com ar-condicionado.

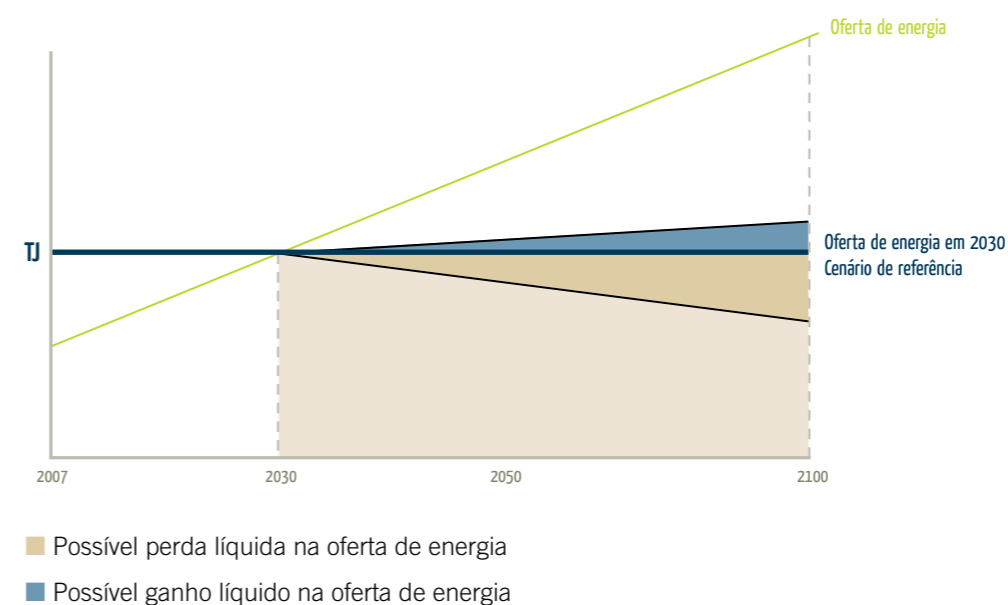
A ocorrência de maior número de dias quentes também gera aumento no uso de ar-condicionado. Esse parâmetro foi medido pela relação “dias-grau”, que expressa o número de dias em que a temperatura média projetada nos cenários de clima estará acima de 24°C (o mínimo aqui considerado para uso de ar-condicionado). O cálculo foi feito apenas para o setor residencial, supondo que a utilização de ar-condicionado no setor de serviços ao longo do ano permanecerá estável. Assim, estimou-se o número de meses adicionais de uso de ar-condicionado pelo setor residencial nos cenários A2 e B2, comparados com o cenário para 2030. Em seguida, foi calculada a mudança média na temperatura dos espaços com ar-condicionado nesses meses e a percentagem de aumento dos meses de uso de ar-condicionado, juntamente com a variação de temperatura em relação a 2030, o que permitiu chegar ao impacto das mudanças climáticas sobre a demanda de energia.

A avaliação da reação do setor de energia projetado para 2030 às condições climáticas no período 2071–2100 pressupõe que o sistema energético brasileiro de 2030 permanecerá instalado até o ano 2100. Essa pressuposição se baseia no ciclo de vida de uma usina hidrelétrica, de cerca de 100 anos, e na pressuposição de que outras instalações de geração de energia elétrica com ciclo de vida menor, como as termelétricas, sejam substituídas por instalações similares ao chegarem ao fim de sua vida útil. Mas nenhuma análise tecnológica prospectiva foi feita. Os resultados se baseiam, assim, nas alternativas tecnológicas atuais.

Tudo isso considerado, foi possível estimar o impacto que novas condições climáticas poderão ter sobre a oferta de energia no país, como se vê na Figura 2. A conta inclui as possíveis variações na demanda, pois, nesse caso uma demanda maior equivale à perda de oferta de energia.

Figura 2_

Possíveis impactos da mudança do clima global na oferta de energia no Brasil



Como se viu, as estimativas dos impactos da mudança do clima global sobre o setor de energia no Brasil apresentadas neste estudo dependem essencialmente das projeções climáticas adotadas. Além das incertezas relacionadas ao modelo do clima global e à redução da escala de seus resultados para a modelagem climática regional, há também as incertezas dos modelos energéticos. Assim, tendo em vista as incertezas cumulativas presentes numa análise de tão longo prazo, devem-se enfatizar mais as tendências e direções do que resultados numéricos precisos.

Novos estudos são essenciais para avaliar a capacidade de adaptação aos possíveis, embora ainda incertos, impactos da mudança do clima global sobre a produção de energia a partir de fontes renováveis.

Os capítulos a seguir detalham as análises e os resultados do estudo para cada fonte de energia avaliada.



OFERTA DE ENERGIA

O sistema energético brasileiro é vulnerável à mudança climática. Todas as simulações para as diferentes fontes, salvo a cana-de-açúcar, mostram uma tendência à queda na oferta de energia, em maior ou menor grau, dependendo da região. A vulnerabilidade do Brasil é tão mais intensa quanto maior é sua dependência de fontes renováveis de energia, sobretudo a hidreletricidade, que hoje responde por mais de 85% da produção de energia elétrica no país. Foram estimadas quedas de 1,0% a 2,2% na produção de eletricidade de origem hidráulica, e estes são números conservadores, que provavelmente serão superados em futuras simulações com dados e ferramentas aprimorados.

O Nordeste será a região mais afetada, tanto na produção de energia hidrelétrica, em virtude da redução das vazões na bacia do rio São Francisco, como na produção de biodiesel e de energia eólica. Algumas culturas de oleaginosas, como a mamona e a soja, poderão se tornar inviáveis com as elevações de temperatura e de seca previstas para a região, e as menores velocidades de vento previstas para o interior nordestino podem causar uma redução de até 60% no potencial eólico nacional.



ELETRICIDADE

A infra-estrutura brasileira de geração de energia elétrica é formada por três sistemas elétricos, que abrangem as cinco regiões macrogeográficas do país (Sul, Sudeste, Nordeste, Norte e Centro-Oeste). O maior sistema de transmissão interligado abrange as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste e responde por mais de 70% da capacidade instalada do Brasil. O segundo sistema interligado conecta as regiões Norte e Nordeste e representa quase 25% da capacidade instalada total. E, finalmente, o terceiro conjunto é formado por sistemas pequenos e isolados, localizados principalmente na região Norte. Os sistemas isolados respondem por menos de 5% da capacidade instalada do país e a energia que produzem provém principalmente de usinas termelétricas.

A interligação dos sistemas elétricos, conhecida como Sistema Interligado Nacional (SIN), permite transferir energia elétrica de uma região para outra, aproveitando as diferenças de estações chuvosas. O sistema baseia-se em grandes reservatórios planejados para armazenamento plurianual (normalmente cinco anos) e turbinas de reserva para geração de energia adicional nos períodos chuvosos. Dessa forma, as grandes hidrelétricas brasileiras conseguem atender à curva de carga não apenas numa base contínua, mas também nas horas de pico e nas horas intermediárias.

Os sistemas hidrelétricos interligados são complementados por usinas térmicas. As termelétricas entram em operação quando é preciso complementar a energia de origem hidráulica nos períodos de grande carga ou na estação seca; ou, ainda, quando, nos períodos secos, o valor da água armazenada nos reservatórios é maior do que o custo de operação das termelétricas.

HIDRELETRICIDADE

Os impactos que a mudança do clima global pode ter sobre o sistema hidrelétrico brasileiro viriam das alterações no comportamento médio das vazões nas bacias dos rios que produzem energia, ou de alterações na probabilidade de ocorrência de eventos extremos (como tempestades e secas extremas), que poderiam prejudicar a operação das usinas. Este estudo se concentrou no primeiro caso, em virtude da natureza das projeções climáticas disponíveis. Futuras análises que incorporem o segundo caso podem contribuir para maior conhecimento dos impactos da mudança do clima na geração de energia elétrica no Brasil.

As reduções nas vazões não devem ter um efeito proporcional sobre a geração de energia porque os reservatórios agem como amortecedores, gerenciando a quantidade de água disponível para a geração de eletricidade. Uma boa gestão de reservatórios pode compensar uma parte da perda de vazão. Por outro lado, a elevação na temperatura teria um impacto sobre a evaporação de água dos reservatórios, particularmente naqueles de dimensões muito grandes. Assim, uma análise das mudanças na evaporação em consequência de temperaturas mais altas também é importante. Mas isso teria de ser investigado em futuros estudos.

A vazão anual média (isto é, a quantidade média anual de água que aflui para as usinas) pode sofrer uma queda média de 8,6%, no cenário A2 de mudança climática, e de 10,8% no cenário B2. As usinas mais afetadas seriam as da bacia do São Francisco, que registrariam uma queda de 23,4% no cenário A2 e de 26,4% no cenário B2. Na grande bacia do Paraná – formada pelo rio Paraná e as bacias do Paranaíba, Paranapanema e Grande –, haveria, apesar da queda na vazão anual média, vazões mais altas no começo da estação chuvosa. O armazenamento dessa água adicional atenuaria os efeitos negativos da redução na vazão anual média, pelo menos nas usinas hidrelétricas já existentes.

A se confirmarem essas quedas na vazão média, haveria efeitos negativos na produção total de energia média pelas hidrelétricas brasileiras, que cairia 1%, no cenário A2, e 2,2% no cenário B2. O efeito mais acentuado seria nas usinas do rio São Francisco, onde a produção poderia cair até 7,7%.

A Tabela 1, a seguir, mostra o possível impacto na vazão das bacias entre 2071 e 2100, caso se confirmem as alterações no regime de chuvas projetadas pelos dois cenários do IPCC (A2 e B2) de mudança do clima global.

Tabela 1_

Varição média da vazão anual em relação às projeções de referência: 2071–2100

BACIA	A2	B2
Rio Paraná	-2,4%	-8,2%
Grande	1,0%	-3,4%
Paranaíba	-5,9%	-5,9%
Parapanema	-5,0%	-5,7%
Parnaíba	-10,1%	-10,3%
São Francisco	-23,4%	-26,4%
Tocantins-Araguaia	-14,7%	-15,8%
MÉDIA	-8,6%	-10,8%

Os gráficos das Figuras 3, 4, 5 e 6 mostram essas variações mais detalhadamente e incluem os valores históricos médios para cada mês, o que dá um parâmetro para o padrão sazonal da vazão em cada bacia.

O rio Paraná e as bacias do Paranaíba, Parapanema e Grande – todas pertencentes à grande bacia do Paraná – exibem resultados semelhantes. Além do efeito negativo na vazão média (Tabela 1), as variações sazonais tendem a ser positivas nos meses em que a vazão está aumentando e negativa nos meses em que está caindo. No cenário B2, os impactos negativos são ainda maiores.

Essas projeções indicam que as usinas dessas bacias enfrentariam um período de seca precoce, assim como o período úmido também começaria mais cedo. Tendo em vista que os resultados líquidos não são muito relevantes e que o padrão sazonal é favorável (vazões mais altas no começo da estação úmida), o ajuste na gestão dos reservatórios dessas usinas existentes poderia atenuar os efeitos da mudança do clima. Por outro lado, considerando as crescentes restrições ambientais à construção de grandes reservatórios no Brasil, é razoável supor que o uso do potencial hidrelétrico remanescente seria principalmente baseado em usinas a fio d'água, com reservatórios menores. Desse modo, a capacidade de utilizar os reservatórios para compensar os regimes mais secos seria reduzida à medida que o sistema elétrico se expande.

As demais bacias do país, especialmente a do rio São Francisco, mostram um grande impacto negativo. Nelas, a gestão de reservatórios não seria suficiente para compensar as perdas na vazão natural.

De fato, a bacia do São Francisco é a mais impactada pela variação nas chuvas. (Estudos sobre a precipitação também indicam grande impacto na Região Amazônica, mas nela o potencial de geração hidrelétrica não é bem explorado – atualmente apenas 0,6%, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.) Na bacia do São Francisco, a capacidade hidrelétrica instalada atinge 6,8 GW, ainda segundo dados da Aneel. As mudanças nas chuvas afetariam profundamente as vazões naturais para as usinas dessa bacia, como se vê nas Figuras 4 e 6. Os resultados são ainda piores no cenário B2, em que o impacto negativo começa mais cedo, já no período 2071–2075.

A bacia do Tocantins-Araguaia é importante por sua capacidade instalada e porque atende grande parte dos mercados do Nordeste. Em ambos os cenários, as variações sazonais são mais intensas na estação chuvosa, que chega a ter reduções maiores do que as da estação seca. O resultado pode ser uma capacidade menor de acumular água durante a estação chuvosa (que é relativamente curta, de fevereiro a abril), para o gerenciamento ao longo do ano.

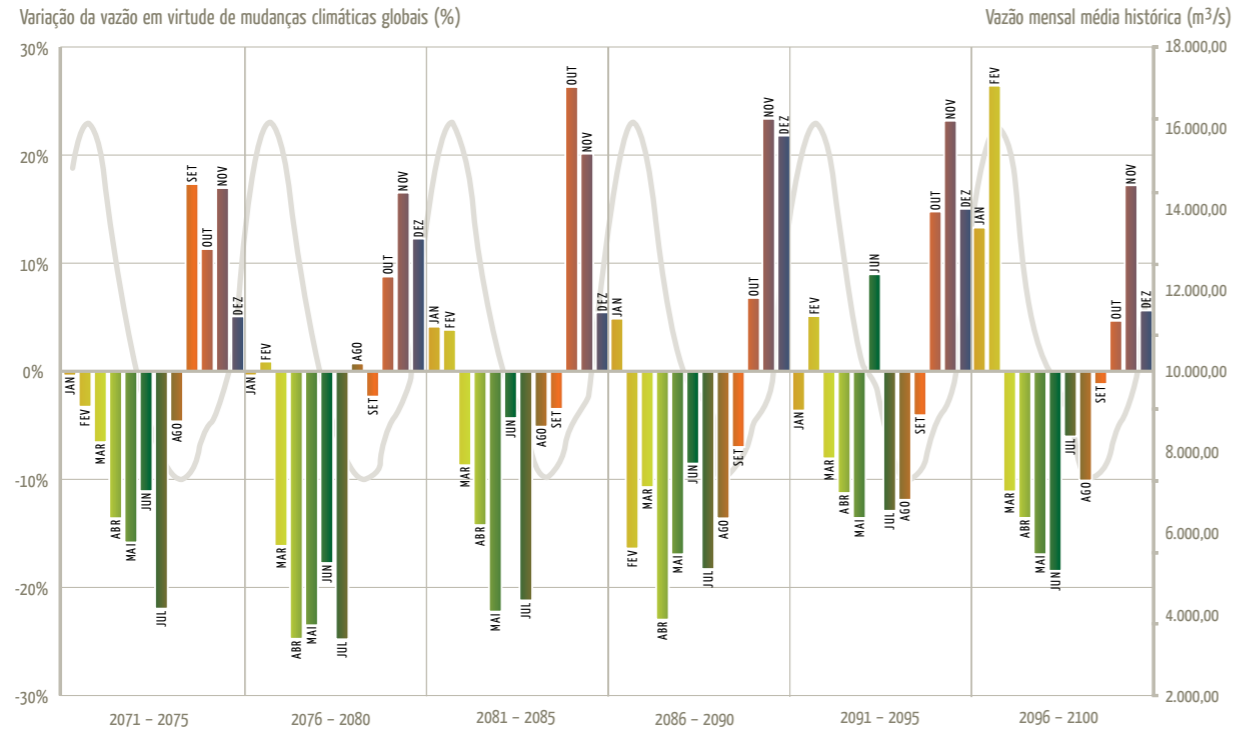
Embora represente uma parte muito pequena do SIN, a bacia do Parnaíba foi analisada porque havia disponibilidade de dados. Como é representativa de uma região subdesenvolvida do Brasil, a análise dos impactos da mudança do clima global nessa bacia ilustra a vulnerabilidade dessa região em termos de recursos energéticos potenciais. Já na bacia do Tocantins-Araguaia, os impactos sazonais da mudança do clima global apareceriam mais na estação chuvosa do que na estação seca. De modo geral, a tendência projetada para a vazão média anual é negativa (Tabela 1), como na maioria das bacias.



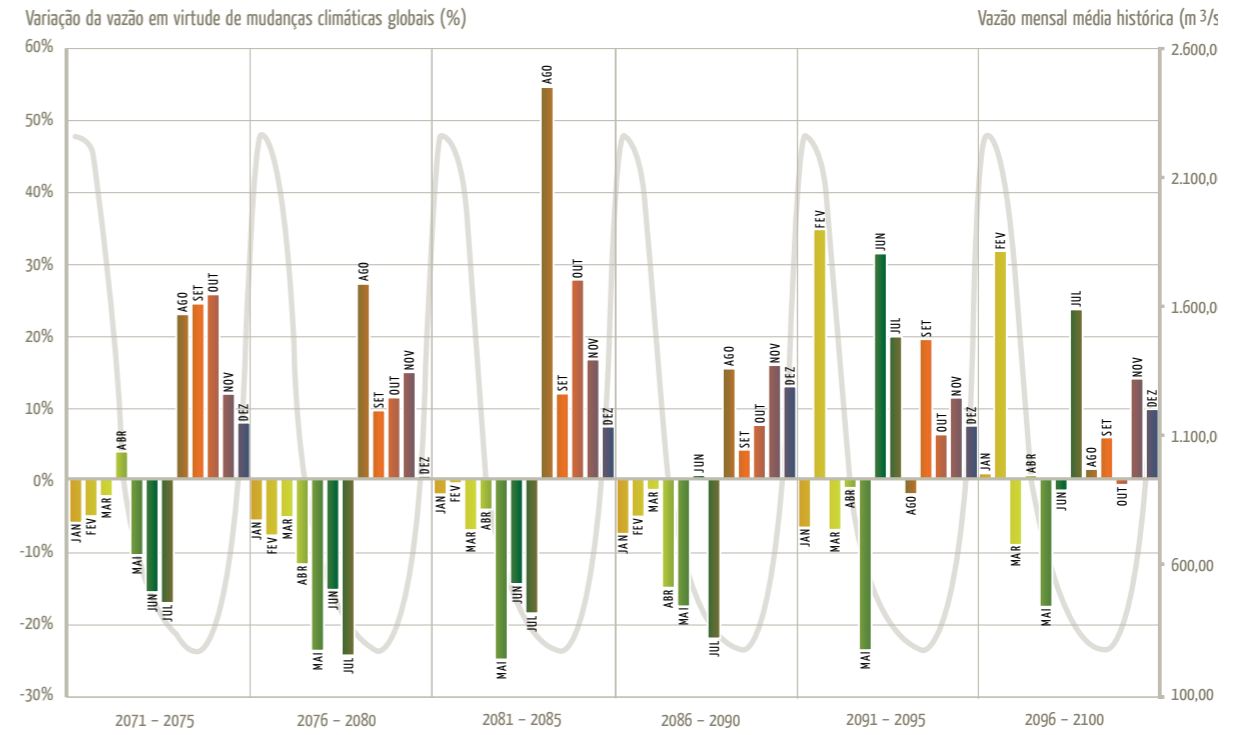
Figura 3.

Percentual de variação das vazões em relação às projeções de referência: cenário A2

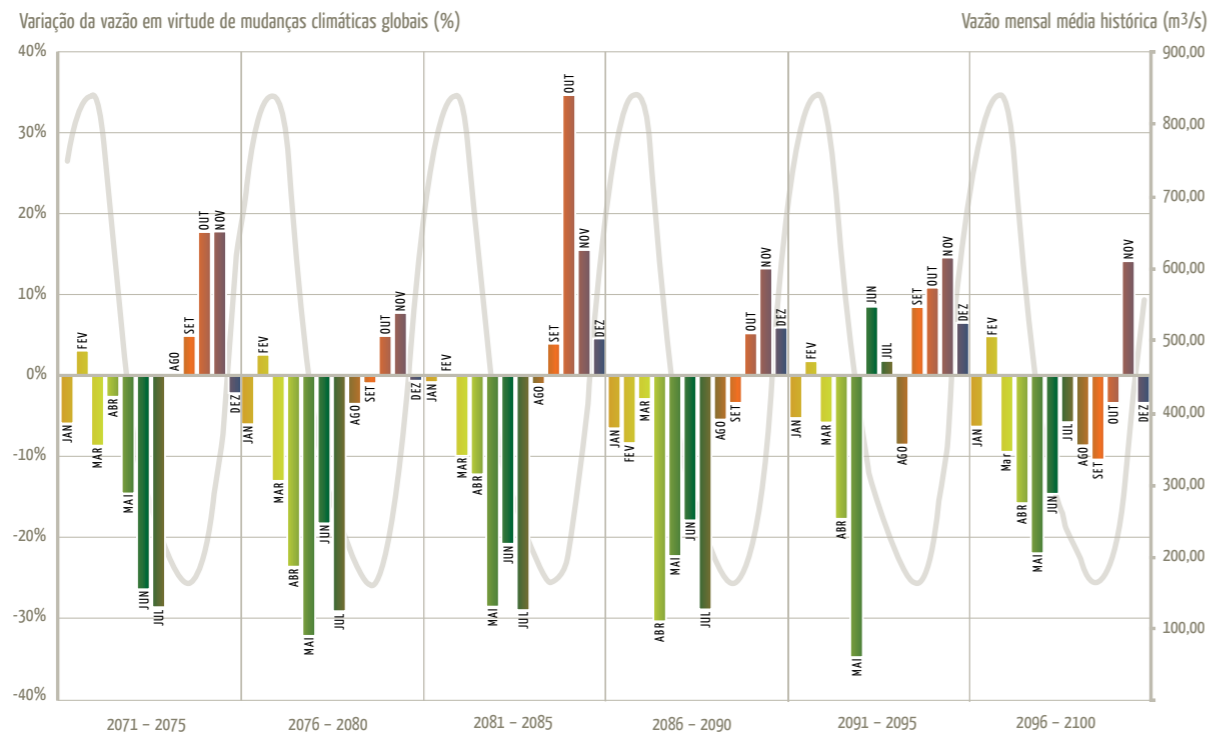
Rio Paraná



Bacia do Rio Grande



Bacia do Paranaíba



Bacia do Paranapanema

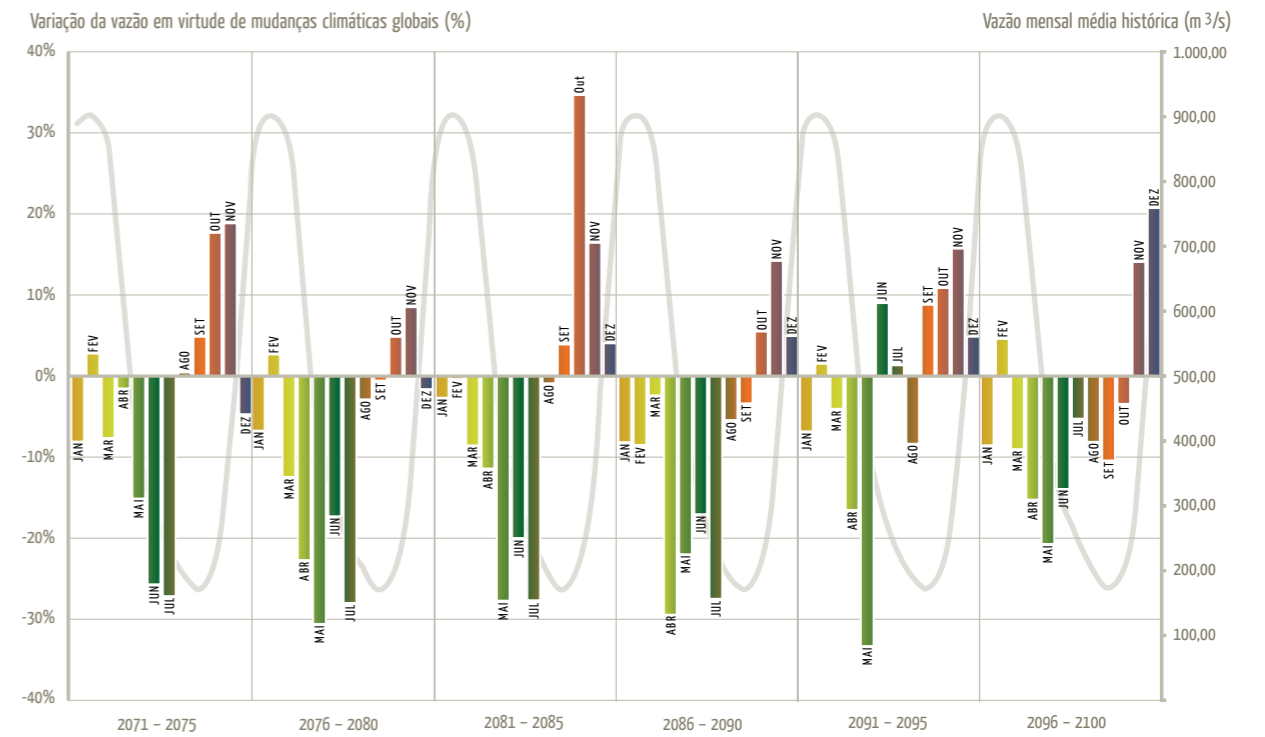
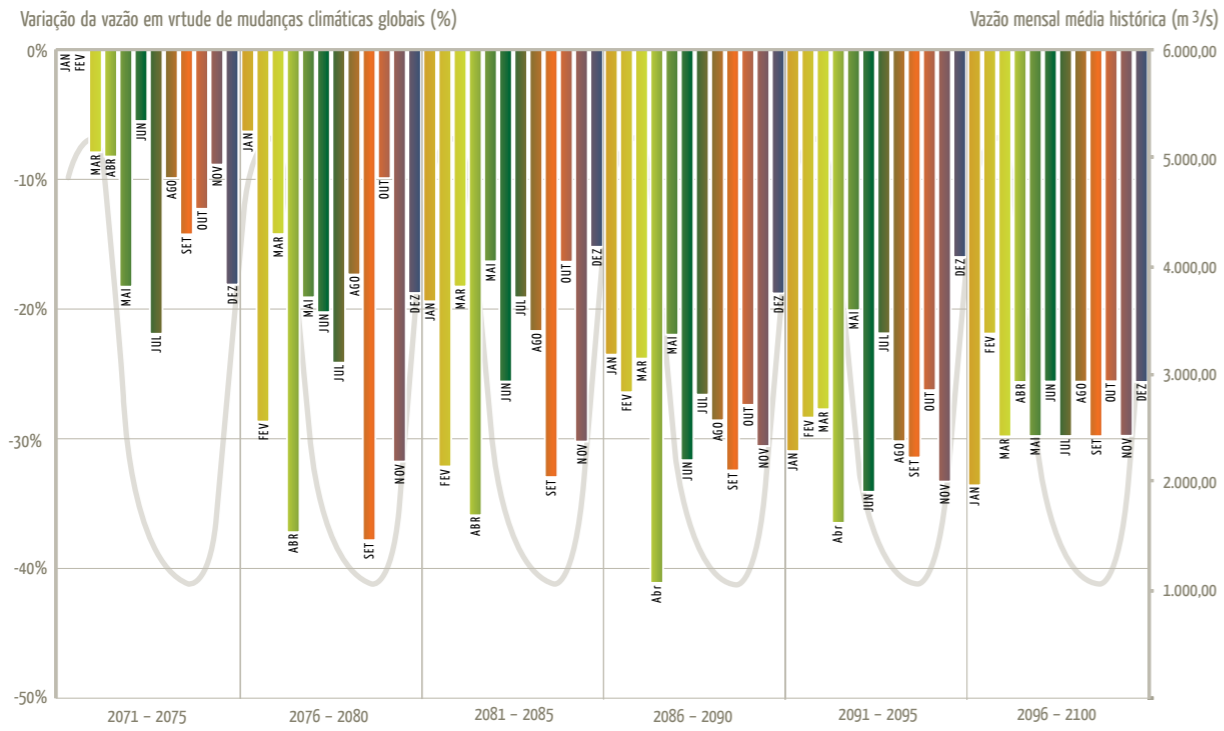


Figura 4_

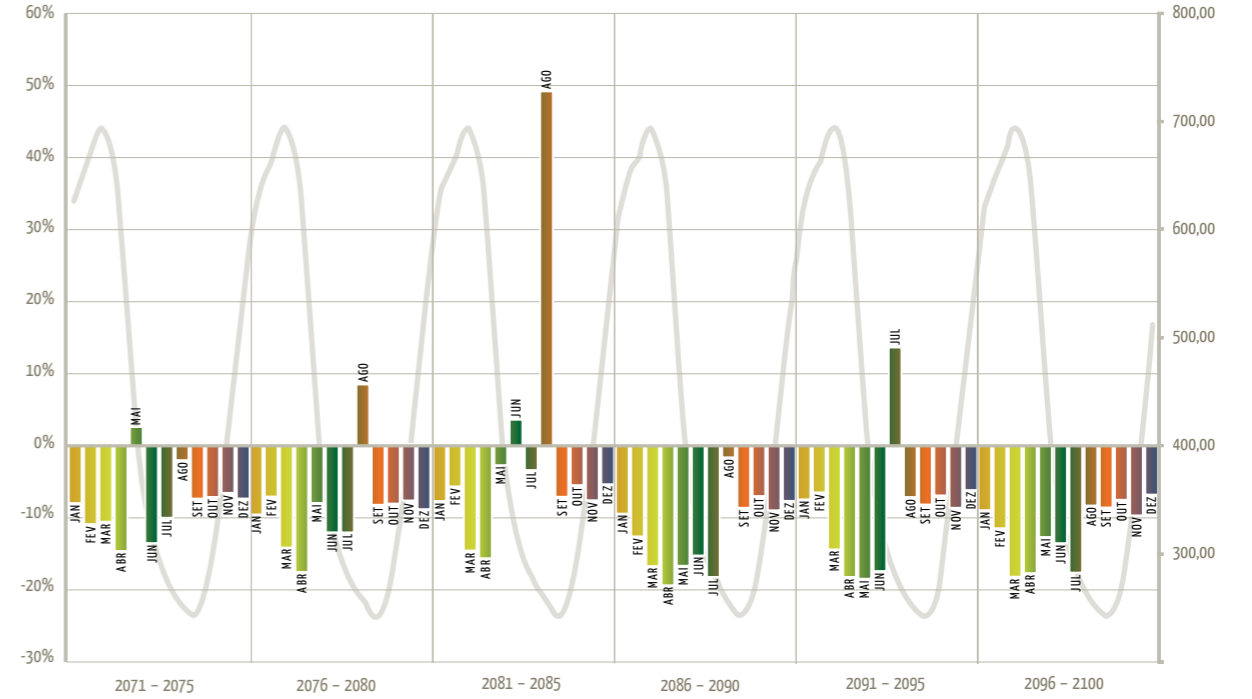
Percentual de variação das vazões em relação às projeções de referência: cenário A2 (continuação)

Bacia do São Francisco



Bacia do Parnaíba

Variação da vazão em virtude de mudanças climáticas globais (%) Vazão mensal média histórica (m³/s)



Bacia do Tocantins/Araguaia

Variação da vazão em virtude de mudanças climáticas globais (%) Vazão mensal média histórica (m³/s)

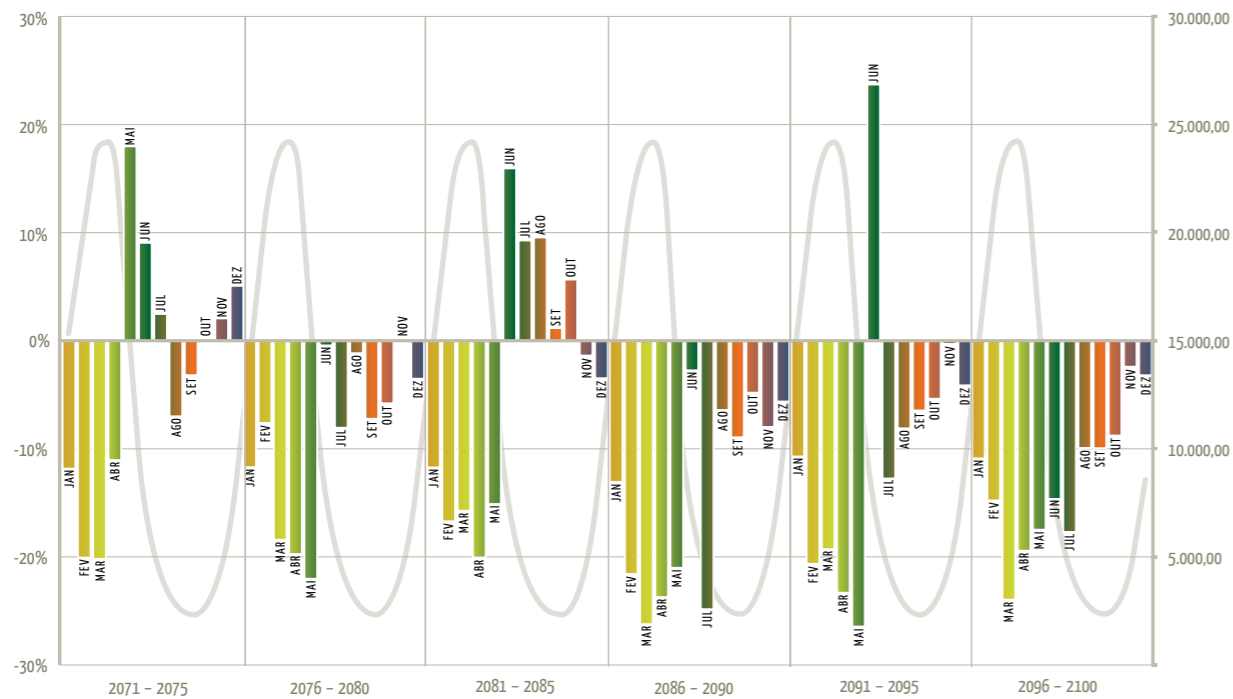
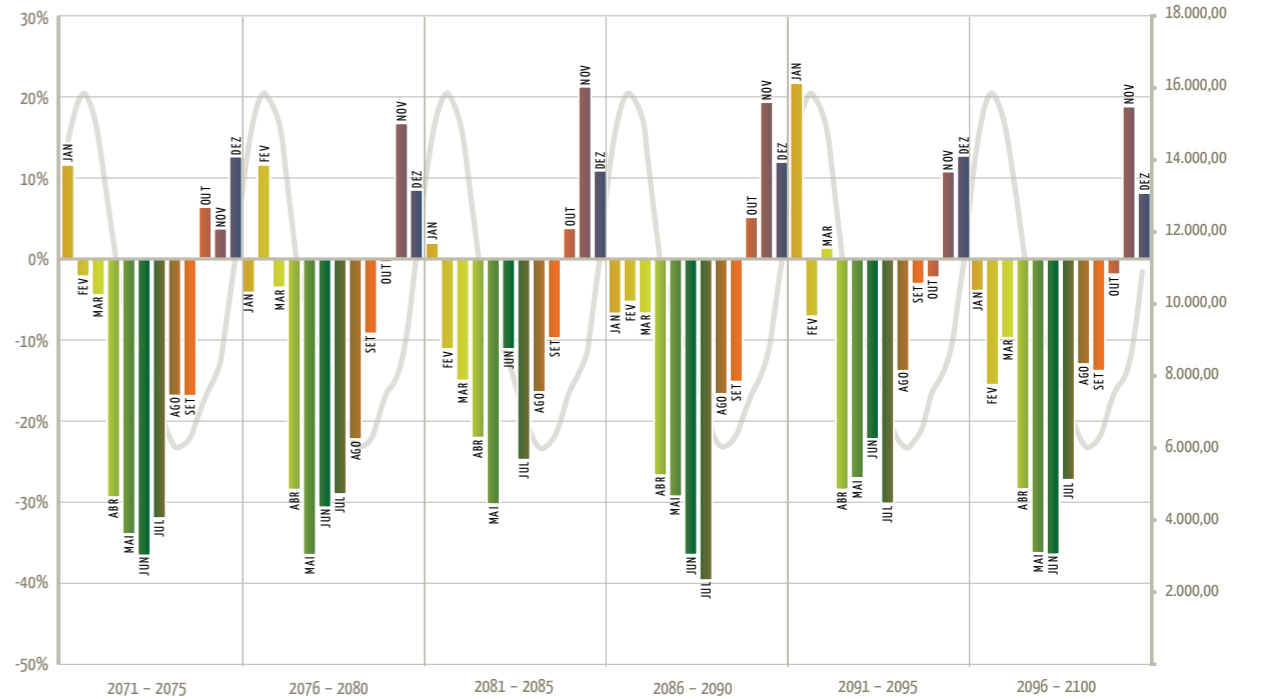


Figura 5_

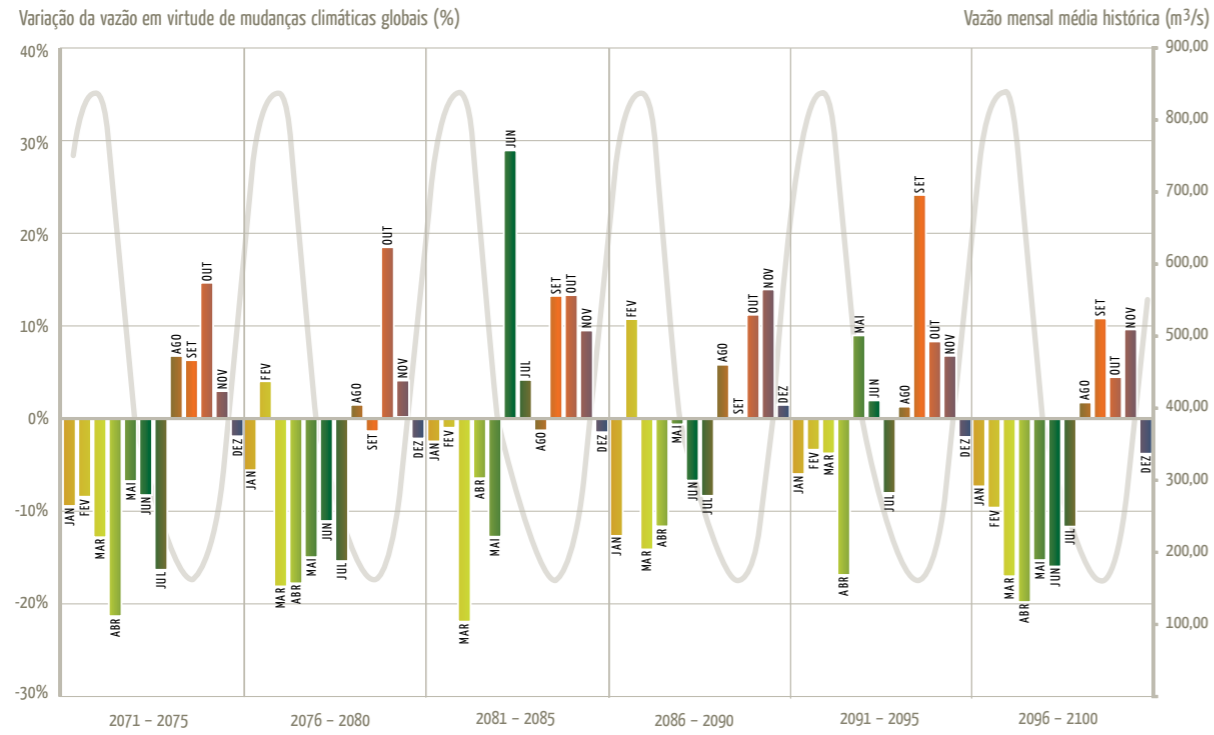
Percentual de variação das vazões em relação às projeções de referência: cenário B2

Rio Paraná

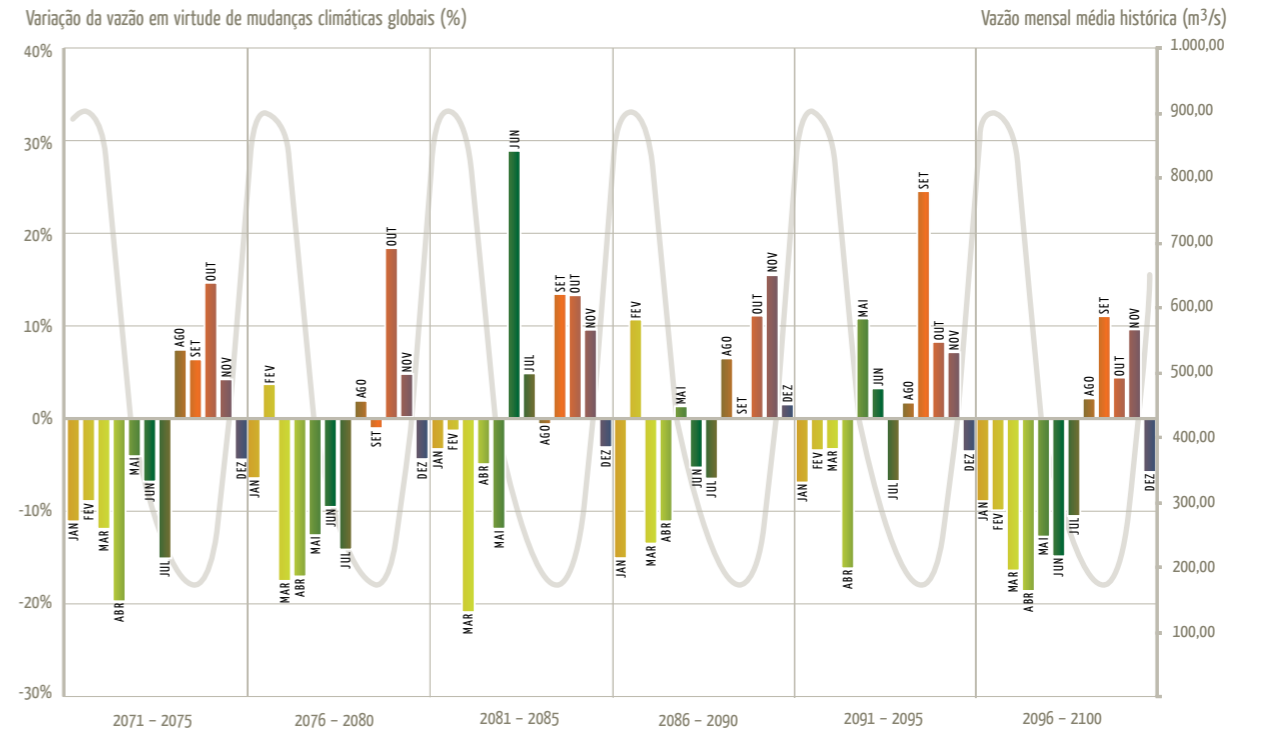
Variação da vazão em virtude de mudanças climáticas globais (%) Vazão mensal média histórica (m³/s)



Bacia do Paranaíba



Bacia do Paranapanema



Bacia do Rio Grande

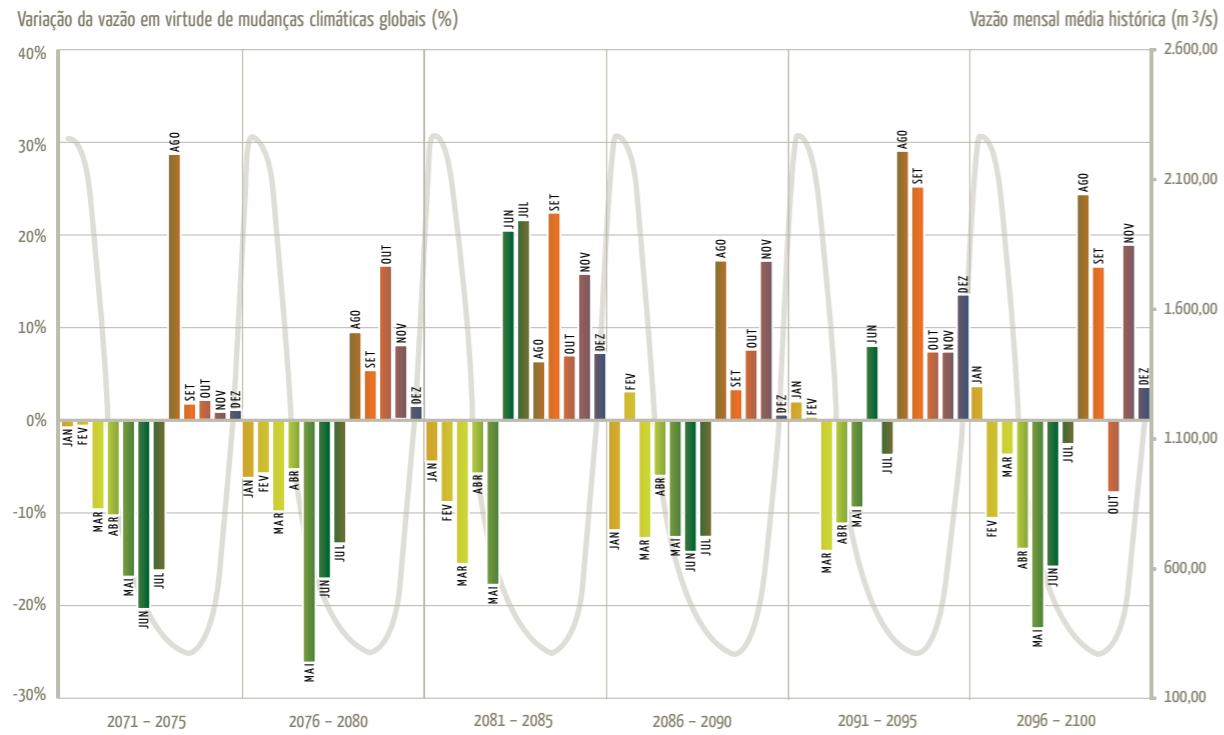
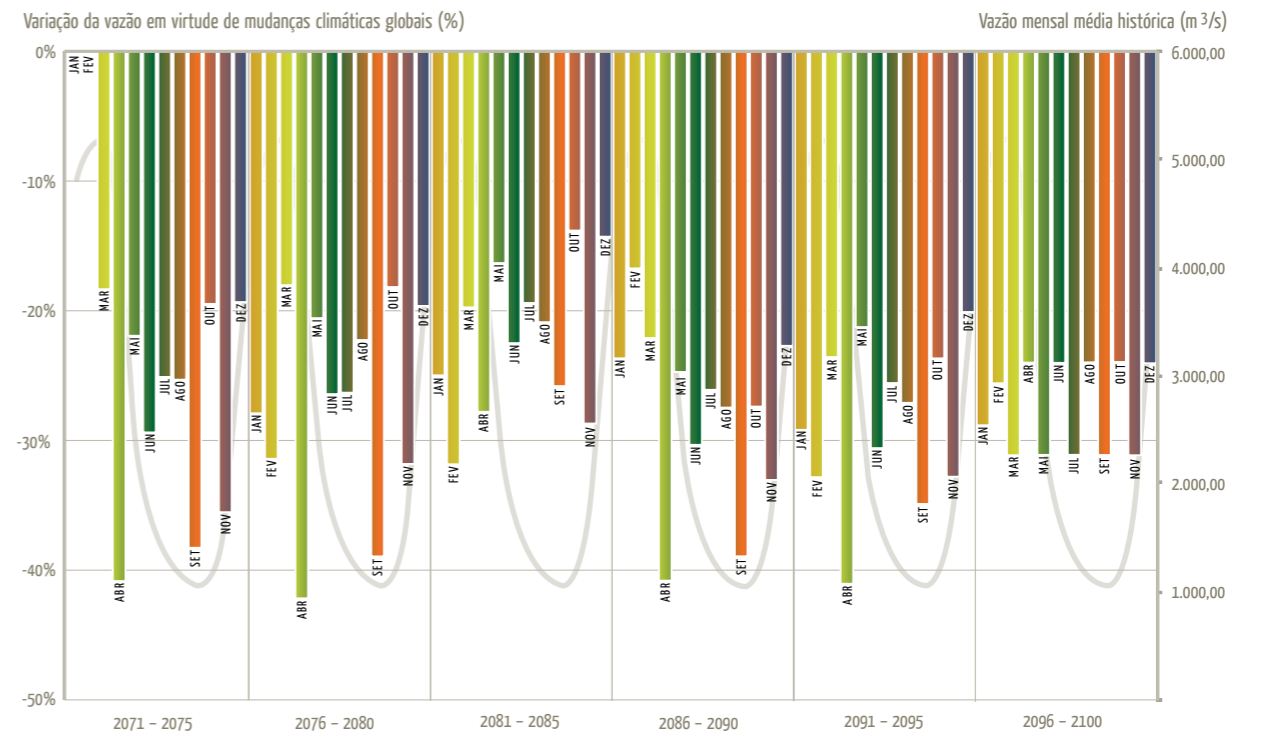


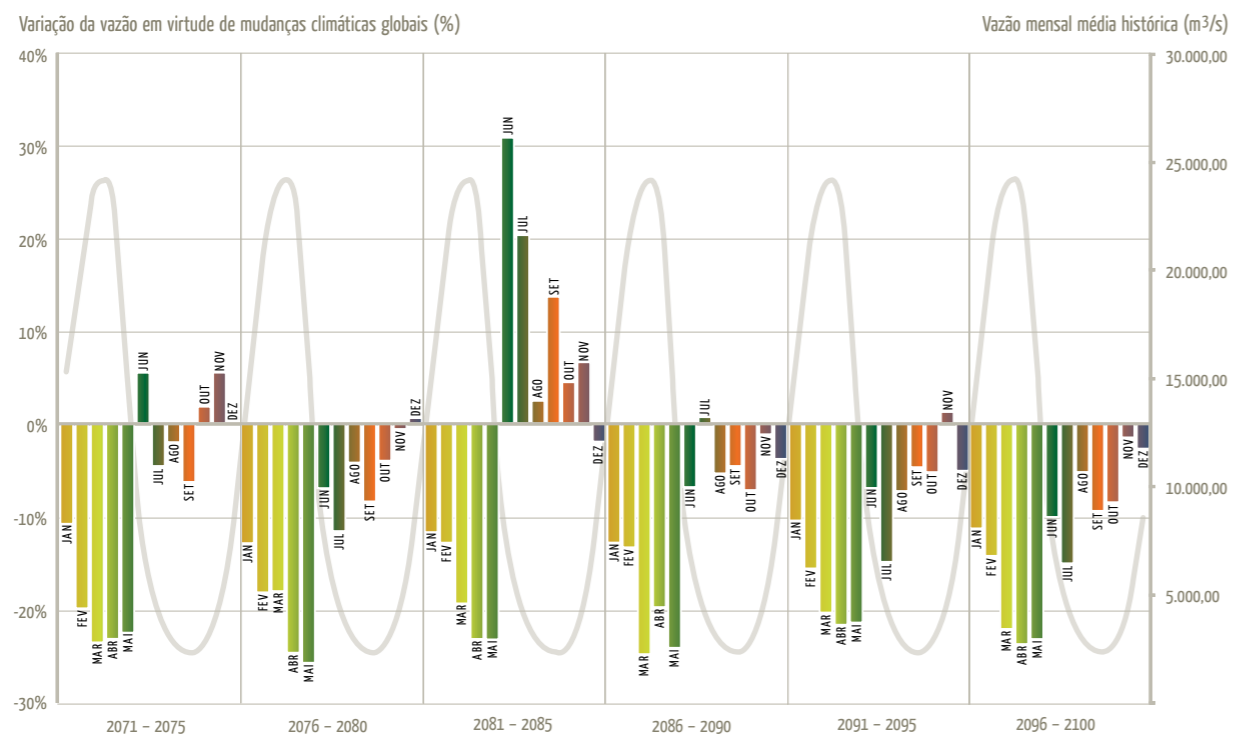
Figura 6_

Percentual de variação das vazões em relação às projeções de referência: cenário B2 (continuação)

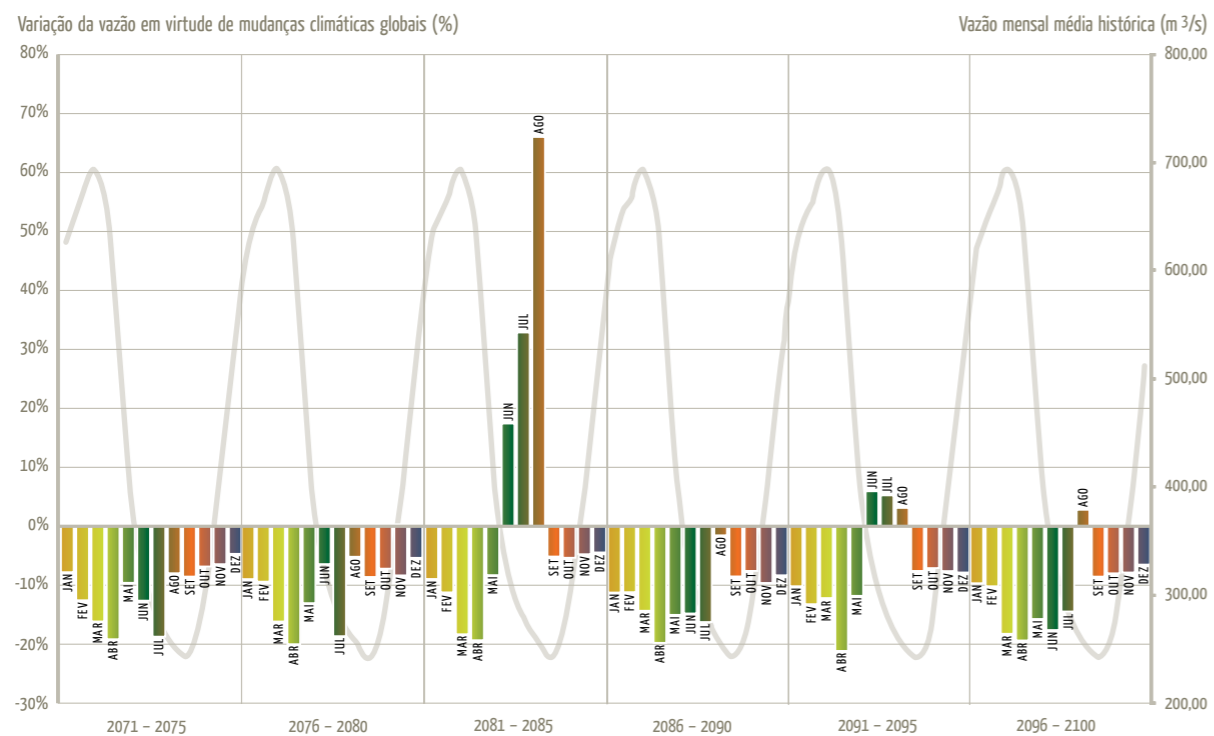
Bacia do São Francisco



Bacia do Tocantins/Araguaia



Bacia do Parnaíba



Os efeitos das alterações na vazão das bacias sobre a produção de energia elétrica foram obtidos com a utilização do modelo SUIISHI-O (que simula a operação de usinas hidrelétricas). Estão apresentados na Tabela 2, sob a forma de impactos na produção de energia média, que, nesse caso, é a quantidade de energia que o sistema hidrelétrico gera, supondo condições hidrológicas médias.

Tabela 2.

Resultados relativos à energia média obtidos com o uso do modelo SUIISHI-O: desvios em relação às projeções de referência

BACIA	A2	B2
Rio Paraná	0,7%	-1,2%
Grande	0,1%	-0,8%
Paranaíba	-1,4%	-1,9%
Parapanema	-1,4%	-2,5%
Parnaíba	-0,8%	-0,7%
São Francisco	-4,3%	-7,7%
Tocantins/Araguaia	-0,1%	-0,3%
MÉDIA	-1,0%	-2,2%

Como já foi dito, há uma tendência negativa geral na vazão. A capacidade de geração de energia também tende a cair, embora não na mesma proporção que a vazão, em virtude das capacidades plurianuais dos reservatórios.

Nas bacias integrantes da grande bacia do Paraná, as diferenças na geração de energia entre os cenários A2 e B2 e as projeções de referência (isto é, as projeções do Plano Nacional de Energia para 2030) são de, no máximo, 2,5% (projeção para o cenário B2). Exceto pelo rio Paraná e a bacia do rio Grande, que poderiam ter um leve aumento de geração no cenário A2, as projeções são de queda na produção de energia elétrica ao longo de todo o período analisado.

Os resultados também mostram redução na geração de energia nas usinas hidrelétricas das bacias do Nordeste e Centro-Oeste (Parnaíba, São Francisco e Tocantins-Araguaia). A bacia do São Francisco aparece como a mais afetada pela mudança do clima global. Nela, o decréscimo na produção de energia atingiria mais de 7% no cenário B2.

É importante registrar que a ferramenta utilizada para o cálculo da geração de energia – o modelo SUIISHI-O – supõe que, no início do período de simulação, os reservatórios estejam em plena capacidade. Níveis iniciais diferentes para os reservatórios podem ter impactos ainda mais negativos na capacidade de geração e, por isso, devem ser investigados em futuros estudos.

O potencial eólico bruto cai nos dois cenários de mudança climática considerados neste estudo em consequência de menores ocorrências de vento com velocidade superior a 6,0 metros por segundo, o mínimo considerado favorável para a produção de energia. Assim, segundo as projeções climáticas, o potencial brasileiro de geração de eletricidade a partir do vento pode ser, em 2100, até 60% menor que o existente em 2001.

As simulações indicam tendência de perda de potencial eólico no interior e concentração das áreas favoráveis à geração no litoral do Norte-Nordeste, onde a ocorrência de altas velocidades (maiores que 8,5 metros por segundo) aumentará, mas não o suficiente para compensar as perdas no interior. Não obstante, a concentração do potencial em áreas extremamente favoráveis à energia eólica poderia favorecer a viabilidade econômica de projetos de grande porte especialmente no litoral do Nordeste.

O mapa da Figura 7 mostra a velocidade média anual dos ventos no Brasil em 2001. Por sua vez, os mapas das Figuras 8 e 9 mostram o georreferenciamento das projeções de velocidade feitas em estudos do CPTEC/Inpe para 2071, 2080, 2090 e 2100, nos dois cenários de mudança do clima considerados neste estudo. Tais velocidades foram traduzidas em potencial de geração de energia. O gráfico da Figura 10 mostra a perda do potencial de geração de energia eólica entre 2001 e 2100.



Figura 7.

Velocidade média anual do vento: 2001 (Cepel, 2001; Dutra, 2007)



2001

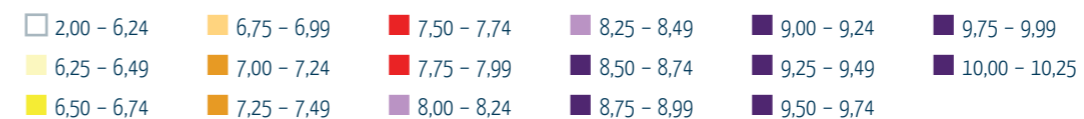
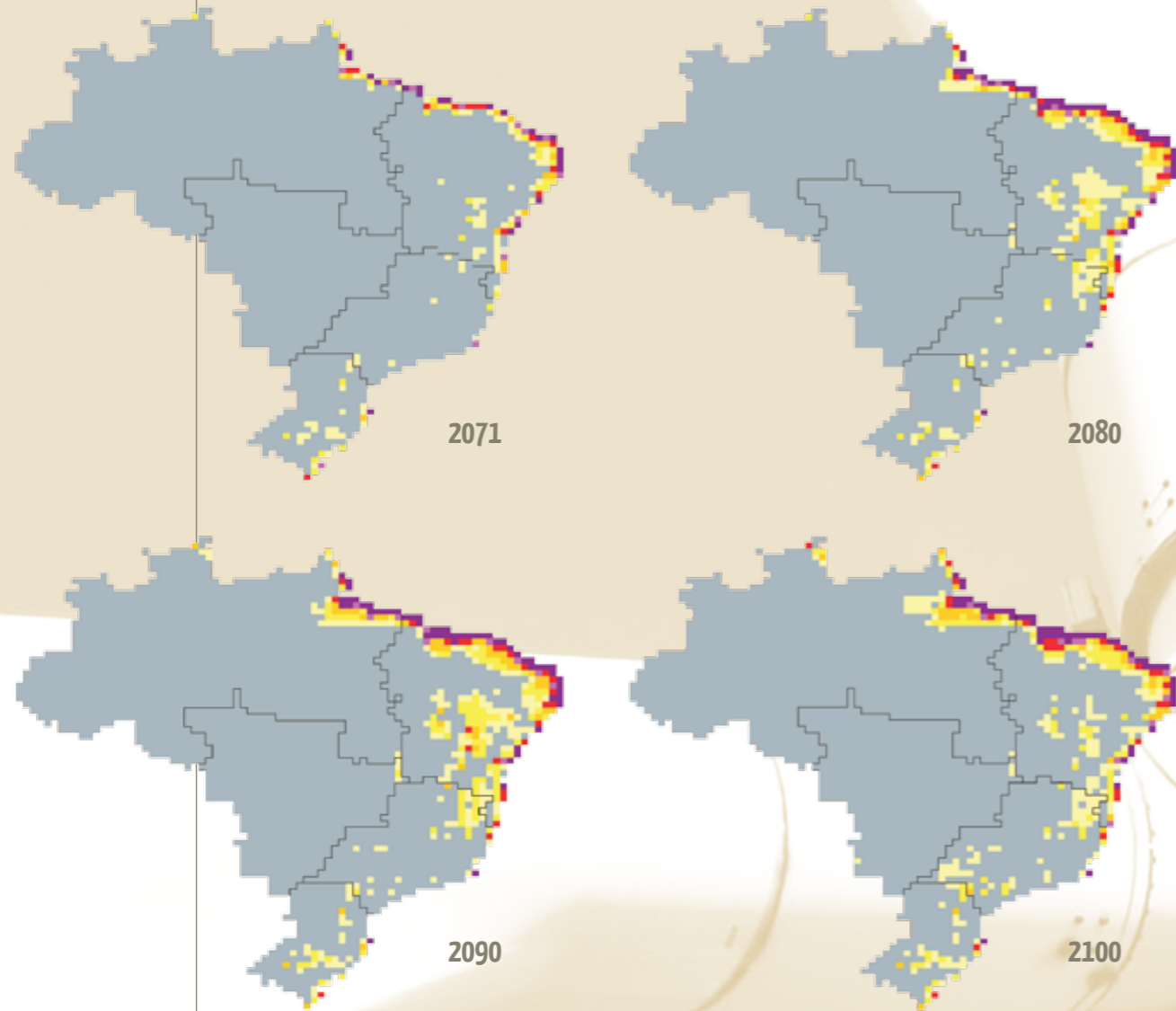


Figura 8_

Velocidade média anual do vento: cenário A2



VELOCIDADE MÉDIA

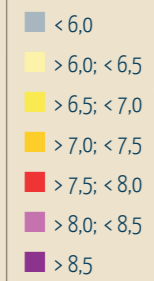
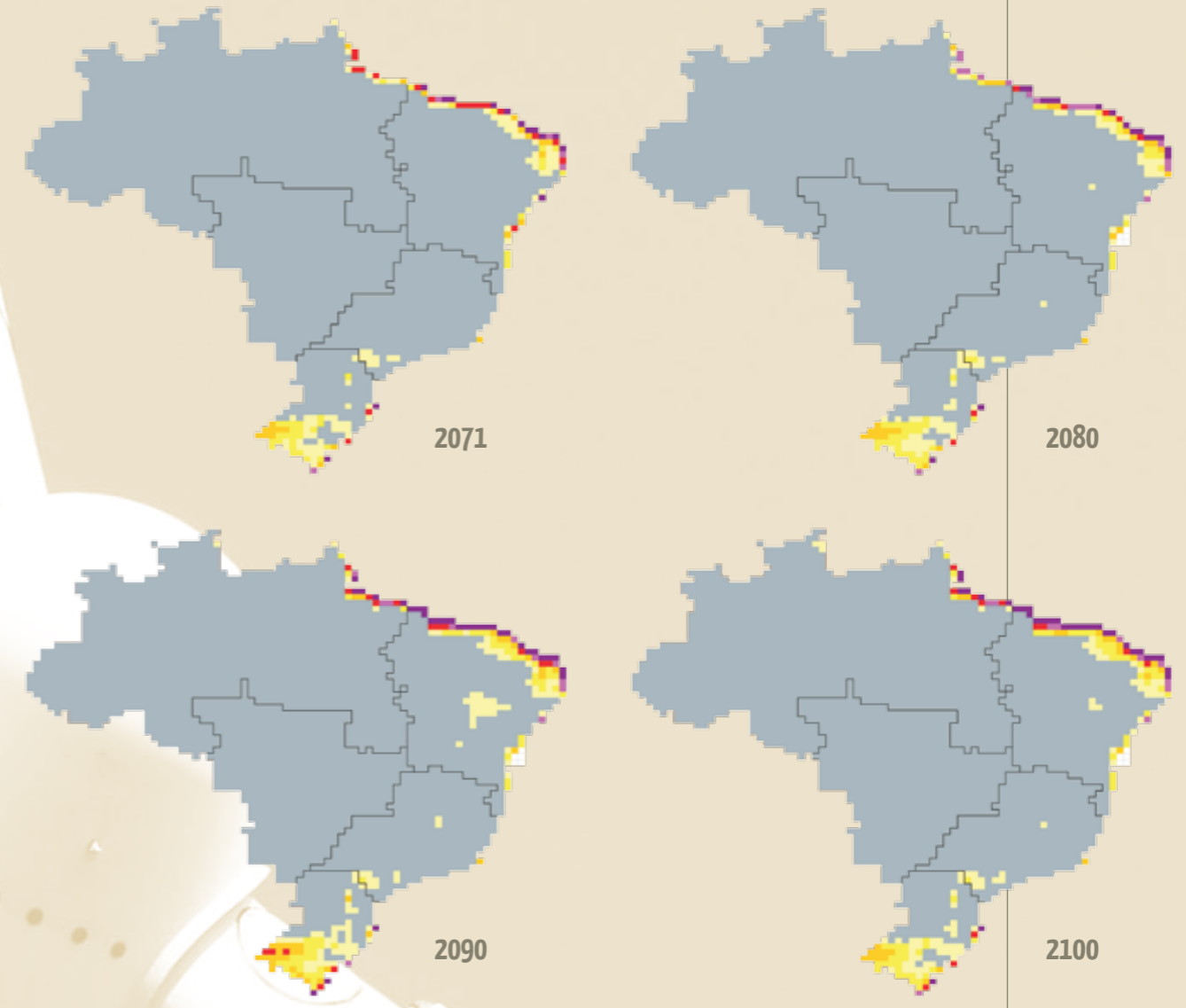


Figura 9_

Velocidade média anual do vento: cenário B2



VELOCIDADE MÉDIA

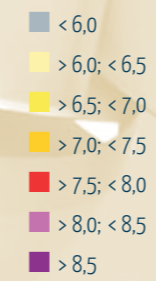
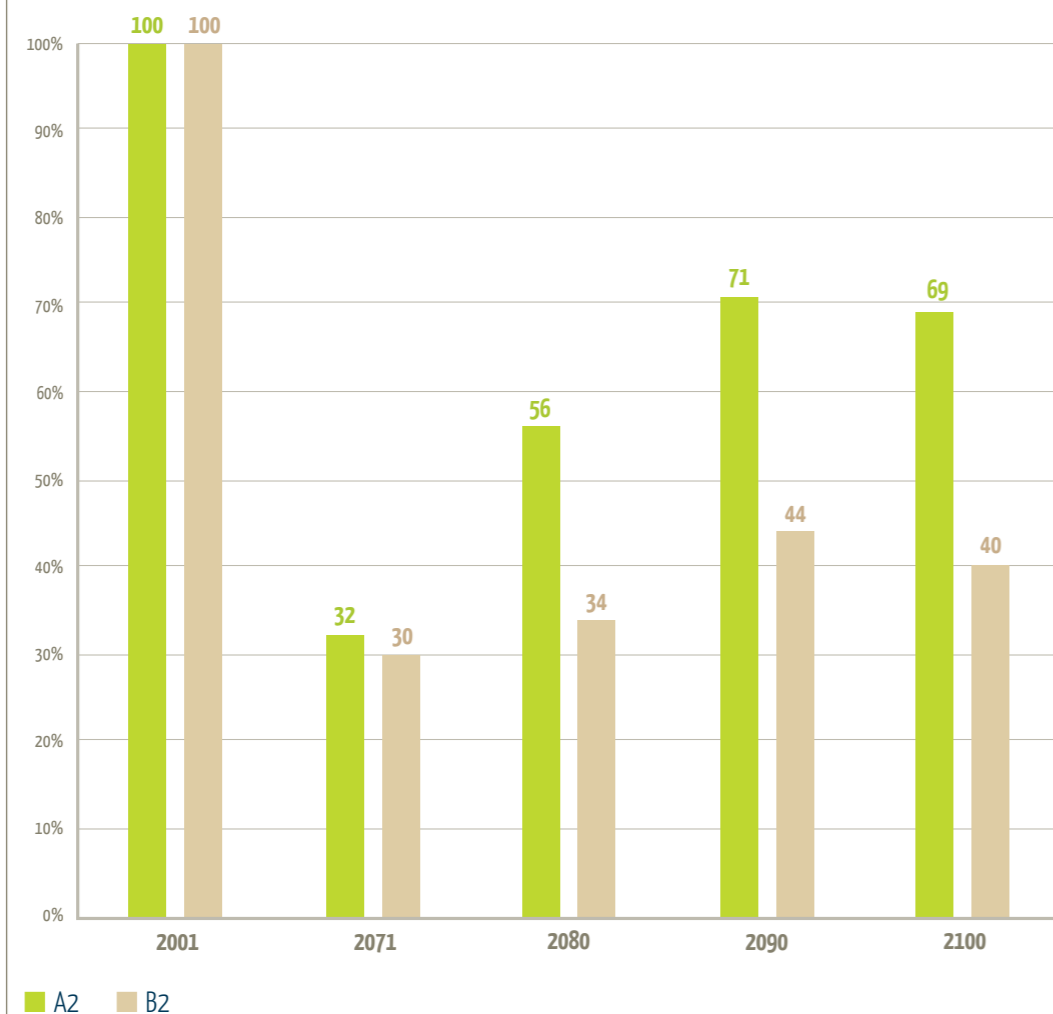


Figura 10_

Potencial eólico brasileiro nos cenários A2 e B2: 2001 = 100

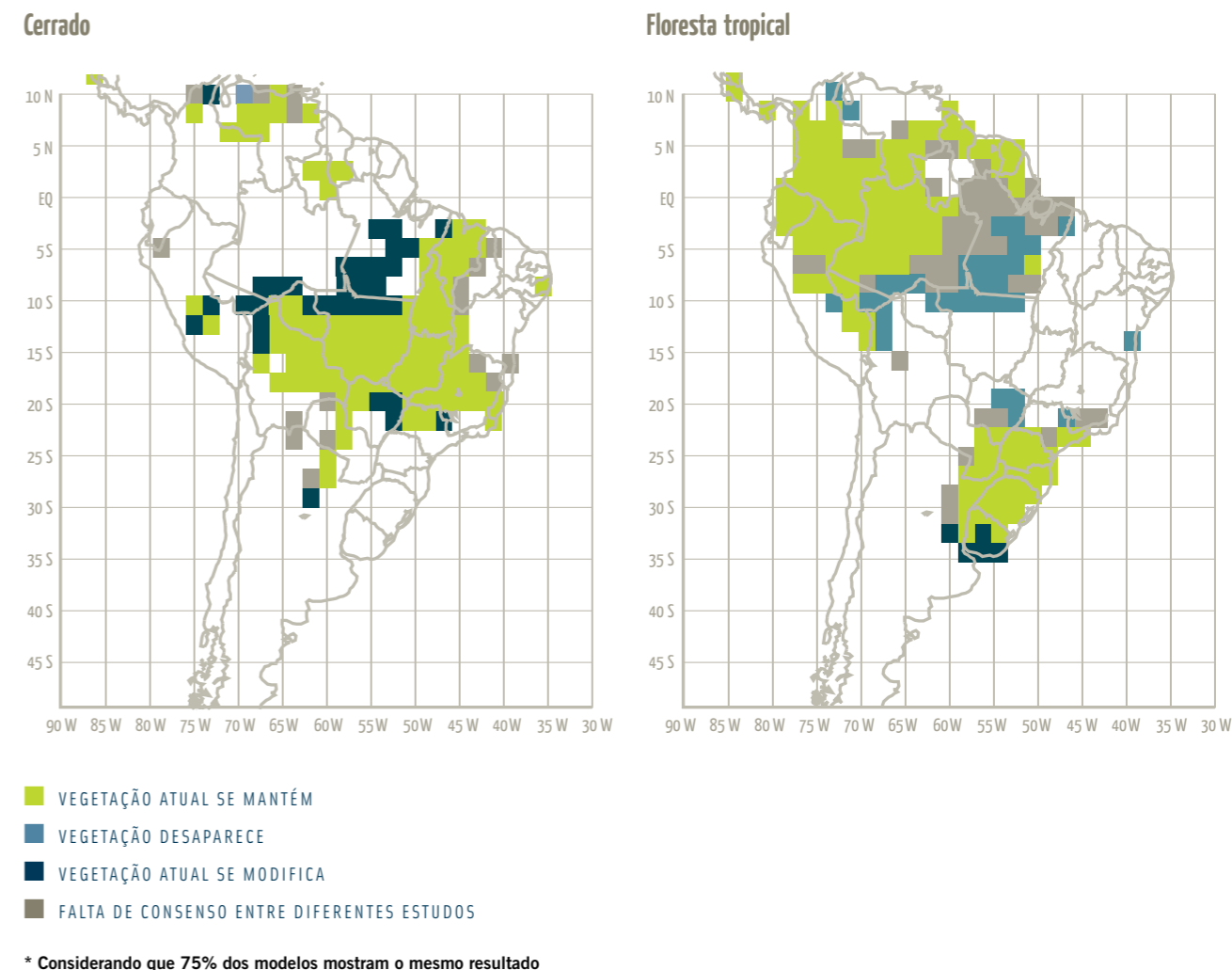


Foi considerada nos cálculos a atual cobertura vegetal do território brasileiro. É preciso lembrar que mudanças no padrão de vegetação podem ter impactos significativos nas velocidades do vento, já que estas são afetadas pelo atrito com a superfície do solo. A progressão do vento a diferentes alturas é muito influenciada pelas irregularidades e características dos biomas do terreno.

Projeções para o período 2070–2099, feitas pelo Inpe com o uso de diferentes modelos do clima global, indicam uma substituição de biomas mais úmidos (como as florestas tropicais) por biomas adaptados a menor disponibilidade de água, como cerrado, deserto e semi-árido. Basicamente, temperaturas mais altas causariam alterações no ciclo hídrico ao aumentar a evapotranspiração, o que, por sua vez, reduziria a quantidade de água disponível para as plantas. A Figura 11 mostra as possíveis mudanças na vegetação apontadas pelas simulações do Inpe.

Figura 11_

Mudanças na cobertura vegetal no período 2070–2099 – cenário A2.
Resultados convergentes* de diferentes modelos do clima global (Inpe, 2007)



As projeções de vegetação potencial do Inpe, porém, são baseadas nas mesmas projeções climáticas utilizadas neste estudo. Os impactos que alterações na vegetação podem ter sobre as projeções climáticas (especialmente na velocidade do vento) não estão incluídos no modelo climático. Em outras palavras, alterações na cobertura vegetal podem mudar o resultado das projeções climáticas iniciais, especialmente no que se refere à velocidade do vento. É importante que, no futuro, essa variável seja incluída na análise.

TÉRMICA A GÁS

As turbinas de usinas termelétricas a gás são sensíveis a variações na temperatura e na umidade ambientes. As variações de temperatura e umidade projetadas pelos cenários A2 e B2 causariam um decréscimo na eficiência operacional das termelétricas a gás natural, o que se refletiria em aumento do consumo de combustível ou em menor geração de energia para a mesma quantidade de combustível. Mas os resultados obtidos indicam que o impacto seria relativamente pequeno.



As Tabelas 3 e 4 mostram os impactos da temperatura e da umidade sobre a geração de energia térmica a gás.

Tabela 3.

Impactos da temperatura e da umidade no sistema de termelétricas a gás natural (GN) projetado pela EPE para 2030 (EPE, 2007): cenário A2

EXISTENTES	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Capacidade instalada existente (2007) - GW	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16
Fator de capacidade (2030) - %	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
Geração anual de energia elétrica - GWh	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450
Eficiência histórica (η_{hist}) - %	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
Eficiência projetada (η_{op}) - %	40,0	40,0	40,0	39,9	39,9	39,9
(a) Consumo anual de GN (η_{hist}) - 10^6m^3	12.746	12.746	12.746	12.746	12.746	12.746
(b) Consumo anual de GN (η_{op}) - 10^6m^3	12.811	12.829	12.818	12.840	12.838	12.853
Consumo anual = (b) - (a) - 10^6m^3	65	83	72	94	92	107
(c) Geração anual de energia elétrica (η_{hist}) - GWh	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450
(d) Geração anual de energia elétrica (η_{op}) - GWh	52.183	52.111	52.157	52.067	52.075	52.014
Geração anual de energia elétrica = (d) - (c) - GWh	-267	-339	-293	-383	-375	-436

NOVAS (EPE, 2007)	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Nova capacidade instalada (2030) - GW	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87
Fator de capacidade (2030) - %	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
Geração anual de energia elétrica - GWh	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117
Eficiência nominal (η_{nom}) - %	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Eficiência operacional (η_{op}) - %	44,09	44,03	44,07	43,98	43,97	43,94
(a) Consumo anual de GN (η_{nom}) - 10^6m^3	12.190	12.190	12.190	12.190	12.190	12.190
(b) Consumo anual de GN (η_{op}) - 10^6m^3	12.441	12.459	12.448	12.474	12.475	12.485
Consumo anual de GN = (b) - (a) - 10^6m^3	251	269	258	284	285	295
(c) Geração anual de energia elétrica (η_{nom}) - GWh	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117
(d) Geração anual de energia elétrica (η_{op}) - GWh	54.987	54.906	54.952	54.839	54.836	54.792
Geração de energia elétrica = (d) - (c) - GWh	-1.130	-1.211	-1.165	-1.278	-1.281	-1.325

TOTAL	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Capacidade instalada total - GW	21,04	21,04	21,04	21,04	21,04	21,04
Consumo anual de GN TOTAL - 10^6m^3	316	352	330	378	377	402
Geração anual de energia elétrica TOTAL - GWh	-1.397	-1.550	-1.458	-1.662	-1.656	-1.761

Tabela 4_

Impactos da temperatura e da umidade no sistema de termelétricas a gás natural (GN) projetado pela EPE para 2030 (EPE, 2007): cenário B2

EXISTENTES	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Capacidade instalada existente (2007) - GW	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16
Fator de capacidade (2030) - %	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
Geração anual de energia elétrica - GWh	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450
Eficiência histórica (η_{hist}) - %	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
Eficiência projetada (η_{op}) - %	40,1	40,0	40,0	40,0	40,0	39,9
(a) Consumo anual de GN (η_{hist}) - 10 ⁶ m ³	12.746	12.746	12.746	12.746	12.746	12.746
(b) Consumo anual de GN (η_{op}) - 10 ⁶ m ³	12.798	12.810	12.804	12.830	12.832	12.842
Consumo de GN = (b) - (a) - 10 ⁶ m ³	51	63	58	83	86	95
(c) Geração anual de energia elétrica (η_{hist}) -	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450	52.450
(d) Geração anual de energia elétrica (η_{op}) - GWh	52.240	52.190	52.213	52.110	52.100	52.061
Geração anual de energia elétrica = (d) - (c) - GWh	-210	-260	-237	-341	-350	-390

NOVAS (EPE, 2007)	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Nova capacidade instalada (2030) - GW	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87
Fator de capacidade (2030) - %	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
Geração anual de energia elétrica - GWh	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117
Eficiência nominal (η_{nom}) - %	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Eficiência operacional (η_{op}) - %	44,13	44,09	44,14	44,09	44,09	44,06
(a) Consumo anual de GN (η_{nom}) - 10 ⁶ m ³	12.190	12.190	12.190	12.190	12.190	12.190
(b) Consumo anual de GN (η_{op}) - 10 ⁶ m ³	12.431	12.441	12.427	12.442	12.442	12.451
Consumo de GN = (b) - (a) - 10 ⁶ m ³	241	250	237	252	252	261
(c) Geração anual de energia elétrica (η_{nom}) - GWh	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117	56.117
(d) Geração anual de energia elétrica (η_{op}) - GWh	55.028	54.987	55.045	54.980	54.981	54.941
Geração de energia elétrica = (d) - (c) - GWh	-1.089	-1.130	-1.072	-1.137	-1.136	-1.175

TOTAL	2071 - 75	2076 - 80	2081 - 85	2086 - 90	2091 - 95	2096 - 00
Capacidade instalada total - GW	21,04	21,04	21,04	21,04	21,04	21,04
Consumo anual de GN TOTAL - 10 ⁶ m ³	293	314	295	335	337	356
Geração anual de energia elétrica TOTAL - GWh	-1.300	-1.390	-1.308	-1.478	-1.486	-1.565

BIOCOMBUSTÍVEIS

As mudanças climáticas podem aumentar a vulnerabilidade dos ecossistemas tropicais tanto pelo aumento das temperaturas médias e pelas mudanças no regime de chuva, como pela ocorrência mais intensa de tempestades, secas e inundações. O processo de aquecimento global, em conjunto com o aumento dos níveis de CO₂ na atmosfera, afetará diretamente aspectos essenciais como colheitas, zonas de distribuição agrícola, incidência de pragas e doenças e disponibilidade de terras adequadas para os cultivos.

O Brasil tem, atualmente, 388 milhões de hectares de terras aráveis férteis e com alto potencial de produção, de acordo com dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Mapa). Desse total, 90 milhões de hectares ainda não são explorados. Isso faz do Brasil um dos países mais propícios para o cultivo de biomassa para alimentação e para produção de energia.

É possível também aumentar a disponibilidade de terra para agricultura pelo aumento da produtividade da pecuária, que atualmente ocupa 220 milhões de hectares. Tanta disponibilidade de terras dá ao país uma vantagem na produção de biocombustíveis (álcool e biodiesel), produtos cuja demanda vem crescendo rapidamente nos últimos anos.

A cana-de-açúcar, matéria-prima usada para produzir álcool no Brasil, é a terceira maior cultura em termos de área ocupada (números de 2006): 6 milhões de hectares, atrás apenas da soja (22 milhões de hectares) e do milho (13 milhões de hectares).

O país ainda tem potencial para expandir o plantio de cana, já que a área com alto potencial de produção varia de 8 a 38 milhões de hectares, dependendo do uso de técnicas de irrigação. Assim, considerando uma colheita média de 80 toneladas por hectare, a produção de cana-de-açúcar pode atingir 3 bilhões de toneladas/ano. Se toda essa produção fosse destinada à produção de álcool, o volume total poderia chegar a 240 bilhões de litros (considerando uma produtividade industrial de 80 litros por tonelada de cana), ou seja, 14 vezes a produção nacional atual. Na prática, porém, a cana-de-açúcar é usada para produzir álcool e açúcar. De acordo com dados da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), em 2007 a produção de álcool absorveu 53% da produção de cana.

Já em relação ao biodiesel, a produção industrial começou no Brasil recentemente e ainda não superou a fase de pequena escala. A área atualmente utilizada para o cultivo de matérias-primas para a produção de biodiesel é inferior a 20 mil hectares. Estima-se que seriam necessários 2,6 milhões de hectares para atender à demanda de B5, mistura de 5% de biodiesel no diesel derivado de petróleo, a qual será obrigatória a partir de 2013. Embora os cultivos que receberão incentivos para a produção de biodiesel ainda não tenham sido definidos, o Mapa e a Embrapa estão considerando soja, coco-de-dendê, mamona, sementes de girassol, colza, pinhão-manso (*Jatropha curcas*) e nabo-forrageiro (*Raphanus sativus* L), como espécies passíveis de utilização para produzir biodiesel. Neste estudo, consideramos apenas soja, dendê, mamona e sementes de girassol.

O clima é um fator da mais alta influência na produtividade da cana-de-açúcar, matéria-prima da produção de álcool no Brasil. Mas os resultados deste estudo indicam que as principais regiões produtoras do país continuarão dentro dos limites de temperatura propícios ao cultivo de cana. É possível que haja modificação na distribuição geográfica, com algumas áreas ficando climaticamente desfavoráveis ao cultivo e outras se tornando mais favoráveis. No cômputo geral, porém, não parece que haverá grande impacto da mudança do clima sobre a produção brasileira de álcool.

Segundo as projeções da EPE, a área plantada com cana-de-açúcar deve aumentar 148% entre 2005 e 2030, atingindo 13,9 milhões de hectares. A produtividade agrícola deve crescer 7%, de 77 t/ha para 82 t/ha. Em consequência, a produção crescerá 161%, atingindo 1,14 bilhão de toneladas em 2030.

Sem considerar a tecnologia de hidrólise, a produtividade industrial aumentará 57%, subindo de 74 l/t, em 2005, para 117 l/t, em 2030. Supondo que, em 2030, 50% da cana se destinem à produção de álcool e 50% à produção de açúcar, a quantidade de álcool produzido saltará de 16 bilhões para 66 bilhões de litros em 2030. Além disso, a EPE estima que 11% de todo o bagaço e resíduos

de cana também serão usados para produzir álcool em 2030. Assim, considerando uma produtividade estimada em 91,1 l/t, a produção de álcool a partir da hidrólise pode atingir 29,1 bilhões de litros em 2030, resultando numa produção total superior a 95 bilhões de litros de álcool.

A cana-de-açúcar geralmente tolera altas temperaturas, desde que haja muita umidade no solo, por meio de irrigação ou das chuvas. Os resultados deste estudo mostram que as principais regiões produtoras do país continuarão dentro dos limites de temperatura para a cana-de-açúcar. Apenas alguns estados, como Pará, Piauí e Tocantins, ficarão fora do intervalo ótimo. Embora esses estados atualmente não sejam grandes produtores, eles integram as previsões da EPE de possíveis áreas de expansão. Mas, tendo em vista que a cana-de-açúcar cresce em todas as regiões do país, mesmo se o cultivo se tornar impraticável em algumas áreas por causa de mudanças climáticas, outras poderão ocupar o lugar. Isso é válido especialmente para o Centro-Oeste, que continuará a ter uma faixa de temperaturas favorável à cana-de-açúcar e tem grandes extensões de terra disponíveis.

É importante observar que outros fatores capazes de influir no desenvolvimento da cultura de cana-de-açúcar não foram considerados neste estudo. Entre eles, estão inovações genéticas, como o desenvolvimento de variedades mais adaptadas a certos tipos de solo e clima, e técnicas de irrigação que permitiriam o cultivo em regiões que, de outra maneira, seriam inadequadas. Uma avaliação mais completa requereria também análises das variações de temperatura e precipitação em cada estágio do ciclo de produção e das variações físicas e químicas dos solos. São fatores-chave para avaliar se mudanças no clima afetariam o teor de açúcar da cana, o que teria impacto direto na produção industrial.



A produção de biodiesel pode ser negativamente afetada pela mudança climática, principalmente no Nordeste, onde algumas áreas podem se tornar inadequadas para o cultivo de oleaginosas como a mamona e a soja. Novas áreas, porém, se tornariam adequadas na região Sul. No entanto, nem todos os cultivos seriam adaptáveis às condições de solo e clima do Sul, o que pode reduzir a produção de biodiesel no país.

A concentração da produção no Sul também pode, em princípio, reduzir os efeitos sociais positivos visados pelo Programa Nacional de Biodiesel, já que as regiões Norte e Nordeste concentram a maior parte dos agricultores familiares pequenos e pobres. Além disso, a concentração da produção no Sul pode causar conflitos de usos da terra entre plantios para fins energéticos e não-energéticos, já que essa região também tem as melhores condições climáticas para muitos destes últimos. Num quadro de mudança do clima, os conflitos podem se tornar mais agudos. Essa questão, porém, está fora do escopo deste estudo

Diversas espécies de oleaginosas que crescem no país têm potencial para serem matérias-primas na produção de biodiesel. Destacam-se a soja, cujo óleo representa 90% da produção de óleo vegetal no Brasil; o dendê e as sementes de girassol, por seu teor de óleo; e a mamona, pela resistência à seca.

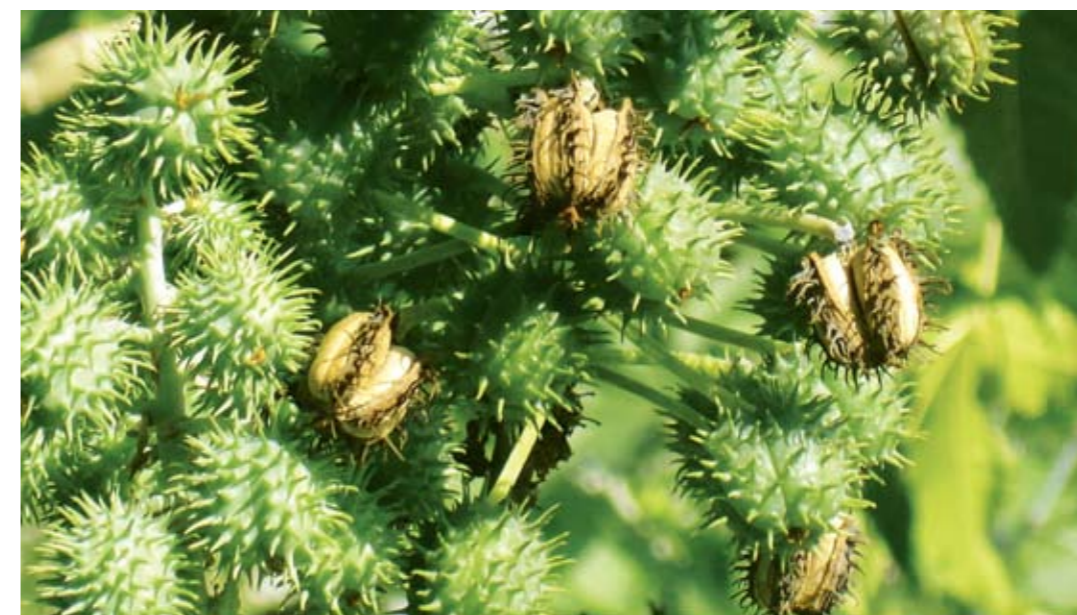
Este estudo analisou os impactos das variações de temperatura nas áreas de cultivo, considerando as principais regiões que já são produtoras e aquelas com alto potencial de cultivo. Para isso, partiu de estimativas de faixas de temperatura ótimas para cada cultura e de temperaturas máximas e mínimas para os anos de 2080, 2090 e 2100 nos cenários A2 e B2, disponíveis em estudos do CPTEC/Inpe e do Ministério do Meio Ambiente.

A elevação das temperaturas nas regiões Nordeste e Centro-Oeste pode afetar sua capacidade de produzir soja. A comparação das temperaturas estimadas com as ideais para o cultivo de soja mostra que a produção pode cair ou mesmo se tornar impraticável nas duas regiões. Por outro lado, a faixa de temperatura para o cultivo de soja na região Sul deve melhorar, o que compensaria o impacto negativo das mudanças climáticas no Nordeste e no Centro-Oeste. Um estudo da Embrapa Meio Ambiente, publicado em 2001, sobre os efeitos potenciais da mudança climática na agricultura brasileira, já apresentava projeções de um modo geral favoráveis para a produção de soja no país, com estimativas de crescimento de 3,5 milhões de toneladas por ano. Os maiores aumentos previstos de produção – entre 5% e 34% (21% em média) – foram projetados justamente para o Sul e o Centro-Sul. Além disso, os efeitos fertilizadores do CO₂ sobre a soja podem aumentar as colheitas, reduzindo os efeitos negativos da temperatura, como indicou o mesmo trabalho da Embrapa.

No caso do dendê, o Pará e a Bahia têm as melhores condições de produção. Os aumentos de temperatura não deverão tornar essas áreas inadequadas para o cultivo, pois o dendê suporta temperaturas superiores a 24°C.

Também o girassol, agora plantado principalmente nos estados do Centro-Sul, não deve ser significativamente afetado pela elevação da temperatura. Alguns estados, porém, como Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Piauí e Tocantins, podem se tornar inadequados para o cultivo, ao passo que a região Sul pode se tornar mais propícia.

A mamona será possivelmente a cultura mais afetada pelas mudanças climáticas, já que seu plantio se concentra no Nordeste, onde estão previstas as maiores alterações climáticas, com substanciais aumentos de temperatura e de seca. Caso se confirmem essas alterações, nenhuma área com produção atual ou potencial terá uma variação de temperatura dentro do intervalo ideal para o cultivo de mamona. Isso afetará principalmente os pequenos produtores e pode até inviabilizar o programa social de estímulo à produção por agricultores familiares.



DEMANDA DE ENERGIA

A mudança do clima pode resultar num aumento de até 9% do consumo de energia elétrica no setor residencial e de até 19% no setor de serviços, em virtude da maior necessidade de condicionamento de ar. Isso representa uma elevação de 8% sobre o consumo total de eletricidade projetado para o Brasil em 2030.

Em 2005, o consumo de eletricidade representou 33% do consumo total de energia nas residências brasileiras. Para 2030, a EPE projeta que esse percentual será superior a 60%. Já nos setores comercial e público, a participação da eletricidade é substancialmente mais alta, mas não deverá crescer tanto, passando de 83%, em 2005, para 85%, em 2030.

Ainda de acordo com a EPE, em 2005 o uso de aparelhos de ar-condicionado nas residências consumiu 7,6 TWh, o equivalente a 9,2% do consumo total de eletricidade do setor residencial. Para 2030, foi projetado um aumento para 14,8 TWh, ou 5,2% do consumo do setor. No setor de serviços, 20% do consumo de eletricidade destinam-se aos sistemas de condicionamento de ar.

A Tabela 5 mostra o impacto estimado das mudanças climáticas sobre o consumo de energia final e o consumo de eletricidade projetados pela EPE para 2030.

Tabela 5.

Varição sobre o consumo total de energia e o consumo de eletricidade previstos para 2030, em consequência da mudança climática

	2030	A2 (2080)	A2 (2090)	A2 (2100)	B2 (2080)	B2 (2090)	B2 (2100)
Total (ktep)	402.821	406.202	407.521	409.304	405.697	404.146	404.008
Residencial	40.461	41.382	41.914	42.550	41.297	40.853	40.855
Serviços	26.955	29.415	30.201	31.348	28.995	27.888	27.748
Eletricidade (TWh)	947	986	1.001	1.022	980	962	960
Residencial	283	294	300	308	293	288	288
Serviços	267	296	305	318	291	278	277



PROPOSTAS DE ADAPTAÇÃO

As políticas adotadas no Brasil nos últimos 25 anos para garantir o abastecimento de energia foram, de um modo geral, bem-sucedidas. A conquista da auto-suficiência em petróleo e o aumento do uso de modernas fontes renováveis de energia, como o álcool, são exemplos desse sucesso. No entanto, as políticas para aumentar a eficiência energética e para expandir o uso de gás natural têm dado resultados mais limitados.

Diante dos potenciais impactos das mudanças climáticas sobre a oferta de energia, este estudo propõe medidas para aumentar o uso racional e a eficiência energética; para expandir a oferta de eletricidade por meio do uso de combustíveis alternativos como resíduos sólidos urbanos e bagaço de cana; e para a gestão da demanda e o aumento da oferta de biocombustíveis, sobretudo do biodiesel.

São também apontadas as lacunas no conhecimento, que aumentam a vulnerabilidade do setor energético diante das mudanças climáticas e que precisam ser preenchidas por novos estudos e pesquisas, para garantir a segurança energética do país.

Este estudo identificou limitações na disponibilidade de dados sobre clima e nas ferramentas de modelagem utilizadas no setor elétrico para a realização de simulações e projeções. Essas limitações e as incertezas inerentes às mudanças climáticas recomendam a formulação de estratégias de pesquisa específicas para o setor.

- Aperfeiçoamento e aumento da disponibilidade das bases de dados históricos de chuvas.
- Desenvolvimento de modelos para o setor de energia capazes de levar em conta os cenários de mudança climática, de modo a aumentar a confiabilidade dos resultados das simulações para o setor.

50



- Realização de novos estudos que levem em conta a possibilidade de que, diante dos próprios efeitos da mudança do clima global, outros usos da água (como irrigação, consumo humano e animal, consumo industrial e até usos do próprio setor de energia, que emprega água em usinas termelétricas e no refino de petróleo, por exemplo) entrem em competição com a geração de hidreletricidade.

- Realização de novos estudos que analisem o balanço hídrico completo de cada bacia, para aumentar o conhecimento sobre a relação entre o regime de chuvas e a vazão do rio,

que pode mudar por causa de desmatamentos, degradação do solo ou outras mudanças no uso da terra que afetem as características físicas da bacia hidrográfica.

- Inclusão de dados sobre rugosidade nas simulações de mudanças climáticas, tendo em vista que alterações na cobertura vegetal podem mudar o resultado das projeções climáticas iniciais, especialmente no que se refere à velocidade do vento. Essa variável é importante para a avaliação de impactos sobre o potencial eólico.
- Realização de estudos que considerem diferentes fatores capazes de influir nos cultivos agrícolas para produção de álcool e biodiesel. Entre esses fatores, estão inovações genéticas e nas técnicas de irrigação. São também necessárias análises das variações de temperatura e precipitação em cada estágio do ciclo de produção e das variações físicas e químicas dos solos

De dezembro de 1985, quando foi criado, até 2006, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) investiu R\$ 971 milhões e obteve uma economia de energia de 24.598 GWh/ano, o equivalente à geração de uma usina com capacidade para 6.612 MW. Ainda assim, o uso mais eficiente da eletricidade nos setores industrial, residencial e de serviços no Brasil tem enfrentado barreiras técnicas, comportamentais, institucionais e econômicas.

51

Entre essas barreiras, contam-se os preços subsidiados para certas classes de consumidores, que desestimulam o uso racional de energia, e a escassez de informações sobre formas de aumentar a eficiência no uso da eletricidade, apesar de o programa de etiquetagem do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e o Selo Procel ajudarem a reduzir essa barreira.

Outro obstáculo é a tendência dos consumidores a tomar suas decisões de compra de equipamentos elétricos com base num custo inicial baixo. Raramente levam em conta os custos operacionais, porque, exceto para as indústrias intensivas em eletricidade, os custos de energia elétrica representam uma fração pequena dos custos globais. Além disso, as altas taxas de juros praticadas no Brasil também desestimulam o financiamento de equipamentos mais eficientes energeticamente.

Do lado dos combustíveis, há uma evidente necessidade de adotar políticas para desestimular o consumo de combustíveis fósseis, principalmente no setor de transportes. Como o uso de biocombustíveis está ligado ao de combustíveis fósseis, medidas para reduzir o consumo de uns significam também redução do consumo dos outros. Por causa da frota de automóveis e caminhões, o setor de transportes é responsável por todo o consumo energético final do álcool anidro e hidratado e por mais de 80% do consumo energético final do óleo diesel.

Sugestões de medidas para conservação de eletricidade

Instrumentos de gestão da demanda, como incentivos financeiros, regulação e desenvolvimento de mercados, são uma alternativa para reduzir o consumo e aumentar a eficiência energética nos setores residencial, industrial e de serviços. As sugestões a seguir resultam de diversos estudos recentes sobre o tema.

- Fixação dos preços da eletricidade de forma a refletir a real capacidade de pagamento do consumidor. Isso elevaria o preço pago pelos consumidores de renda mais alta. Como o desperdício de eletricidade tende a ser maior entre esses consumidores, os quais têm custos financeiros mais baixos na aquisição de novos aparelhos elétricos, tal medida ajudaria a aumentar a viabilidade econômica da conservação de eletricidade no setor residencial.

- Empréstimos a juros baixos para programas de conservação de eletricidade e substituição de equipamentos concedidos por instituições financeiras governamentais, como, por exemplo, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).
- Descontos para consumidores que instalem novos equipamentos mais eficientes podem ser economicamente vantajosos para as concessionárias quando o custo marginal da expansão do fornecimento exceder os custos do programa de descontos.
- Da mesma forma, executando diretamente programas de eficiência ou fornecendo equipamentos eficientes, as concessionárias podem evitar os altos custos de expansão do fornecimento, além de ajudar a desenvolver o mercado para tecnologias novas e mais eficientes. Essa opção, porém, tem custo alto para as concessionárias e só deve ser usada quando os consumidores finais não respondem a outras medidas de gestão da demanda. Nesse caso estariam, por exemplo, as comunidades de baixa renda, nas quais os meios para melhorar a eficiência são escassos e os custos para evitar o furto de eletricidade são altos.
- A criação de empresas de serviços energéticos, as chamadas Escos, dedicadas a fazer auditorias, instalar novos equipamentos e conduzir programas de conservação em outras empresas, é outra maneira de desenvolver mercado para a eficiência energética.
- A ampliação e a aceleração do atual programa de índices mínimos de eficiência para aparelhos elétricos, em conjunto com programas de etiquetagem, podem ser medidas interessantes.
- Criação de incentivos à substituição de chuveiros elétricos por aquecedores a gás (a alternativa mais viável economicamente) ou, mesmo, por painéis solares. Em muitos casos, a implementação direta de painéis solares em comunidades de baixa renda pelas próprias concessionárias pode ser vantajosa para as empresas: como os consumidores de baixa renda pagam tarifas mais baixas, seria mais lucrativo para a concessionária vender a energia poupada a consumidores que pagam mais. Além disso, ao reduzir as contas de energia elétrica dos consumidores de baixa renda, as concessionárias enfrentariam menos inadimplência; e pode ser mais fácil/barato diminuir a demanda dessas comunidades do que reduzir o furto de eletricidade.
- Criação, pelas concessionárias, de incentivos para os consumidores residenciais substituírem condicionadores de ar, refrigeradores e *freezers* ineficientes. As concessionárias têm taxas de desconto mais baixas que as dos consumidores finais, o que pode alterar a factibilidade do investimento em equipamentos eficientes.
- No setor de serviços, ações para aumentar a eficiência da iluminação pública incluem a substituição de equipamentos (principalmente lâmpadas) e a instalação de sistemas de iluminação mais bem projetados.
- A aplicação de medidas simples em hospitais pode levar à conservação de grandes quantidades de eletricidade. Um estudo realizado pela Coppe em 2006 estimou que a troca de equipamentos de ar-condicionado e melhores arranjos para a iluminação e o condicionamento de ar em hospitais pequenos (até 1.250 leitos) levariam a uma economia de 1.157 GWh/ano. Como os hospitais desse porte representam 28% do total de hospitais existentes no país, a economia de eletricidade pode ser substancial.

- Em prédios comerciais ou *shoppings*, sistemas de termoacumulação podem ser uma alternativa economicamente interessante para reduzir o consumo de eletricidade nas horas em que a tarifa é mais alta. Tais sistemas permitem tirar a curva de carga das horas de pico, gerando e estocando frio nas outras horas do dia.
- Projetos arquitetônicos que façam melhor uso da iluminação e ventilação naturais também são opções para reduzir o consumo de eletricidade em novas construções.

No setor industrial, há grande possibilidade de obter economia de energia, particularmente pelo aumento da eficiência dos processos industriais. De maneira geral, ganhos em conservação de eletricidade podem ser atingidos com medidas de baixo custo, tais como:

- Uso de sistemas de iluminação mais eficientes, como lâmpadas de sódio em alta pressão (HPS) ou a vapor de mercúrio.
- Substituição de motores superdimensionados. Avaliação realizada pela Coppe numa amostra de motores usados no país revelou que apenas um terço deles trabalha na faixa ideal, acima de 75% de sua carga nominal. A substituição de motores antigos por outros de alto rendimento, com potência adequada à carga acionada, prevista na Lei de Eficiência Energética, trará uma economia estimada de 1,1% da energia usada por tais motores.
- Substituição de linhas sobrecarregadas.
- Ajuste ou substituição de transformadores sobrecarregados.
- Correção do fator de potência baixo.
- Correção da corrente irregular em diferentes fases.
- Redução dos picos de carga.
- Fornecimento de sistemas adequados de proteção como medida de segurança.
- Aperfeiçoamento dos sistemas de transmissão entre os motores e os equipamentos acionados.
- Redução e/ou controle da velocidade dos motores. O uso de acionadores de velocidade ajustável se aplica principalmente (mas não apenas) a cargas centrífugas, incluindo bombas, ventiladores e compressores com essa característica, que necessitam de uma variação na vazão fornecida.

Sugestões de medidas para conservação de biocombustíveis

O aumento da frequência de vistorias nos veículos, a regulação do transporte de cargas, com a retirada de circulação dos caminhões mais antigos, e a adoção de políticas de integração rodovia/ferrovia permitiriam reduzir em 15% o consumo de biodiesel projetado para o setor de transportes em 2030. Isso pouparia 1,8 bilhão de litros, o dobro do necessário hoje para atingir a mistura B2 (2% de biodiesel no diesel).

- Alguns países vêm adotando medidas para desestimular o uso de combustíveis fósseis, entre elas a taxa mais alta sobre o consumo desses combustíveis. Outras medidas, tais como novos

veículos energeticamente mais eficientes e a cobrança de pedágios para automóveis no centro das cidades e a melhoria da infra-estrutura rodoviária, também podem contribuir para reduzir o consumo de combustíveis fósseis e as emissões de CO₂.

- Outras formas de aumentar a eficiência energética da frota incluem promoção de acordos de adesão voluntária com a indústria automobilística, certificação de veículos e testes periódicos de emissões veiculares. Atualmente há várias opções técnicas disponíveis para melhorar a eficiência energética dos veículos, particularmente dos movidos a diesel: injeção de combustível a alta pressão, razões de compressão variável e turbocompressão, para citar apenas algumas.
- A imposição de pedágios para automóveis no centro das cidades para desestimular o tráfego de veículos particulares em certas horas do dia e/ou nas áreas mais congestionadas tem se mostrado bem-sucedida em algumas cidades. Os recursos financeiros obtidos podem ser aplicados na melhoria do transporte público.
- Investimentos na infra-estrutura viária são essenciais para aumentar a eficiência dos veículos e para estimular o transporte intermodal. No Brasil, talvez a maior necessidade seja melhorar as condições das rodovias. De acordo com um estudo da Confederação Nacional dos Transportes (CNT) publicado em 2006, quase 30% das rodovias brasileiras podem ser classificadas como ruins ou muito ruins no que se refere às condições de pavimentação e sinalização. A degradação da infra-estrutura viária afeta a eficiência energética dos veículos. De acordo com outro estudo da CNT, a velocidade média em rodovias esburacadas é inferior em 23 km/h à registrada nas rodovias em perfeitas condições. Trechos sem pavimentação causam uma redução média de 31,8 km/h na velocidade. As velocidades menores significam uso menos eficiente de combustível, especialmente nos motores ciclo Otto.
- Medidas para estimular a renovação da frota de caminhões. Atualmente, a frota brasileira de caminhões tem idade média superior a 14 anos, e quase 75% dos veículos têm mais de dez anos, o que impacta o consumo de combustíveis, principalmente do diesel.
- Medidas para promover a mudança para outros modos de transporte, especialmente por meio de esquemas intermodais. A grande maioria das cargas no país é transportada por caminhão. A implementação de políticas para estimular o transporte ferroviário e a integração trem/caminhão, usando as ferrovias para trajetos longos com cargas pesadas e os caminhões para o transporte capilar, reduziria o uso de diesel em serviços de entrega porta a porta.

A expansão dos sistemas de geração de energia elétrica com base em fontes convencionais tende a se tornar cada vez mais difícil, em virtude das crescentes restrições ambientais. Mais de 60% do potencial hidrelétrico brasileiro remanescente está na Amazônia, e seu aproveitamento é ou será limitado pelas restrições ao desmatamento de grandes áreas para instalação de reservatórios. As usinas termonucleares produzem rejeitos radioativos, e as termelétricas movidas a combustíveis fósseis, além de emitirem gases de efeito estufa, têm limitações econômicas, pois a volatilidade dos preços desses combustíveis desestimula investimentos nesses tipos de usina. Assim, a utilização de fontes alternativas de energia para aumentar a oferta de eletricidade tende a se tornar mais atraente, sobretudo num quadro de mudança do clima global.

Sugestões de medidas para expansão da oferta de eletricidade

A geração de eletricidade a partir do bagaço da cana processada nas usinas de açúcar e álcool pode ser uma alternativa interessante. Isso também vale para os resíduos sólidos urbanos, fonte de energia renovável que é pouco utilizada no Brasil. O país produz diariamente 375 mil toneladas de resíduos urbanos que poderiam ser usados para a geração de eletricidade.

Mesmo a geração em usinas eólicas é uma forma possível de aumentar a oferta de eletricidade. Apesar de os resultados deste estudo terem indicado impactos negativos sobre o potencial eólico, as maiores velocidades de vento projetadas para a costa Norte-Nordeste podem tornar a geração nessas localidades atraente para o setor energético.

BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

O bagaço de cana-de-açúcar é um subproduto do processo de produção de etanol e açúcar que pode ser usado para aumentar o uso energético da cana pela geração combinada de energia e calor ou, alternativamente, como insumo na produção de etanol por meio da hidrólise. De fato, o etanol representa apenas um terço da energia disponível na cana; os outros dois terços estão nas fibras do bagaço e nas folhas e pontas da cana. A disponibilidade de bagaço depende diretamente da produção de etanol e açúcar, já que estes são os principais produtos das usinas. Mas a possibilidade de vender eletricidade como subproduto para a rede elétrica pode incentivar a expansão do setor.

O aumento da geração de energia elétrica a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar (bagaço, folhas e pontas) dependeria, basicamente, do uso de técnicas de colheita de cana sem queima, o que disponibilizaria as folhas e pontas para a geração de energia elétrica; da implemen-

tação de medidas para redução da demanda de vapor do processo industrial de conversão da cana-de-açúcar; e do emprego de tecnologias mais eficientes de conversão energética.

Hoje, predomina no setor sucroalcooleiro o uso de turbinas a vapor de contrapressão a 22 bar, tecnologia em que a geração de eletricidade é subproduto do processo de produção de etanol e se dá apenas durante a safra. Essa tecnologia gera um excedente de eletricidade (adicional ao consumo próprio da unidade de etanol) de cerca de 10 kWh/t de cana. O uso de tecnologias mais sofisticadas pode, porém, aumentar substancialmente a geração de energia elétrica a partir do bagaço.

A alternativa mais fácil para aumentar o excedente de energia elétrica das usinas de açúcar e álcool é melhorar o sistema baseado na turbina a vapor de contrapressão, aumentando a pressão da caldeira para 82 bar. Uma alternativa intermediária é o uso de turbina a vapor de condensação e extração (Cest). Essa tecnologia não só é mais eficiente, já que a introdução do condensador aumenta o excedente de energia, mas também permitiria gerar o ano inteiro, melhorando a confiabilidade da produção de eletricidade pelas usinas de açúcar e álcool.

Mas a tecnologia de ruptura, ou seja, a que realmente faz a diferença na geração de energia



elétrica a partir de biomassa, é a tecnologia integrada de gaseificação de biomassa e ciclo combinado (BIG-GT). O bagaço residual e os rejeitos (folhas e pontas) são gaseificados, e o gás movimenta uma turbina a gás (turbinas de ciclo aberto ou ciclo combinado de alta eficiência) ligada a um gerador de eletricidade.

A Tabela 6 compara essas três diferentes alternativas tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar e estima a quantidade de energia excedente que pode ser adicionada à rede elétrica do país. No cálculo, foi considerada a produção de cana estimada pela EPE em estudo de 2007 (1,14 bilhão de toneladas em 13,9 milhões de hectares) e um limite técnico superior para o uso total das fronteiras agrícolas

brasileiras para plantio de cana, estimado pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento em um estudo de 2006. Considerando que a produção de energia total no Brasil foi de 403 TWh em 2005, segundo dados do Ministério das Minas e Energia, observa-se, na Tabela 6, que o potencial de geração de eletricidade com tecnologias mais avançadas é substancial, mesmo sem uso integral das fronteiras agrícolas do país.

Tabela 6_

Alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica excedente em usinas de açúcar/álcool

TECNOLOGIA	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ⁽¹⁾	CONSUMO DE VAPOR NO PROCESSO ⁽¹⁾ kg/TC	ENERGIA ELÉTRICA EXCEDENTE ⁽¹⁾ kWh/TC	POTENCIAL DE GERAÇÃO NO BRASIL	
				EPE (2007) ^(a) TWh/ANO	FRONTEIRA AGRÍCOLA ^(b) TWh/ANO
TV de contrapressão a 22 bar/300°C	Safra	500	0-10	0-11	0-66
TV de contrapressão a 82 bar/480°C	Safra	500	20-40	23-46	132-263
TV de condensação e extração (Cest) a 82 bar/480°C ^(c)	Ano inteiro	340	80-100	91-114	526-658
Tecnologia int. de gaseificação de biomassa e ciclo combinado (BIG-GT) ^(c,d)	Ano inteiro	< 340	150-300	171-342	987-1.974

(a) considerando a produção de cana projetada para 2030 | (b) considerando a fronteira agrícola estimada (Brasil, 2006a) | (c) combustível suplementar necessário | (d) tecnologia ainda não comercial | (1) Fonte: IEA (2004)
TC = t de cana-de-açúcar; TV = turbina a vapor

A estimativa conservadora para o limite superior da capacidade instalada de geração de bagaço de cana – considerando a melhor tecnologia comercialmente competitiva atualmente (Cest), um fator de capacidade de 85% e o menor valor para a energia excedente obtida com essa tecnologia – atinge mais de 63 GW. Isso equivale a 45% do total instalado no Brasil projetado pela EPE para 2015 e não inclui a possibilidade de desenvolvimentos tecnológicos (que são prováveis, considerando o longo prazo coberto por este estudo) capazes de melhorar a disponibilidade comercial de tecnologias mais eficientes, como a BIG-GT.

Esse potencial torna recomendável considerar as opções de políticas resumidas a seguir, resultantes de um estudo feito na Coppe em 2006:

- Exigência de que as concessionárias comprem o excesso de energia das usinas de açúcar e álcool a custo evitado de geração, transmissão e distribuição, via contratos de longo prazo.
- Incentivos à interligação de concessionárias à rede de energia elétrica, por meio da remoção de entraves burocráticos e de exigências técnicas pouco razoáveis.
- Incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias de ruptura, como a gaseificação do bagaço e a geração de energia em ciclo combinado.
- Iniciativas governamentais para reduzir as barreiras de informação sobre as tecnologias mais novas (como o desenvolvimento de projetos de demonstração) e fornecimento de crédito com prazos e taxas de juros atraentes para que as usinas de açúcar e álcool adotem tecnologias mais eficientes.
- Apoio e financiamento oficial à adoção gradual de sistemas mecânicos de colheita.
- Adoção de regulações ambientais mais rígidas para a geração de energia a partir de combustíveis fósseis, o que beneficiaria as opções de geração de energias renováveis, como as provenientes de biomassa.

RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

Das 375 mil toneladas de resíduos sólidos urbanos que o Brasil produz diariamente, 22,3% vão para aterros controlados (aterros sanitários com recuperação ou destruição dos gases gerados pela decomposição dos resíduos). Do restante, 47,1% vão para aterros sanitários não controlados, e 30,5% são despejados em lixões.

A incineração controlada dos resíduos e a posterior utilização dos gases de exaustão para produzir eletricidade têm um potencial considerável no país. No entanto, a incineração no Brasil só é usada como forma de disposição final de resíduos classificados como não-perigosos e de uma parte do lixo hospitalar (também é feita de maneira rudimentar em lugares onde a coleta de lixo é deficiente).

A mais avançada tecnologia de incineração controlada utiliza os gases de exaustão, que geralmente atingem mais de 1.000°C, numa caldeira de recuperação de calor, onde é produzido vapor para movimentar uma turbina de ciclo Rankine. A Tabela 7 mostra uma estimativa do potencial de geração de eletricidade, com o emprego dessa tecnologia. No cálculo, foi considerado o uso de resíduos sólidos urbanos com teor calorífico de 11,5 MJ/kg e uma eficiência de conversão de energia elétrica de 30%.

Tabela 7.

Potencial de geração de eletricidade a partir da incineração de resíduos sólidos urbanos no Brasil

	POPULAÇÃO (Nº HAB)	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS COLETADOS (T/DIA)	GERAÇÃO POTENCIAL (MW)
2008	187.885.996	251.767	10.053
2010	192.040.996	257.335	10.275
2015	201.517.470	270.033	10.782
2020	209.705.328	281.005	11.221
2025	216.952.113	290.716	11.608
2030	223.360.169	299.302	11.951
2035	228.685.249	306.438	12.236
2040	232.830.516	311.993	12.458
2045	235.906.297	316.114	12.622
2050	238.162.924	319.138	12.743

Preparado pelos autores com base em Nogueira e Lora (2003) e IBGE (2008).

A incineração controlada não é a única tecnologia disponível para a produção de eletricidade a partir de lixo. Uma alternativa que pode ser adotada em curto prazo nos aterros sanitários existentes é a recuperação do biogás (gás de aterro) gerado pela decomposição natural de resíduos orgânicos. Além do biogás de resíduos sólidos, também pode ser usado o gás produzido pelo tratamento de esgotos. Isso acrescenta mais uma vantagem ao tratamento do esgoto doméstico e industrial. A deficiência de

tratamento de esgotos no Brasil é muito grande, e o uso de biogás para eletricidade pode ajudar a reduzir os custos de operação de estações de tratamento e estimular a construção de novas estações.

Supondo que todo o esgoto coletado (um volume de $8.457 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) fosse tratado, produzindo biogás, a geração potencial de eletricidade seria de 32.181 kW. No entanto, como apenas 54% dos esgotos coletados são tratados, a geração potencial de eletricidade do biogás pode ser reduzida para 17.370 kW. (Esse cálculo supõe que todas as estações de tratamento de esgotos em operação hoje passassem a produzir e usar biogás para gerar energia elétrica.) Mas o potencial de geração de eletricidade é, na realidade, muito maior, porque o percentual de esgoto coletado em relação ao produzido é de apenas 25,6%. Supondo que todo o esgoto produzido seja coletado e tratado para fornecer biogás, o potencial de geração de eletricidade a partir de biogás no Brasil atinge 67.850 kW.



ENERGIA EÓLICA

Como os impactos projetados pelos cenários de mudança do clima global apontam para a concentração do potencial de geração de energia eólica na costa Norte-Nordeste, a geração nessa região, incluindo a geração *offshore*, pode ser uma oportunidade atraente para o setor energético brasileiro. Embora as tecnologias *offshore* tenham custos de transporte, instalação e manutenção mais altos, podem ganhar atratividade à medida que o potencial *onshore* se torne mais escasso em consequência das restrições ambientais, da competição com outros usos da terra e das velocidades mais baixas estimadas para o vento em algumas regiões do país por causa das mudanças no clima global.

Embora a energia eólica no Brasil atualmente não seja competitiva em termos de custos privados, a promoção dessa alternativa ajudaria o país a atingir diferentes objetivos. Um estudo da Coppe realizado em 2008 comparou três possíveis tipos de programa de incentivo à instalação de usinas eólicas no país. As vantagens trazidas ajudariam a:

- Reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Um programa de incentivos baseados em cotas e licenças, para substituir parcialmente os combustíveis fósseis das usinas termelétricas, resultaria na instalação de uma capacidade eólica entre 18,7 e 28,9 GW;
- Otimizar o Sistema Interligado Nacional. Um programa que incluía *feed-in tariffs* (tarifas baseadas em compras compulsórias de energia a preços fixos) resultaria numa capacidade instalada de 15,5 a 65,4 GW, dependendo dos critérios de seleção de projetos;
- Criar uma indústria nacional de tecnologia eólica. Incentivos baseados em *feed-in tariffs* para estimular os fabricantes de turbinas eólicas a investir no Brasil ajudariam a instalar uma capacidade variando de 29,1 a 217 GW, para *feed-in tariffs* de 60 US\$/MWh a 75 US\$/MWh, respectivamente.

CONCLUSÃO

O sistema brasileiro de energia é vulnerável às mudanças climáticas.

Os resultados obtidos revelam uma tendência à perda de capacidade de geração de energia de todas as fontes estudadas, salvo a cana-de-açúcar, e em todas as regiões.

O impacto da mudança do clima global será mais intenso no Nordeste. Caso se confirmem as projeções de alterações climáticas para o Brasil no período 2071–2100, a região terá reduções importantes na capacidade de geração de energia hidráulica, eólica e de biodiesel. A produção de energia das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco pode cair em até 7,7%. O potencial de energia eólica se concentraria na costa, reduzindo-se no interior e afetando o total nacional, que pode cair em até 60%. A produção de biodiesel no Nordeste também seria prejudicada, principalmente por causa dos impactos sobre os cultivos de soja e mamona, o que afetaria o programa governamental de incentivo à agricultura familiar para produção de biocombustíveis.

A vulnerabilidade brasileira é acentuada pela grande e crescente participação das fontes renováveis na matriz energética. Segundo a EPE, em 2007 a participação dessas fontes era de 46,4%, contra 44,9% em 2006. Quando se considera apenas a eletricidade, a participação é ainda maior, com as hidrelétricas respondendo por 85,6% da oferta de energia elétrica.

Um segundo tipo de vulnerabilidade identificado por este estudo é a escassez de dados e de ferramentas disponíveis para a avaliação dos efeitos potenciais das mudanças climáticas sobre o setor de energia.

Dadas as incertezas inerentes ao clima, iniciar a adaptação do sistema energético brasileiro à nova realidade é parte importante da segurança energética do país. Assim, este estudo recomenda uma série de medidas nesse sentido.

Entre as recomendações, destacam-se a criação de instrumentos de gestão da demanda para reduzir o consumo de eletricidade e estimular a utilização de equipamentos com maior eficiência energética, e a adoção de mecanismos para a conservação de biocombustíveis, principalmente biodiesel. O estímulo à renovação da frota de caminhões e a adoção de políticas de integração rodovia/ferrovia são dois dos mecanismos sugeridos.

Para o aumento da oferta de energia, são propostas diversas opções de incentivo à produção de eletricidade com base em fontes alternativas, como bagaço de cana-de-açúcar, resíduos sólidos urbanos e energia eólica.

O estudo também aponta a necessidade de novas pesquisas para ampliar o conhecimento sobre a relação entre as mudanças climáticas e a produção e consumo de energia no Brasil. Uma recomendação especial é o aperfeiçoamento das bases de dados e das ferramentas utilizadas no setor energético para a realização de simulações e projeções, para que se tornem mais apropriadas à investigação dos impactos da mudança do clima sobre o setor.

Por fim, vale enfatizar que este trabalho é uma primeira incursão na tarefa de quantificar e analisar um tema muito complexo. Várias suposições e simplificações tiveram de ser feitas. Ainda assim, este estudo traz uma contribuição importante para o conhecimento das vulnerabilidades e incertezas a que o sistema energético brasileiro está exposto num cenário de mudança do clima global.



AIEA	Agência Internacional de Energia Atômica
ANA	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIG-GT	Tecnologia integrada de gaseificação de biomassa e ciclo combinado
Bird	Banco Mundial
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Cest	Turbina a vapor de condensação e extração
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CNT	Confederação Nacional dos Transportes
Conab	Companhia Nacional de Abastecimento
COP	Coefficiente de <i>performance</i>
Coppe	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Esco	<i>Energy Service Company</i> (empresa de serviços energéticos)
GEF	Global Environment Facility
GN	Gás natural
GOF	Global Opportunity Fund
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
Mapa	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNE	Plano Nacional de Energia
Probio	Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIN	Sistema Interligado Nacional
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA ATÔMICA. *Brazil: a country profile on sustainable energy development*. Viena: AIEA, 2006.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed. Brasília: Aneel, 2005.
- _____. Banco de Informações de Geração. 2007a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: ago. 2007.
- _____. Informações georreferenciadas. 2007b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=544>>. Acesso em: ago. 2007.
- ALBUQUERQUE, V.; MAGRINI, A.; SZKLO, A. *Potencial de geração elétrica a partir do biogás em Estações de Tratamento de Esgotos (ETE)*. Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2004.
- AMBRIZZI, T.; ROCHA, R.; MARENGO, J.; PISNITCHENKO, A. I.; ALVES, L. *Cenários regionalizados de clima no Brasil para o século XXI: projeções de clima usando três modelos regionais – Relatório 3*. Brasília: MMA, 2007. (Relatório do Projeto Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade – Subprojeto: Caracterização do Clima Atual e Definição das Alterações Climáticas para o Território Brasileiro ao Longo do Século XXI).
- ASSAD, E. D. et al. Impacto das mudanças climáticas no zoneamento agroclimático do café no Brasil. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, Brasília, v. 39, n. 11, p. 1.057-1.064, 2004. Disponível em: <http://www.agritempo.gov.br/MudancasClimaticas/artigos/trab_pab.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2007.
- BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Agronegócio brasileiro: uma oportunidade para investimentos. 2006a. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/portal/page?_pageid=33,968707&_dad=portal&_schema=PORTAL>. Acesso em: 9 ago. 2007.
- _____. Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional*. Rio de Janeiro: EPE, 2006b.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Rio de Janeiro: Cepel, 2001.
- COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. *Cana-de-açúcar: safra 2007/08 – Terceiro levantamento*, nov. 2007. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/3lev-cana.pdf>>. Acesso em: 17 mar. 2008.
- _____. *Cana-de-açúcar: safra 2005/06 – Terceiro levantamento*, dez. 2005. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br>>. Acesso em: 25 jan. 2006.
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRANSPORTES. *Avaliação da operação dos corredores de transporte urbano por ônibus no Brasil: relatório analítico*. Brasília, 2002. Disponível em: <<http://www.cnt.org.br>>. Acesso em: 27 jul. 2007.
- _____. *Pesquisa Rodoviária 2006: relatório gerencial*. Brasília, 2006. Disponível em: <<http://www.cnt.org.br>>. Acesso em: 30 abr. 2008.
- DUTRA, R. M. *Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do Proinfa*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2007.
- DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. *Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods*. No prelo.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Nacional de Energia – PNE 2030*. 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/DispForm.aspx?ID=12>>. Acesso em: ago. 2007.

- FLEURY. Notas sobre o setor de transporte de carga no Brasil. Rio de Janeiro, 2006. (Notas de aula de Gestão de Transportes e de Provedor de Serviços Logísticos do Curso de Mestrado em Administração da Coppead/UFRJ).
- GARCIA, A. *Impacto da Lei de Eficiência Energética para Motores Elétricos no potencial de conservação de energia na indústria*. 2007. Dissertação (Mestrado) – Programa de Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- _____. *Leilão de eficiência energética no Brasil*. 2008. Tese (Doutorado) – Programa de Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- GELLER, H. S. *O uso eficiente da eletricidade: uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil*. Rio de Janeiro: INEE, 1994.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Projeção de população de 1980-2050*. 2008. Disponível em: <ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_Projecoes_Populacao>. Acesso em: 20 fev. 2008.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. *Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI*. Relatório n. 6: Mudanças climáticas e possíveis alterações nos biomas da América do Sul. São Paulo: CPTEC/Inpe, 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Biofuels for transport: an international perspective*. Paris: OECD, 2004.
- JAPANESE BANK FOR INTERNATIONAL COOPERATION; BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. *Estudos prospectivos para fomento dos biocombustíveis no Brasil*. Brasília, 2006.
- JONES, R. G.; NOGUER, M.; HASSEL, D.; HUDSSON, D.; WILSON, S.; JENKINS G.; MITCHEL, J. *Generating high resolution climate change scenarios using Precis*. Exeter, UK: Meteorological Office Hadley Centre, 2004.
- JUNIOR, J. Z.; PINTO, H. S.; ASSAD, E. D. *Impact assessment study of climate change on agricultural zoning. Meteorological Applications* (Supplement), v. 13, p. 69-80, 2006.
- MARENGO, J. A. *Integrating across spatial and temporal scales in climate projections: challenges for using RCM projections to develop plausible scenarios for future extreme events in South America for vulnerability and impact studies*. IPCC TGICA Expert Meeting: Integrating Analysis of Regional Climate Change and Response Options. Nadi, Giji, 2007a.
- _____. *Mudanças climáticas globais e seus efeitos sobre a biodiversidade: caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI*. 2. ed. Brasília: MMA, 2007b.
- MARENGO, J. A.; ALVES, L. M.; VALVERDE, M. C.; LABORBE, R.; ROCHA, R. P. *Eventos extremos em cenários regionalizados de clima no Brasil e América do Sul para o século XXI: projeção de clima futuro usando três modelos regionais* – Relatório 5. Brasília: MMA, 2007. (Relatório do Projeto Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade – Subprojeto: Caracterização do Clima Atual e Definição das Alterações Climáticas para o Território Brasileiro ao Longo do Século XXI).
- NOGUEIRA, L. A. H; LORA, E. E. S. *Dendroenergia: fundamentos e aplicações*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Mapas do SIN, *Diagrama esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN*. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 28 ago. 2007.
- PAINEL INTERGOVERNAMENTAL DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS. *Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Emission Scenarios*. Viena, 2000.
- PINTO, H. S. et al.. Variabilidade climática. 2003. Disponível em: <http://www.agritempo.gov.br/MudancasClimaticas/artigos/MUDAcCLIMA_CPMA_SIMP_AGUA.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2007.

- SCHAEFFER, R. et al. *Avaliação dos índices de eficiência energética para motores trifásicos de indução*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2005. (Relatório final – Projeto conduzido pela Clasp, com patrocínio de UN/Desa).
- _____. *Matriz energética de Minas Gerais 2007–2030*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2008.
- SCHAEFFER, R.; COHEN, C. A. (Org.). *Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil (BRA/01/001): simulação de potenciais de eficiência energética para o setor residencial*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2007.
- SIQUEIRA, O. J. W. et al. Efeitos potenciais das mudanças climáticas na agricultura brasileira e estratégias adaptativas para algumas culturas. In: LIMA, M. A.; CABRAL, O. M. R.; MIGUEZ, J. D. G. (Org.). *Mudanças climáticas globais e a agropecuária brasileira*. Jaguariúna: Embrapa Meio Ambiente, 2001.
- SØRENSEN, B.; MEIBOM, P. GIS tools for renewable energy modelling. *Renewable Energy*, v. 16, issues 1-4, p. 1262-1267, Jan./Apr. 1999.
- SZKLO, A. S.; GELLER, H. Policy options for sustainable energy development. In: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Brazil: a country profile on sustainable energy Development*. Viena: IAEA, 2006.
- SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R. Fuel specification, energy consumption and CO₂ emission in oil refineries. *Energy*, v. 32, p. 1075–1092, 2007.
- TOLMASQUIM, M. T. *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
- TOLMASQUIM, M.; SZKLO, A.; SOARES, J. *Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil*. Rio de Janeiro: Cenergia, 2003.
- VARGAS JR., R. H. *Análise do potencial de conservação de energia elétrica em hospitais públicos de pequeno porte no Brasil: sistemas de iluminação e ar condicionado do tipo janela*. 2006. Dissertação (Mestrado) – Programa de Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Roberto Schaeffer é professor associado do Programa de Planejamento Energético da Coppe/UFRJ. Foi professor visitante do Centro para Energia e Meio Ambiente da Universidade da Pensilvânia, nos Estados Unidos. Participa da elaboração dos relatórios do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), da Organização das Nações Unidas (ONU). Integra também o Painel de Metodologias em Linhas de Base e Monitoramento do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo da Convenção-Quadro da ONU para Mudanças do Clima.



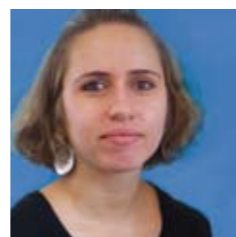
Alexandre Salem Szklo é professor adjunto da Coppe/UFRJ. Realiza estudos para instituições internacionais como a Agência Internacional de Energia Atômica, órgãos do governo brasileiro, como o Ministério do Meio Ambiente, o Ministério de Ciência e Tecnologia e a Agência Nacional do Petróleo, e para empresas como Petrobras, Oxiteno, Cemig e Eletrobrás. Tem artigos e livros publicados sobre fontes alternativas de energia, eficiência energética, matriz energética, biocombustíveis, refino de petróleo e mercado de petróleo e derivados.



André Frossard Pereira de Lucena é pesquisador do Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) e doutorando do Programa de Planejamento Energético da Coppe. Atua na área de planejamento energético integrado, mudanças climáticas globais e modelos energéticos e ambientais.



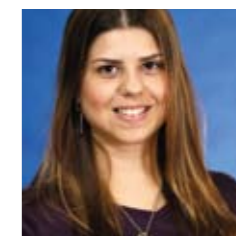
Raquel Rodrigues de Souza é doutoranda no Programa de Planejamento Energético da Coppe, onde participa de projetos de pesquisa relacionados a biocombustíveis.



Bruno Soares Moreira Cesar Borba é pesquisador do Cenergia e doutorando do Programa de Planejamento Energético da Coppe, onde participa do desenvolvimento de projetos relacionados à evolução do setor energético e às mudanças climáticas globais.



Isabella Vaz Leal da Costa é mestranda em Planejamento Ambiental no Programa de Planejamento Energético da Coppe.



Amaro Olimpio Pereira Júnior, doutor em Planejamento Energético pela Coppe, é consultor técnico da Superintendência de Geração e Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).



Sergio Henrique Ferreira da Cunha, doutor em Engenharia de Sistemas e Computação pela Coppe, é assessor técnico da Superintendência de Recursos Energéticos da EPE.



ESTA PUBLICAÇÃO FOI COMPOSTA EM TRADE GOTHIC E YANONE KAFFEESATZ E IMPRESSA EM JUNHO DE 2008 PELA GRÁFICA NOVA BRASILEIRA, RIO DE JANEIRO. FOI UTILIZADO NO MIOLO O PAPEL RIPASA RENOVA SOFT 120 G/M² E, NA CAPA, PAPEL PAPIRUS VITACARTA 300 G/M², 100% RECICLADOS E PRODUZIDOS A PARTIR DE APARAS PÓS-CONSUMO.