



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia - COPPE  
Programa de Planejamento Energético  
PPE/COPPE/UFRJ

## **Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas**

**ENERGIA**

**Produto 01 – Cenários de Referência para o Setor Energético**

Novembro, 2014

**COORDENAÇÃO GERAL:**

Roberto Schaeffer  
Alexandre Szklo  
André F P Lucena

**EQUIPE TÉCNICA:**

Alexandre Koberle  
Larissa P. P. Nogueira  
Pedro R. R. Rochedo

## Sumário

<b>1. Introdução.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Metodologia .....</b>	<b>6</b>
2.1. Descrição do modelo MESSAGE-Brasil .....	8
2.2. Descrição do modelo SDDP .....	11
2.3. Premissas e Descrição dos Cenários.....	12
2.3.1. Premissas Básicas .....	13
2.3.2. Demanda de energia útil .....	18
2.3.3. Descrição dos Cenários de Referência .....	19
<b>3. Resultados para os Cenários de Referência .....</b>	<b>26</b>
<b>Referências .....</b>	<b>32</b>
<b>Anexo A –Estrutura do Sistema Energético Brasileiro no MESSAGE-Brasil.....</b>	<b>36</b>
<b>Anexo B –Detalhamento dos Resultados do Cenário referência.....</b>	<b>48</b>



## 1. Introdução

---

As mudanças do clima impõem uma grande ameaça ao desenvolvimento econômico e social por afetarem de forma direta e indireta grande parte da população, sua saúde, os recursos hídricos, a infraestrutura urbana e rural, as zonas costeiras, as florestas e a biodiversidade, bem como os setores econômicos – como agricultura, pesca, produção florestal, geração de energia, indústrias – além das cadeias destes setores. As incertezas das projeções climáticas implicam incertezas sobre as projeções dos impactos e portanto incertezas sobre no que consistiriam boas estratégias de adaptação.

Este relatório faz parte do estudo “Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas”, que busca avaliar os impactos de diferentes cenários climáticos para o sistema energético brasileiro e discutir estratégias alternativas de adaptação.

Primeiramente, este relatório apresenta o procedimento metodológico a ser utilizado para avaliar os impactos e as alternativas de adaptação do setor energético às mudanças climáticas conforme projetado por diferentes modelos climáticos.

Na medida em que os impactos das mudanças climáticas se farão sentir desde o presente até o futuro, a análise de adaptação deve ser feita com base em configurações futuras para o setor energético, e não apenas com base no setor energético atual. Dessa forma, faz-se necessário criar um cenário referência para o setor energético - no caso deste estudo até 2040 - que sirva de base de comparação para a avaliação de impactos de mudanças climáticas. Aplicando choques exógenos resultantes de impactos de mudanças climáticas ao cenário referência, tem-se uma nova configuração para o sistema energético que indica as opções de adaptação de menor custo.

Portanto, o objetivo deste relatório é apresentar o Cenário Referência para o setor energético brasileiro para que se possa projetar os custos de adaptação a impactos de mudanças climáticas.

Este relatório faz uso e atualiza os cenários produzidos no projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono” que elaborou cenários de longo prazo para o setor energético em que foram avaliados os efeitos da imposição de diferentes políticas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, como taxas e restrições a emissões de carbono. Essa avaliação foi feita a partir do modelo MESSAGE-Brasil, um modelo de



4

otimização integrado, desenvolvido pelo Cenergia-COPPE, para todos os segmentos do setor energético brasileiro.

## 2. Metodologia

---

A metodologia de avaliação dos impactos e alternativas de adaptação para o setor de energia segue o procedimento descrito a seguir e ilustrado pela figura abaixo, que será realizado pela cooperação COPPE-PSR.

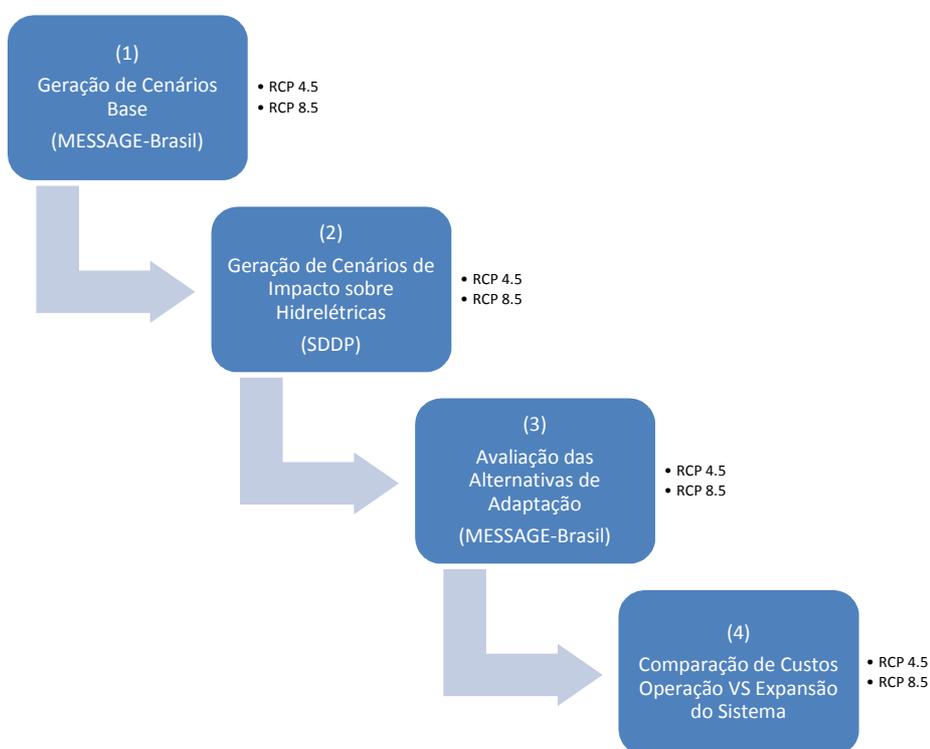


Figura 1: Procedimento para Avaliação de impactos e alternativas de adaptação para o sistema energético

Primeiramente, é importante ressaltar que os impactos das mudanças climáticas sobre o setor energético se darão no futuro e, portanto, o sistema energético que será afetado será resultado das ações, políticas e investimentos realizados até então. Nesse sentido, segue-se a abordagem proposta por Moss et al. (2010), em que a avaliação de impactos e alternativas de adaptação segue uma abordagem paralela a partir dos *Representative Concentration Pathways* (RCPs).

Segundo essa abordagem, os RCPs indicam cenários de forçamento radiativo que são usados, simultaneamente, para a modelagem climática (neste estudo, conduzida pelo INPE – Chou et al., 2014) e para a construção de cenários de referência sobre os quais serão avaliados os impactos e alternativas de adaptação (neste estudo, conduzida pela cooperação COPPE-PSR).

Tem-se, por exemplo, em um cenário de forçamento radiativo mais alto (e.g. RCP 8.5) um sistema energético em que as ações e políticas para mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) são limitadas ou inexistentes. Por outro lado, em um cenário de forçamento radiativo mais baixo (e.g. RCP 4.5), um mundo onde ações de mitigação são adotadas para reduzir as emissões de GEE. Assim, dado que os sistemas energéticos compatíveis com diferentes RCPs são distintos, pode-se esperar que os impactos sobre esses sistemas projetados não sejam iguais.

Portanto, na primeira etapa do procedimento metodológico adotado (item (1) da Figura 1), serão construídos dois cenários de expansão do sistema energético brasileiro até 2040 que servirão de base para a avaliação e impactos e alternativas de adaptação. Para a construção dos cenários Baseline para projeção de impactos e alternativas de adaptação será usado um modelo integrado de programação linear chamado MESSAGE-Brasil, que identifica as opções tecnológicas que no longo prazo podem cumprir papel crucial na expansão do sistema energético brasileiro. Neste caso, conforme diferentes cenários, obtém-se o *mix* de oferta de energia capaz de atender a demanda ao menor custo do sistema.

Em seguida (item (2) da Figura 1), esses cenários serão passados à PSR que, com base no sistema energético projetado e nas projeções hidrológicas fornecidas pelo grupo de recursos hídricos deste projeto (FUNCENE-UNB), farão uma avaliação dos impactos que esses cenários hidrológicos teriam sobre a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando o modelo SDDP. Os resultados do SDDP fornecerão resultados de energia e custo de operação que, por sua vez, alimentarão novamente o MESSAGE-Brasil.

Assim, a partir dessas rodadas, o modelo MESSAGE-Brasil será utilizado para avaliar as opções de adaptação via expansão de menor custo do sistema energético, de forma integrada (item (3) da Figura 1). Basicamente, o modelo elegeria opções de expansão para o sistema energético que compensariam eventuais perdas de disponibilidade hidrelétrica, calculando, também, os custos dessa alternativa de adaptação.

Finalmente, os resultados de adaptação pela ótica da operação (SDDP) e expansão (MESSAGE-Brasil) serão comparados de forma a ver qual a melhor opção e os reais custos de uma menor disponibilidade hídrica para o SIN em diferentes cenários RCPs (item (4) da Figura 1). Essa comparação permitirá avaliar, também, as interações entre estratégias de mitigação e adaptação, na medida em que todo o arcabouço de análise foi construído sobre a abordagem paralela dos RCPs.

A seguir serão descritos os modelos a serem utilizados neste estudo, além das premissas dos cenários avaliados.

## 2.1. Descrição do modelo MESSAGE-Brasil

O MESSAGE-Brasil é uma versão do software de otimização de sistemas energéticos MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) desenvolvido originalmente pelo IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*) que vem sendo adaptado há anos pela equipe de pesquisadores do CENERGIA/PPE/COPPE para o sistema energético brasileiro. Borba (2012) relata que há na literatura diversos estudos que utilizaram o MESSAGE para analisar cenários de matriz energética de médio e longo prazo e políticas públicas na área de planejamento energético em diversos países (IAEA, 2006; Klaassen e Riahi, 2007; Liu *et al.*, 2009; Saradhi *et al.*, 2009; Hainoun *et al.*, 2010; Mohapatra e Mohanakrishnan, 2010).

A primeira versão do MESSAGE-Brasil foi feita para um estudo da *International Atomic Energy Agency* (IAEA, 2006). Desde então, vem sendo realizado um esforço constante de desenvolvimento e atualização do MESSAGE-Brasil. Alguns exemplos de aplicação do MESSAGE-Brasil podem ser encontrados em Schaeffer *et al.* (2004), Schaeffer *et al.* (2008a), Schaeffer *et al.* (2008b), Schaeffer *et al.* (2011), Lucena *et al.* (2010), Borba *et al.* (2012), Malagueta *et al.* (2013) e Nogueira *et al.* (2014).

A plataforma foi projetada para formular e avaliar alternativas de estratégias para o suprimento de energia, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade e preço de combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração de mercado para novas tecnologias, dentre outras. Aspectos ambientais podem ser avaliados contabilizando-se e, se necessário, limitando-se, as emissões de poluentes por diversas tecnologias em vários níveis da cadeia energética. Isso ajuda a avaliar o impacto de regulações ambientais no desenvolvimento do sistema energético.

O modelo é capaz de formular estratégias para atendimento de demanda (que é exógena ao modelo) sob a ótica de minimização de custo total do sistema (Borba, 2012). Para que isso seja possível, o analista deve construir fluxos de energia que descrevem o sistema energético desde o nível de recursos energéticos até o consumo final ou útil, passando por todos os níveis (primário, secundário e auxiliares) necessários ao longo da cadeia (Hainoun *et al.*, 2010). Entre esses níveis, devem ser especificadas as tecnologias de conversão com os devidos parâmetros e restrições, tais como capacidade/potencial disponível, fatores de capacidade e eficiências, custos de investimento, variável e fixo, vida útil das unidades produtivas e restrições de expansão. Além disso, o modelo permite também incluir restrições ambientais e limites de emissões, ferramentas de fundamental importância para a realização deste trabalho.

O custo total do sistema inclui os custos de investimento, custos de operação e custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. O valor presente é calculado descontando todos os custos que ocorrem em pontos posteriores ao ano base do estudo de caso, e a soma dos custos totais descontados é usado para encontrar a solução ideal.

Esta abordagem permite a avaliação realística do papel de longo prazo das opções de oferta de energia em condições de competitividade (Hainoun *et al.*, 2010). O modelo permite incorporar, além dos custos de investimento e operação, custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. Todas as restrições impostas relativas, por exemplo, à disponibilidade de recursos, à disponibilidade de infra-estrutura transmissão e distribuição de energia e à possíveis restrições ambientais precisam ser atendidas (Keppo and Strubegger, 2010).

Os custos e as características de desempenho (eficiência e fator de capacidade) das alternativas tecnológicas de oferta de energia elétrica ao longo dos anos são dados de entrada para o modelo. Esses dados são utilizados em conjunto com os dados de preços de combustíveis para a competição econômica das alternativas tecnológicas.

As demandas de energia podem ser subdivididas regionalmente e, no caso da energia elétrica, é possível representar a curva de carga do sistema. Cada fonte de energia primária pode ser dividida em um número opcional de classes, tendo em conta o preço de extração, a qualidade da fonte e a localização dos depósitos. Essa estratificação permite representar no modelo, relações não lineares entre os custos de extração e a quantidade disponível de recursos. Em seguida, essas fontes primárias são transformadas, direta ou indiretamente, em fontes secundárias que satisfazem a demanda.

Segundo IAEA (2006) e Borba (2012), o princípio matemático do MESSAGE é a otimização de uma função objetivo sujeita a um conjunto de restrições que definem a região viável que contém as soluções factíveis do problema. Trata-se da resolução de um problema de programação linear a partir de variáveis inteiras e um conjunto de *solvers* (como o glpk ou o cplex). Um aspecto interessante do MESSAGE, também enfatizado por Borba (2012), é que a solução otimizada do modelo fornece o mínimo custo global do sistema energético, o que não necessariamente reflete o ótimo setorial dentro do sistema energético. É tal característica, afinal, que faz do MESSAGE um modelo de análise integrada, capaz de identificar os efeitos indiretos de restrições estabelecidas em um setor sobre outros.

Vale mencionar, no entanto, que a adoção de um modelo de otimização sob uma ótica de mínimo custo global tende a fornecer resultados que refletem a conformação ótima de um sistema energético dentro de um mercado perfeito, o que não ocorre na realidade. Assim, busca-se através de restrições de produção, capacidade e expansão fazer com que o modelo mimetize as imperfeições de mercado, aproximando os resultados, principalmente no curto prazo, do que se julga coerente com a realidade do sistema energético brasileiro.

Outra observação é que, como o modelo busca soluções de *mix* de energéticos que atendam à demanda com uma minimização dos custos das cadeias energéticas, frequentemente, a solução apontada pelo MESSAGE para o atendimento de uma dada demanda específica, essencialmente sob a ótica de minimização de custos, fornece soluções de canto como, por exemplo, gás natural para atender à demanda de combustíveis para automóveis, zerando os demais combustíveis concorrentes (gasolina e álcool etílico). É evidente que isto se afasta do funcionamento real do

sistema energético (na realidade, devem ser considerados os usos cativos, aqueles que por um período de tempo considerável, não poderiam ser substituídos instantaneamente) e deve ser contornado por meio do uso de restrições no modelo.

De uma forma simplificada, o princípio matemático do MESSAGE é descrito na equação a seguir (Borba, 2012):

$$\min Z = \sum_{t=1}^k \left[ \sum_{j=1}^m \frac{(R_j \cdot CE_j)_t}{(1+d)^{(k-t)}} + \sum_{i=1}^n \frac{(P_i \cdot CI_i)_t + (E_i \cdot COM_i)_t}{(1+d)^{(k-t)}} \right]$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^n E_{i,l,t} \geq D_{l,t} \quad (l = 1, \dots, a)(t = 1, \dots, k)$$

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max} \quad (i = 1, \dots, n)$$

$$E_i^{min} \leq E_i \leq E_i^{max} \quad (i = 1, \dots, n)$$

$$\sum_{t=1}^k R_{j,t} \leq R_j^{total} \quad (j = 1, \dots, m)$$

$$E_i \leq P_i \cdot FC_i \quad (i = 1, \dots, n)$$

Onde:

Z: custo total do sistema;

k: período de análise;

m: quantidade de recursos disponíveis;

n: quantidade de tecnologias de conversão, transporte e distribuição;

d: taxa de desconto;

R: energia extraída do recurso j no ano k;

CE: custo unitário de extração do recurso j no ano k;

P: potência instalada da tecnologia i no ano k;

CI: custo unitário de instalação da tecnologia i no ano k;

E: energia produzida pela tecnologia i no ano k;

COM: custo unitário de instalação e manutenção da tecnologia i no ano k;

D: demanda final pelo energético l no ano k;

a: quantidade de energéticos utilizados em sua forma final;

FC: fator de capacidade da tecnologia i no ano k.

Conforme se observa, tem-se uma função objetivo que deve minimizar o custo global do sistema composto por custos de extração de recursos, conversão de níveis de energia e instalação de

capacidade de conversão. Tal função está sujeita a uma série de restrições, que podem ser endógenas ao modelo ou fornecidas pelo analista. De uma forma geral, as restrições mais importantes para o problema são: estabelecer que a oferta de energia do sistema não deve ser inferior a demanda; as quantidades de energia e potencial de geração de energia devem estar dentro dos limites mínimos e máximos estabelecidos; e os recursos necessários para o atendimento da demanda de energia não devem ser superiores aos recursos totais disponíveis (Borba, 2012).

No Anexo A a este relatório é detalhada a estrutura do MESSAGE-Brasil formulada dentro da plataforma MESSAGE para a análise do sistema energético brasileiro.

## 2.2. Descrição do modelo SDDP

SDDP é um modelo de despacho hidrotérmico estocástico com representação da rede de transmissão para estudos de operação de longo, médio e curto prazo. O modelo calcula a política operativa de mínimo custo de um sistema hidrotérmico, levando em conta os seguintes aspectos:

- Detalhes operativos das usinas hidrelétricas (balanço hídrico, limites de armazenamento e limites nas vazões turbinadas, vertidas, filtradas, etc.)
- Modelo detalhado das usinas térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustível, curvas de eficiência côncavas ou convexas, restrições de consumo de combustível, térmicas multi-combustível, etc.)
- Representação de mercados spot e de contratos de energia
- Incerteza hidrológica: pode-se utilizar modelos estocásticos de vazões que representam as características do sistema hidrológico (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas, etc.) e o efeito de fenômenos climáticos específicos como El Niño
- Rede de transmissão detalhada: leis de Kirchhoff, limites nos fluxos de potência em cada circuito, perdas, restrições de segurança, limites de exportação e importação entre áreas elétricas, etc.
- Variação da demanda de energia por bloco e por barra em estágios mensais e semanais (para estudos de longo e médio prazo) ou a estágios horários (para estudos de curto prazo)

Rede de gás natural (limites e custos de produção de gás em cada nó, demanda de gás não-termoelétrica, limites nos fluxos dos gasodutos, perdas, etc.). Além de calcular a política de mínimo custo, o modelo obtém vários índices econômicos tais como os custos marginais de demanda (por submercado e por barra), pedágios, custos de congestão da transmissão, valores marginais da água para cada usina hidrelétrica, custos marginais das restrições de combustível, entre outros.

Dado que a metodologia de solução está baseada na decomposição do problema em sub-problemas de menor porte, a eficiência computacional pode ser maior se for usada a versão paralela do SDDP. Nesta versão estes sub-problemas são resolvidos de forma simultânea por vários computadores interconectados por uma rede local ou por computadores *multi-task*.

Todos os resultados detalhados do modelo SDDP são fornecidos em arquivos tipo CSV. Estes arquivos são gerenciados por uma interface gráfica (o programa GRAF) que permite produzir arquivos Excel com os resultados desejados. Os principais resultados do SDDP são:

- Estatísticas operativas: geração hidro e térmica, custos operativos térmicos, intercâmbios de energia, consumo de combustível, risco de déficit e energia não suprida
- Custos marginais de curto prazo (*spot prices*) para cada submercado e para cada barra
- Benefícios marginais de capacidade: medida dos benefícios operativos devido a reforços na capacidade instalada de usinas térmicas, nos limites de turbinamento em usinas hidrelétricas ou na capacidade de armazenamento nos reservatórios. Estes índices são utilizados para determinar os reforços mais eficazes ao sistema

O SDDP tem sido utilizado em estudos de planejamento operativo e production costing em mais de 30 países, incluindo todos os países das Américas do Sul e Central, Estados Unidos e Canadá, Áustria, Espanha, Noruega e a região dos Balcãs (10 países), Nova Zelândia, Sul da China e a província do Shanghai.

### **2.3. Premissas e Descrição dos Cenários**

Nesta seção são apresentadas as premissas básicas da simulação assim como dos cenários avaliados. É importante ressaltar que os resultados e as conclusões da projeção realizada para a matriz energética brasileira de longo prazo estão fortemente sujeitas às premissas e hipóteses assumidas na formulação dos cenários. Essa é uma limitação da técnica da metodologia de cenários. Não obstante, tal metodologia ajuda o planejador a projetar os resultados de uma situação hipotética de forma a guiar as políticas públicas na direção daquilo que se almeja. Essa técnica, de forma alguma, pretende prever o futuro e, sim, visualizar o resultado da interação das premissas assumidas ao longo do estudo. É importante, nesse sentido, a transparência em relação às premissas e hipóteses de trabalho, para que se tenha clareza na utilização da técnica de cenários. Dessa forma, para reduzir o grau de incerteza e aumentar o grau de conhecimento acerca das possíveis interações futuras dentro do setor energético frente a políticas climáticas, cenários de sensibilidade foram produzidos para testar possíveis variações em relação aos cenários principais aqui apresentados, conforme descrito no Capítulo 5.



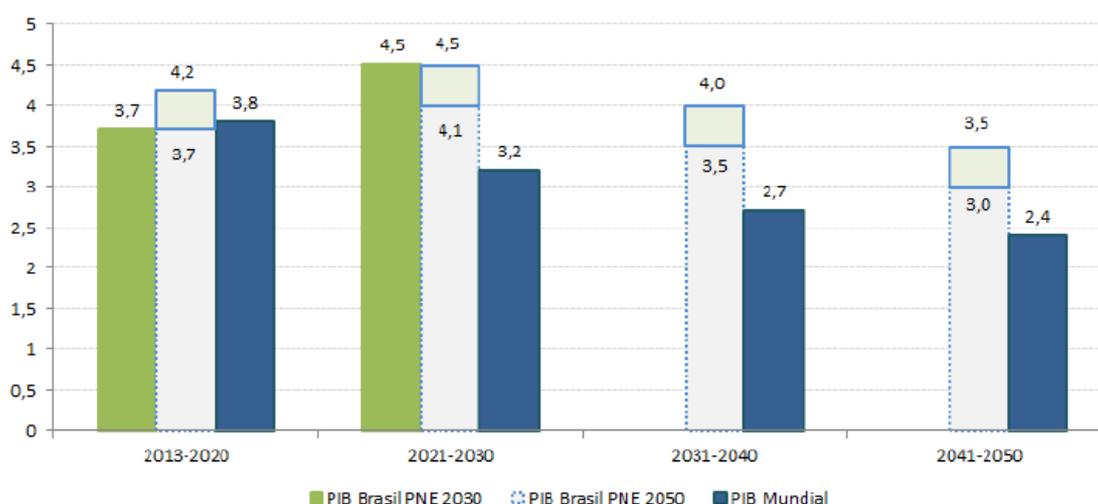
### 2.3.1. Premissas Básicas

#### i. Produto Interno Bruto (PIB):

As premissas de evolução futura do nível de atividade econômica foram baseadas no último Plano Nacional de Energia 2050 (PNE2050), conforme mostra a Tabela 1.

Cabe ressaltar que todos os cenários rodados no modelo MESSAGE-Brasil utilizam as mesmas premissas de crescimento macroeconômico. Por um lado, isso se deve a uma limitação do modelo que não permite avaliar possíveis *feedbacks* que políticas climáticas possam ter sobre a atividade econômica do país. Esse tipo de análise pode ser feita por modelos de equilíbrio geral computável (EGC). Essa última classe de modelo, entretanto, não permite uma avaliação detalhada do setor energético, seja pelo lado da oferta (em que a representação das tecnologias é limitada) ou pelo lado da demanda (em geral, trabalhadas através de elasticidades preço e renda, sem considerações técnicas mais elaboradas).

**Tabela 1: Premissas adotadas para crescimento econômico até 2050**



		2013-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
PIB mundial	PNE 2050	3,8	3,2	2,7	2,4
	PNE 2030	2,3	3,5		
PIB Brasil	Superior	4,2	4,5	4,0	3,5
	Inferior	3,7	4,1	3,5	3,0
	PNE 2030	3,7	4,5		
PIB per capita	Superior	3,4	4,0	3,8	3,6
	Inferior	2,9	3,6	3,3	3,1
	PNE 2030	2,6	3,7		

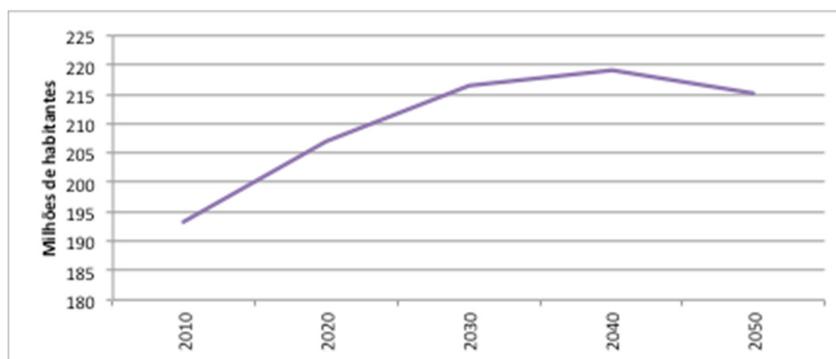
	2013-2030	2013-2050
PIB mundial	3,6	3,0
	2,9	
PIB Brasil Superior	4,4	4,1
PIB Brasil Inferior	3,9	3,6
	4,1	
PIB per capita Superior	3,7	3,7
PIB per capita Inferior	3,3	3,2
	3,1	

Fonte: EPE (2014)

Por outro lado, um cenário exógeno de crescimento macroeconômico permite a modelos do tipo MESSAGE-Brasil avaliar a factibilidade de se obter um determinado nível/estilo de desenvolvimento no que diz respeito ao setor energético. Em outras palavras, é possível testar se os recursos energéticos e as tecnologias disponíveis permitem alcançar um determinado estilo de desenvolvimento econômico.

ii. *População:*

As premissas de população utilizadas influem majoritariamente nas projeções de demanda do setor de edificações e de transportes. Utilizou-se como referência para 2050 as projeções do IBGE (2013), sendo que essas projeções se coadunam com o cenário intermediário do Banco Mundial para o Brasil até 2050. A Figura 2, abaixo, mostra a evolução projetada para a população brasileira utilizada na modelagem MESSAGE-Brasil. Segundo as projeções, a população brasileira alcançaria um máximo em 2040, para depois decrescer para 215 milhões de habitantes.



**Figura 2: Premissas para população até 2050**

Fonte: IBGE (2013)

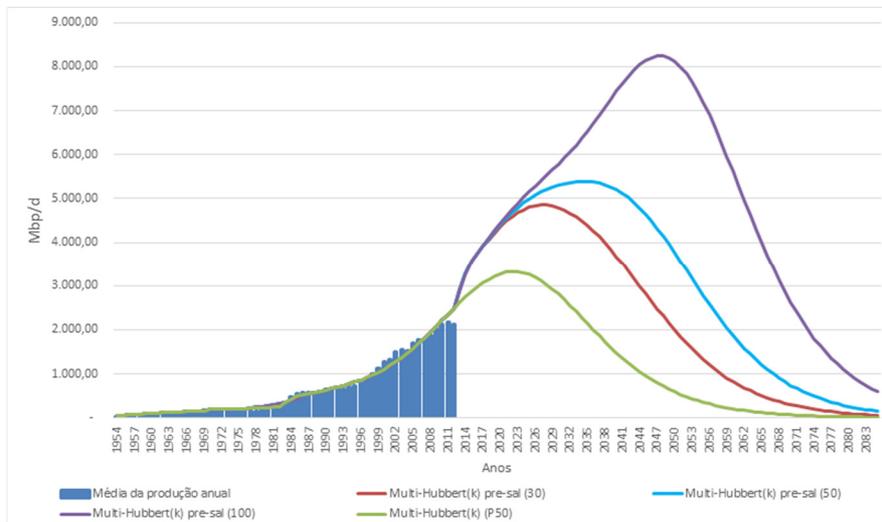
iii. *Setor de petróleo:*

No caso dos campos de produção do pós-sal, foram estabelecidas três estimativas para curvas de produção de petróleo, conforme apresentado no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, segundo diferentes valores de últimas reservas recuperáveis (URR) para as águas profundas offshore >400m, que incluem reservas provadas (P95); reservas prováveis (P50) e reservas possíveis (P5). Utilizou-se na modelagem MESSAGE-Brasil o cenário de produção para o pós-sal, recursos (P50) que considera um URR de 47,75 bilhões de barris. Segundo Szklo et al (2007) e Bentley et al (2007), esse cenário é considerado indicado em termos metodológicos como a melhor estimativa para a produção das reservas do pós-sal, frente à incerteza sobre as reservas brasileiras.

No que tange ao pré-sal, foram construídos três cenários, considerando recursos recuperáveis de 30, 50 e 100 bilhões de barris de petróleo. Utilizou-se na modelagem MESSAGE-Brasil o

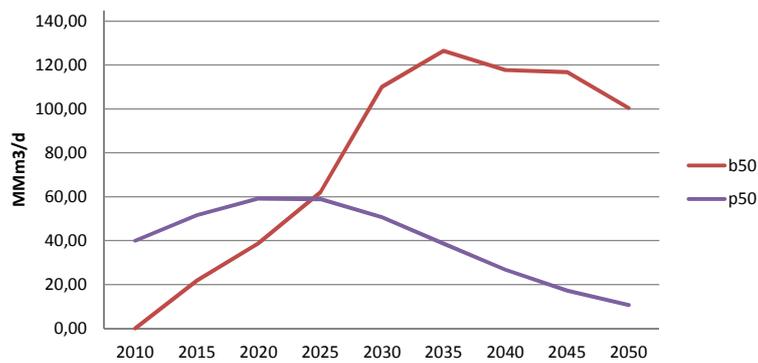


cenário intermediário de 50 bilhões de barris, o que, somado à curva de produção do pós-sal com reservas P50, levou à curva de produção adotada (curva Multi-Hubbert (k) pré-sal (50) na Figura 3).



**Figura 3: Curvas multi-Hubbert modificado comparativas em relação a diferentes URR adotados (incluindo recursos do pré-sal)**  
 Fonte: Saraiva et al (2014)

As curvas de produção de gás natural associado à produção de petróleo para o pós e pré-sal são apresentadas na Figura 4, abaixo.



**Figura 4: Curvas de Produção de gás natural associado no pós-sal (P50) e pré-sal (b50)**  
 Fonte: Primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”

A oferta de gás não convencional no MESSAGE-Brasil depende da escolha do modelo em usar ou não esse recurso. Foi adicionado como restrição ao modelo, um limite superior baseado no cenário mediano estimado no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, mostrado na Tabela 3.

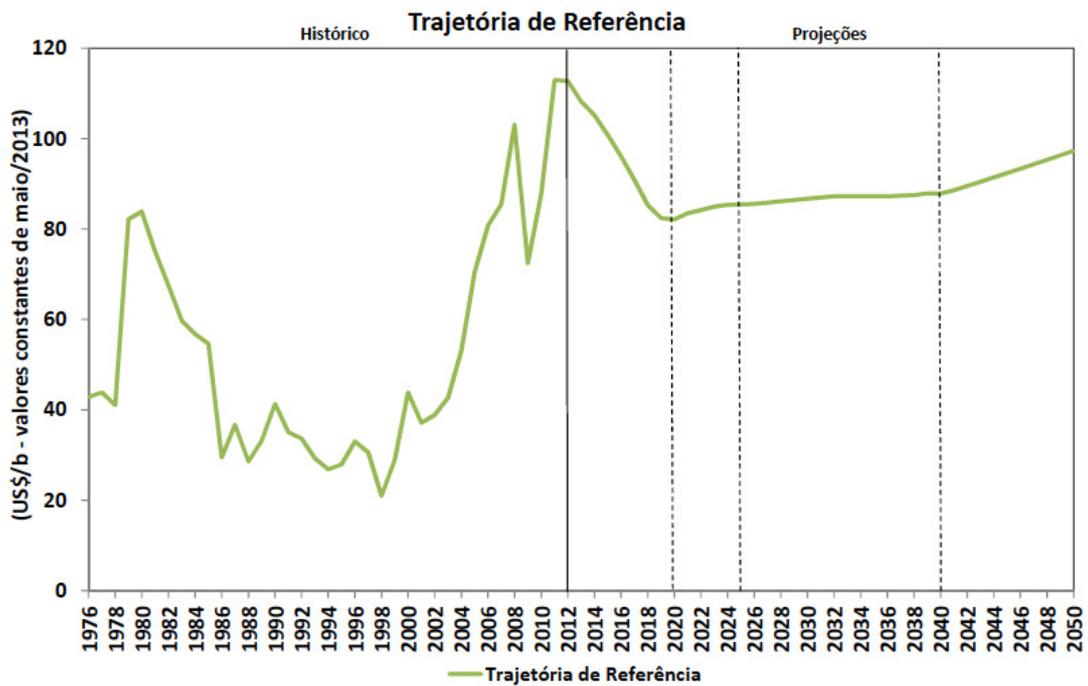
**Tabela 2: Limite de produção para não convencional a partir de 2025**

Ano	Gás não convencional Cenário 5: Construção de um poço horizontal por dia	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	% da oferta convencional
2025	3	2%
2030	15	9%
2035	15	9%
2040	15	11%
2045	15	11%
2050	15	14%

Nota: A oferta de gás convencional não inclui o gás reinjetado e o gás utilizado para auto-consumo em plataformas de petróleo (que representam, somados, entre 20 e 25% da produção bruta de gás no período considerado). Trata-se, portanto, de uma oferta líquida de gás convencional, incluindo gás associado e gás livre.

Fonte: Primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”

Os preços adotados para petróleo e derivados foram baseados nas projeções de referência do PNE 2050 (Figura 5).



**Figura 5: Premissas de preço internacionla de petróleo**  
 Fonte: EPE (2014)

iv. *Características técnico-econômicas das alternativas de geração elétrica:*

As características técnico-econômicas das alternativas de geração elétrica foram baseadas em Nogueira et al. (2014) e são apresentadas na tabela a seguir. Foram adotadas curvas de aprendizagem que resultam em reduções nos custos das tecnologias de geração elétrica ainda não maduras, em especial para geração solar. De fato, entre as opções de geração de energia elétrica, a geração solar destaca-se pela grande incerteza a respeito de tecnologias e custos futuros.

**Tabela 3: Características técnico-econômicas das opções de geração elétrica no MESSAGE-Brasil**

Opções Tecnológicas	Custo Capital	Custo Capital	Custos	Custos	Eficiência	Eficiência
	Atual	2040	Fixos e O&M Atuais	Fixos e O&M 2040	Atual	2040
	US\$/kW		US\$/kW/yr		%	%
<b>Usinas a Carvão<sup>1</sup></b>						
Carvão Brasileiro – FBC <sup>2</sup>	3.690	2.500	39	26	0.38	0.42
FBC com CCS	4.190	3.000	91	78	0.22	0.34
Carvão Importado – PC <sup>3</sup>	2.000	2.000	38	38	0.40	0.45
PC com CCS	2.500	2.500	89.9	89.9	0.23	0.36
IGCC	2.400	2.400	28	28	0.40	0.48
IGCC com CCS	2.600	2.600	54	54	0.35	0.42
<b>Gás Natural<sup>1</sup></b>						
Ciclo Aberto	800	600	20	20	0.35	0.38
Ciclo Combinado	1.190	1.000	13	11	0.50	0.55
Ciclo Combinado com CCS	3.091	3.091	23	23	0.43	0.43
<b>Nuclear<sup>1</sup></b>						
	<b>4.000</b>	<b>4.000</b>	<b>136</b>	<b>136</b>	<b>0.34</b>	<b>0.34</b>
<b>Solar</b>						
CSP (12 hrs termoacumulação) <sup>4</sup>	7.254	4.620	118	75	n.a.	n.a.
Fotovoltaico	4.300	1.878	51	22	n.a.	n.a.
<b>Eólica<sup>1</sup></b>						
	<b>1.810</b>	<b>1.547</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Hidroelétricas<sup>5</sup></b>						
Pequena (<30MW)	2.936	2.936	65	65	n.a.	n.a.
Média (>30MW; <300MW)	2.513	2.513	58	58	n.a.	n.a.
Grandes (>300MW)	2.091	2.091	52	52	n.a.	n.a.
<b>Biomassa<sup>1</sup></b>						
Turbinas de Contrapressão	0	1.000	93	93	0.25	0.25
CEST <sup>6</sup> – existentes	959	959	0	0	0.25	0.25
CEST – novas, com CCS	1.130	1.130	0	0	0.30	0.30
BIG/GT <sup>7</sup>	1.009	1.009	0	0	0.40	0.40

<sup>1</sup> Fonte: Borba et al. (2012), Hoffmann et al. (2012) e Rochedo e Szklo (2013b).

<sup>2</sup> *Fluidized Bed Combustion* (Combustão em leito fluidizado)

<sup>3</sup> *Pulverized Coal* (Carvão Pulverizado)

<sup>4</sup> *Concentrated Solar Power*; Fonte: IRENA (2012).

<sup>5</sup> Fonte: Lucena et al. (2010a).

<sup>6</sup> *Condensing-Extraction Steam Turbine* (Turbina de condensação e extração)

<sup>7</sup> *Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines* (Gasificação de biomassa integrada a turbina a gás)

n.a. – não aplicável.

### 2.3.2. Demanda de energia útil

Conforme apresentado anteriormente, o modelo MESSAGE-Brasil otimiza a *mix* de fontes e tecnologias energéticas para atender a um vetor exógeno de demandas. Essas demandas ineridas no modelo resultam de um conjunto de modelos setoriais técnico-paramétricos que projetam a demanda de energia final ou útil até o horizonte de 2050. É importante notar que, a entrada do modelo corresponde a energia útil, exceto quando se trata de demanda por



eletricidade de uso cativo, ou seja, serviços energéticos que não podem ser atendidos por qualquer outra fonte de energia (por exemplo, eletrodomésticos, iluminação, motores elétricos em elevadores, etc.) Em se tratando de energia útil, a demanda aqui apresentada (Tabela 4) é menor que a o total de energia final consumida para atender a essa demanda. Isso ocorre, pois há uma penalidade energética da tecnologia de uso final que reduz a quantidade de energia que é de fato utilizada pelo usuário final (por exemplo, um forno que converte gás natural em energia térmica na indústria de cerâmica branca com eficiência de 65%).

**Tabela 4: Demandas por energia útil e eletricidade cativa utilizadas no MESSAGE-Brasil**

Demanda	Final/Útil	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coque	Final	7655	11600	13245	14942	16852	19069	21562	22594	25595
Eletricidade (sistema isolado) <sup>1</sup>	Final	4	4	5	6	6	7	8	9	9
Eletricidade (S/SE/CO) <sup>1</sup>	Final	-575179	-622720	-695891	-771950	-837749	-905682	-977413	-1041320	-1101894
Eletricidade (N/NE) <sup>1</sup>	Final	575568	623148	696380	772509	838377	906384	978199	1042196	1102858
Feedstock <sup>2</sup>	Final	8215	10475	10200	10378	10592	11135	10827	11877	14087
Transporte (Passageiro)	Útil	1549975	1932070	2340984	2623312	2843276	3047544	3253538	3396580	3389155
Transporte (Carga)	Útil	1156115	1361365	1613563	1898747	2218255	2572523	2960692	3380098	3825631
Motores (outros) <sup>3</sup>	Útil	375	489	583	695	828	993	1192	1429	1701
Açúcar	Final	31779	43516	45212	48434	51874	56316	61094	60004	69960
Agricultura	Útil	1637	2231	2608	3132	3759	4513	5416	6250	7145
Edificações - energia térmica	Útil	18477	18743	18886	18975	19086	19328	19514	19875	20311
Alimentos - energia térmica	Útil	16529	22780	25427	28476	31645	35413	39787	41114	45503
Cerâmica - energia térmica	Útil	1980	2622	2846	3112	3372	3682	4041	4071	4383
Cimento - energia térmica	Útil	1687	2344	2651	2967	3295	3677	4121	4247	4690
Mineração - energia térmica	Útil	949	1261	1331	1446	1560	1709	1880	1902	2067
Ferro - energia térmica	Útil	3768	5125	5646	6146	6643	7244	7928	7985	8619
Ligas - energia térmica	Útil	911	1235	1355	1475	1595	1739	1903	1917	2069
Não Ferrosos - energia térmica	Útil	2198	2893	3030	3345	3665	4065	4529	4639	5087
Outras Industrias - energia térmica	Útil	2296	3211	3667	4142	4639	5222	5906	6139	6835
Papel e Celulose - energia térmica	Útil	6649	8896	9511	10733	12013	13581	15421	16094	17974
Químico - energia térmica	Útil	4125	5627	6201	6968	7768	8809	10036	10507	11773
Têxtil - energia térmica	Útil	444	544	538	550	557	568	582	547	551

<sup>1</sup> Exclui energia elétrica para fins térmicos na indústria

<sup>2</sup> Usos não energéticos

<sup>3</sup> Motores não utilizados em transportes

### 2.3.3. Descrição dos Cenários de Referência

Para fins deste estudo, foram gerados, como descrito anteriormente, dois cenários de referência (Cenário Base), um para cada RCP (4.5 e 8.5), descritos a seguir.

#### i. Cenário Baseline RCP 8.5

O cenário de referência para o RCP 8.5 não assume qualquer esforço adicional para mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) pelo setor energético brasileiro e serve de base para comparação para os cenários de mudança climática projetados para um forçamento radiativo de 8.5 w/m<sup>2</sup> no final do Século XXI. Segundo esse cenário, o sistema energético brasileiro segue uma trajetória de menor custo, sem considerar quaisquer restrições ao setor energético exceto às restrições de disponibilidade de recursos.

Tecnologias implantadas para atender o aumento projetado na demanda de energia são selecionadas predominantemente com base na eficiência econômica. Quaisquer políticas (como



padronização de portfólio, códigos de construção, subsídios para renováveis) em execução antes do ano base (2010) estão, a princípio, incluídas no cenário base implícita ou explicitamente. Políticas a entrarem em execução, particularmente aquelas desenvolvidas para o cumprimento dos compromissos de Copenhagen, não estão incluídas.

No que diz respeito à comparação com o cenário referência rodado no projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, adicionou no cenário referência restrições com relação à importação de carvão mineral de forma a obter um cenário que melhor reflita as condições do sistema energético brasileiro. Adicionalmente, valores de custo de algumas tecnologias de geração elétrica foram atualizadas com base em estudos recentes.

Na maior parte do mundo, que depende fortemente da geração elétrica a carvão, essa tecnologia não é de forma alguma controversa. Devido ao custo relativamente mais baixo dessa opção, um cenário referência com aumento de geração fortemente baseado nessa fonte parece plausível, principalmente ao se utilizar uma metodologia de otimização por custo<sup>1</sup>. Entretanto, a perspectiva brasileira é bastante diferente. Historicamente a geração elétrica no país se baseou, principalmente, em hidroeletricidade, havendo pouco espaço para geração a carvão mineral.

De fato, os recursos de carvão mineral no Brasil são de qualidade ruim. Dos 3,4 GW de termelétricas a carvão mineral, grande parte utiliza carvão importado. O uso de carvão na indústria, principalmente na siderurgia, também é importado. Dessa forma, enquanto o país produziu 6,1 Mton de carvão em 2012, as importações no mesmo ano foram de 5,9 Mton (EPE, 2013).

Além da opinião pública e as crescentes preocupações da sociedade moderna com o meio ambiente<sup>2</sup>, provavelmente o maior obstáculo prático para uma maior participação do carvão no sistema energético brasileiro é a infraestrutura para a importação de carvão, tais como a capacidade portuária. De acordo com o BNDES (2012), a capacidade atual construída no Brasil para a importação de carvão é de 25,6 Mt/ano, dos quais cerca de 81% é usada a cada ano. Isso corresponde a um volume de cerca de 2% do total das importações brasileiras que chegam através do mar. Desta capacidade portuária, cerca de 76% é usada para a importação de carvão metalúrgico e apenas cerca de 6,0 Mt/ano é utilizada para a importação de carvão vapor para indústria e usinas termelétricas.

O mesmo estudo, BNDES (2012), analisa e avalia a organização, gestão institucional e eficiência do setor portuário brasileiro. Além de apresentar um amplo diagnóstico do setor, fazendo propostas para aumentar a concorrência e a qualidade das operações portuárias, o estudo também apresenta as perspectivas para investimentos em nova capacidade de portos no Brasil.

---

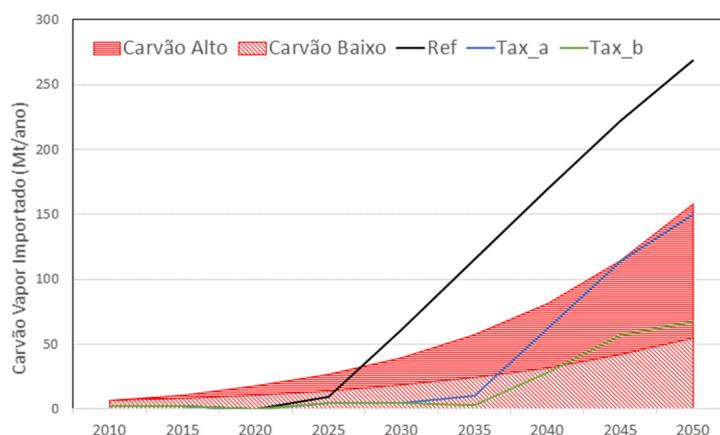
<sup>1</sup> Cabe ressaltar que mesmo em modelos que usam metodologias diferentes da otimização por custo, como alguns modelos analisados por Lucena et al. (2014), a geração a carvão mineral ganha destaque em um cenário de referência no Brasil até 2050, assumindo-se a ausência de qualquer política climática.

<sup>2</sup> Os impactos ambientais da geração a carvão não estão restritos à emissão de gases de efeito estufa, mas também poluentes atmosféricos locais que podem ter efeitos nocivos à saúde humana.



Embora a capacidade total de importação por portos deva crescer cerca de 4,2% ao ano, chegando a quase 2,4 vezes a capacidade atual em 2030, a taxa de crescimento da capacidade de importação de carvão é ainda maior, de 5,6% (BNDES, 2012). No entanto, o estudo não desagrega esta expansão em termos de carvão metalúrgico ou carvão vapor, dificultando a determinação da verdadeira restrição à importação de carvão.

Desta forma, o valor máximo de importação anual de carvão vapor foi limitado para refletir a discussão acima. A figura a seguir apresenta os limites de importação de carvão em dois níveis e os compara com os resultados dos cenários das rodadas básicas do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”. Foram descritas no referido estudo duas trajetórias possíveis para a importação de carvão (carvão alto e carvão baixo).



**Figura 6: Cenários de capacidade de importação de carvão e resultados para uso de carvão importado**

É possível verificar que nas rodadas feitas inicialmente para o projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono” o modelo se baseou fortemente em carvão mineral para a geração de energia, em particular energia elétrica (na figura indicado como Ref). Adotou-se neste estudo as limitações de importação referentes ao cenário carvão baixo de forma a incorporar a discussão acima ao cenário de referência para o RCP 8.5 deste estudo. Não obstante, o aumento da presença de carvão mineral no mix de geração elétrica no Brasil é perfeitamente compatível com um cenário RCP 8.5.

#### *ii. Cenário Baseline RCP 4.5*

A construção de um cenário de referência para o RCP 4.5 prevê algum esforço de mitigação das emissões de GEE pelo Brasil. Obviamente, dado o peso pequeno das emissões Brasileiras dentro do total mundial, seria possível que o Brasil não fizesse nenhum esforço de mitigação (o que

levaria seu sistema energético a tender na direção daquele do RCP 8.5) e, ainda sim, usufruísse do benefício de uma menor alteração climática (compatível com o forçamento radiativo do RCP 4.5). Contudo, essa assunção significa que o Brasil estivesse na contramão do esforço global de mitigação das mudanças climáticas, o que não é razoável visto o papel que o país teve nas negociações climáticas até o momento. Ademais, não garantir a consistência entre os cenários climáticos e energéticos impede que se faça uma análise integrada e comparativa das opções de mitigação e adaptação do setor energético.

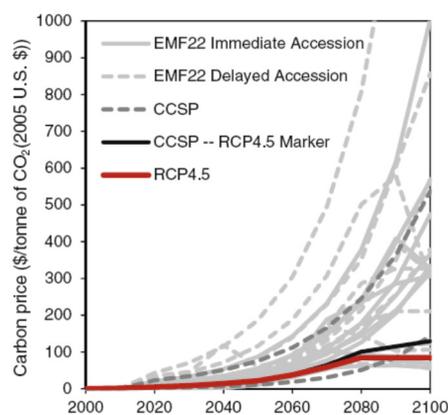
Portanto, buscou-se uma consistência entre os cenários climáticos do RCP 4.5 com os cenários energéticos, assumindo que no cenário Baseline RCP 4.5 o Brasil faz algum esforço de mitigação. Entretanto, a definição da intensidade desse esforço não é trivial. De forma geral, adotou-se um preço de carbono como uma forma de internalizar o esforço de mitigação no sistema energético brasileiro. Assim no cenário Baseline RCP 4.5:

- i. Tecnologias implantadas para atender o aumento projetado na demanda de energia são selecionadas predominantemente com base na eficiência econômica. Quaisquer políticas (como padronização de portfólio, códigos de construção, subsídios para renováveis) em execução antes do ano base (2010) devem, a princípio, estar incluídas no cenário base implícita ou explicitamente. Políticas a entrarem em execução, particularmente aquelas desenvolvidas para o cumprimento dos compromissos de Copenhague, não estão incluídas;
- ii. Preços de CO<sub>2</sub> sobre as economias regional e global, aplicados sobre todos os gases de efeito estufa, são implementados a partir de 2020; restrições são aplicadas igualmente a todos os setores, sem a possibilidade de compensação entre o setor energético e outros setores;
- iii. Os preços de CO<sub>2</sub> devem ser aplicados sobre todas as regiões e sobre todos os setores energéticos e agrícolas. Emissões de uso-da-terra, no entanto, não devem ser precificadas; e
- iv. Para gases de efeito estufa que não o CO<sub>2</sub> são aplicados os coeficientes do IPCC AR4 (IPCC AR4 *100-year Global Warming Coefficients*).

A definição do preço de carbono equivalente a um esforço de mitigação compatível com o RCP 4.5 não é trivial. A evolução das emissões de GEE que levarão a concentrações desses gases na atmosfera e, portanto, a um forçamento radiativo de 4.5 W/m<sup>2</sup> depende fundamentalmente da: evolução da atividade econômica mundial até o final do século; evolução demográfica mundial até o final do século; evolução das tecnologias de baixo carbono e seus custos; alocação de metas de redução de emissões entre os países; evolução das emissões de GEE a partir de fontes não energéticas (como desmatamento, agricultura, processos industriais e resíduos), taxa de desconto, etc. O comportamento futuro desses componentes, por sua vez, determinará os preços de carbono que levariam as emissões mundiais ao forçamento radiativo do RCP 4.5. Assim, em cenários com menor crescimento econômico, menores custos para tecnologias de

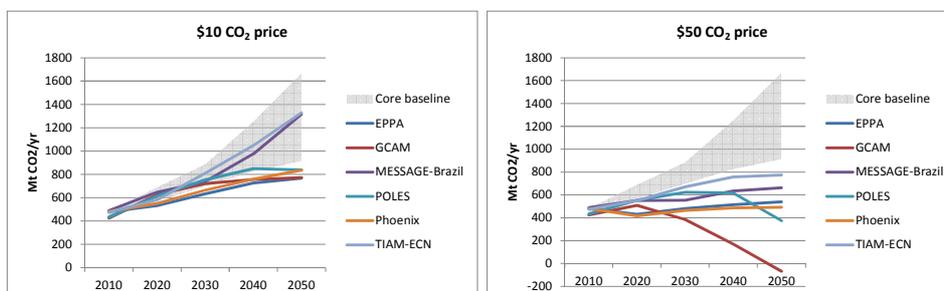
baixo carbono e cooperação para mitigação em nível mundial o preço de carbono que levariam ao RCP 4.5 seriam menores que o contrário.

Para que se possa estimar um preço de carbono equivalente ao RCP 4.5 é necessário um modelo que simule o ciclo de carbono em escala mundial, o que não está disponível para este trabalho. Thomsom et al. (2011) apresentam uma revisão de estudos que utilizaram modelos globais para calcular preços de carbono equivalentes ao RCP 4.5, conforme mostrado na figura abaixo. É importante notar a grande dispersão de resultados, que se dão fundamentalmente em função das premissas com relação aos componentes supracitados.



**Figura 7: Preços de carbono equivalentes ao RCP 4.5 segundo diferentes estudos**  
Fonte: Thomsom et al. (2011)

Analogamente, conforme visto por Lucena et al. (2014), o mesmo valor de preços de carbono surtirá efeitos diferentes sobre as emissões Brasileiras para diferentes cenários (socioeconômicos e tecnológicos) e modelos energéticos (Figura 7).



**Figura 8: Efeito de preços de carbono sobre as emissões do sistema energético brasileiro**  
Fonte: Lucena et al. (2014)



Portanto, a escolha do valor de taxa utilizado para mimetizar o RCP 4.5 no sistema energético brasileiro está sujeito a grandes incertezas. Conforme mostra a Figura 7, os preços até 2040 variam de cerca de 20 USD/tCO<sub>2</sub> até cerca de 150 USD/tCO<sub>2</sub>. Dado essa incerteza e o fato de que, conforme mostra Lucena et al. (2014), os modelos que simularam os efeitos de preços de carbono no sistema energético brasileiro até 2050 indicam que valores baixos não influem em grande medida na composição do sistema, optou-se por utilizar um valor próximo ao limite superior do intervalo mostrado pela Figura 7. Mais especificamente, utilizou-se o valor de taxa alta do estudo Lucena et al. (2014)<sup>3</sup> que foi também utilizado no projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”, organizado pela Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (SAE). Os valores adotados são apresentados na Tabela 5, abaixo. Nesse cenário, o preço de carbono começa em 2020 com o valor de 50 USD/tCO<sub>2</sub> e cresce a uma taxa de cerca de 4% ao ano, alcançando 110 USD/tCO<sub>2</sub> em 2040.

**Tabela 5: Demandas por energia útil e eletricidade cativa utilizadas no MESSAGE-Brasil**

Cenário	Preço de Carbono	2020	2030	2040
RCP 4.5	(2005)\$/tCO <sub>2</sub> e	50	74	110

Adicionalmente, no projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono” foram identificados vários componentes críticos de cenários de mitigação que podem gerar incertezas sobre os cenários futuros de mitigação. Nesse sentido, ressalta-se uma tecnologia em específico que optou-se, neste estudo, por não considerar: a captura e o armazenamento de carbono (CCS). O CCS é um componente tecnológico que se associa a fontes fósseis e garante que as restrições de emissões de GEE sejam atendidas com essas fontes, na medida em que o carbono emitido por elas é capturado e armazenado.

Apesar dessa tecnologia ser consistentemente selecionada e demasiadamente importante nas decisões de taxação e metas de emissões avaliadas por Lucena et al., (2014), existe uma grande incerteza acerca da aceitação e disponibilidade desta tecnologia no futuro próximo. Rochedo (2011) discute como as incertezas em torno no CCS envolvem esferas tecnológicas, econômicas, regulatórias e sócio-políticas.

Resumidamente, o problema é descrito como um ciclo vicioso, onde o investimento atual em CCS não ocorre porque é muito alto. No entanto, é amplamente apresentada uma forte expectativa acerca da perspectiva de redução de custo das opções de CCS no longo prazo. O problema é que o avanço tecnológico não ocorrerá sem o investimento para desenvolvimento tecnológico no presente. Em outras palavras, adiar os investimentos em CCS entra em conflito com a expectativa de sucesso futuro do CCS (Rochedo, 2011).

<sup>3</sup> Para maiores informações vide, também, Calvin e Van der Zwaan (2014).



Desta forma, o CCS é compreendido como uma opção que, de um lado, o modelo seleciona fortemente para atingir menores níveis de emissões e, de outro, é uma tecnologia com grandes incertezas e riscos que podem adiar ou inviabilizar sua aplicação no futuro. Portanto, um futuro em que não seja possível ou viável investir na tecnologia de CCS deve ser investigado. Desta forma, será possível verificar qual a capacidade do sistema energético brasileiro de reduzir suas emissões de GEE na ausência de uma estrutura regulatória ou infraestrutura para utilização do CCS.



### 3. Resultados para os Cenários de Referência

---

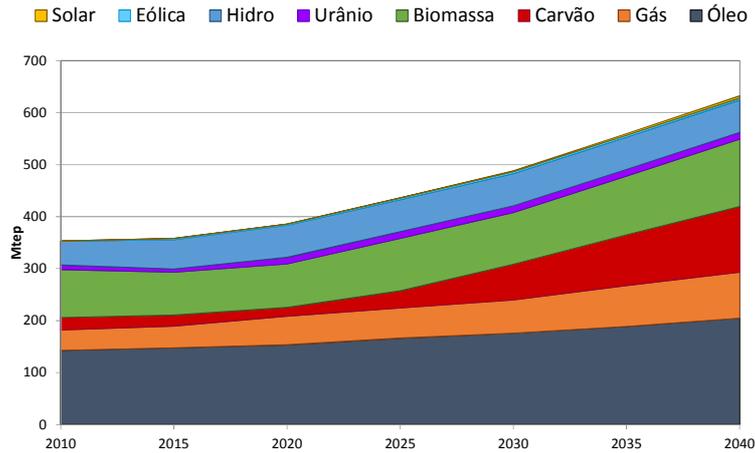
A seguir são apresentados os resultados dos cenários Referência rodados dentro da plataforma MESSAGE-Brasil. Os resultados são apresentados em termos de energia primária, geração elétrica e emissões. Os detalhes dos resultados são apresentados no Anexo B deste relatório.

#### *i. Cenário Baseline RCP 8.5*

Conforme colocado acima, o cenário de referência não assume qualquer esforço por parte do setor energético brasileiro para mitigar as emissões de GEEs. Esse cenário representa, basicamente, uma trajetória de menor custo para o sistema energético brasileiro sem considerar quaisquer restrições exceto as restrições de disponibilidade de recursos, servindo, portanto, de base para comparação para os cenários de política climática.

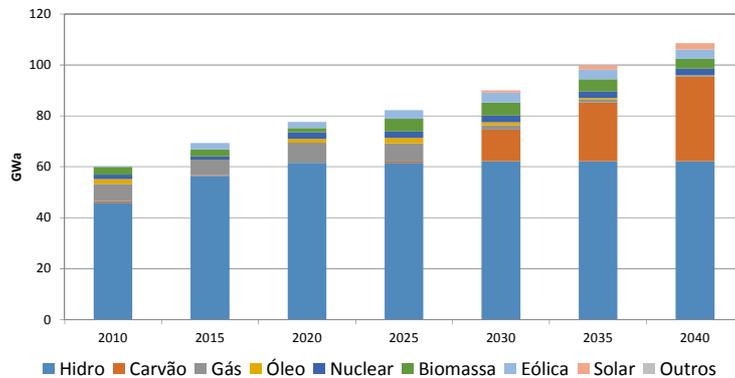
No cenário Baseline RCP 8.5, o consumo de energia primária cresce a uma taxa média de 1,96% ao ano até 2040 (Figura 9). O modelo indica, em uma solução de mínimo custo, que as fontes fósseis tendem a ganhar espaço no país. Percebe-se um aumento na participação de fontes fósseis na matriz energética brasileira, em especial do carvão mineral e do gás natural. O consumo de óleo, também cresce até 2040, porém a uma taxa mais baixa em função de ganhos de eficiência no setor de transportes.





**Figura 9: Energia primária no Cenário Baseline RCP 8.5 (Mtep)**

O aumento no uso do carvão ocorre devido ao forte aumento no uso dessa fonte para geração elétrica, conforme mostra a Figura 10. Essa geração inclui principalmente carvão importado em plantas de carvão pulverizado. Cabe ressaltar que essa configuração de sistema implicaria em uma mudança de paradigma da operação do SIN, em que geração de base se daria através de usinas a carvão, com as hidroelétricas atuando de forma variável, acompanhando as variações de carga do sistema.



**Figura 10: Geração elétrica no Cenário Baseline RCP 8.5 (GW médios)**

No que diz respeito ao gás natural, observa-se um aumento também superior às fontes renováveis, cujo consumo ocorre principalmente nos setores de uso final (indústria e edificações). No caso do gás não convencional, observa-se uma penetração a partir de 2020, subindo de cerca de 3% da oferta líquida de gás natural até cerca de 10% em 2040.

Como resultado do forte aumento no uso de carvão mineral para geração elétrica, esse segmento passaria a ser o mais relevante em termos de emissões de CO<sub>2</sub> após 2035, ultrapassando os setores de transportes e indústria (Figura 11).

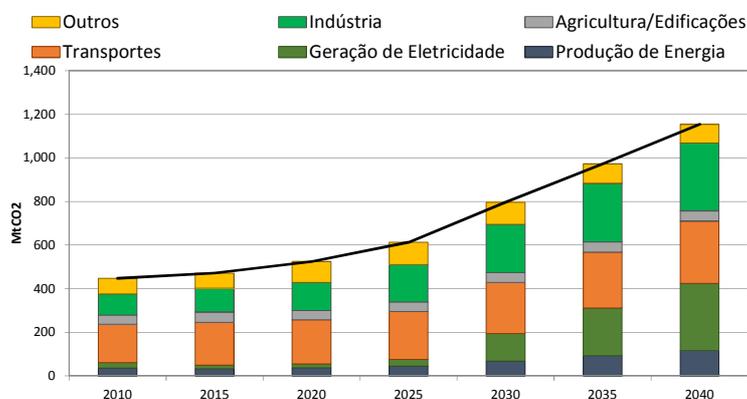


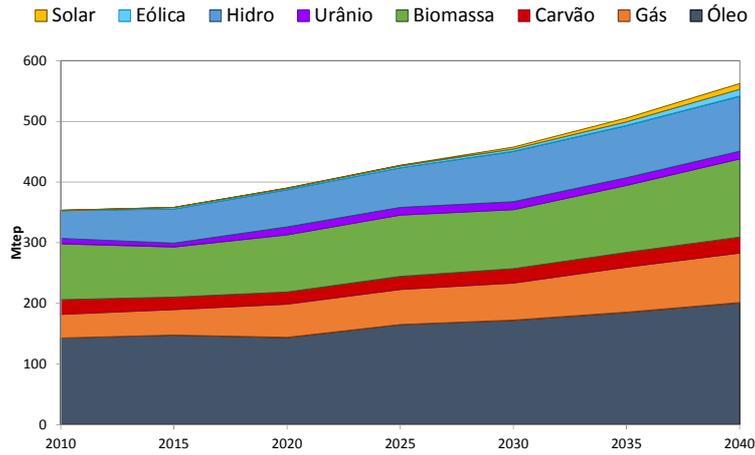
Figura 11: Emissões no Cenário Baseline RCP 8.5 (MtCO<sub>2</sub>)

#### ii. Cenário Baseline RCP 4.5

Conforme descrito anteriormente, o cenário Baseline RCP 4.5 incorpora ao cenário RCP 8.5 um preço de carbono de forma a internalizar no resultado do modelo um esforço de mitigação que seja compatível com o RCP 4.5. Adicionalmente, no cenário Baseline RCP 4.5 assume-se que a tecnologia de CCS não está disponível como uma opção de mitigação de GEE.

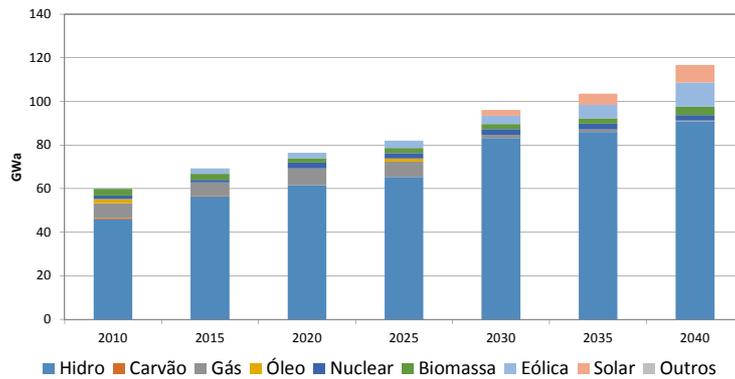
No cenário Baseline RCP 4.5, o consumo de energia primária cresce a uma taxa um pouco inferior ao RCP 8.5: média de 1,69% ao ano até 2040 (Figura 9). O modelo indica, uma redução forte no consumo de carvão mineral neste cenário, quando comparado ao cenário RCP 8.5. Isso ocorre por conta da internalização do custo de carbono associado a um cenário de mitigação das emissões de GEE. Em contrapartida, a penetração de energia hidrelétrica, eólica e solar aumentam. O consumo de óleo, cresce até 2040, porém a uma taxa mais baixa em função de ganhos de eficiência no setor de transportes. O consumo de gás natural permanece crescendo no ritmo do cenário RCP 8.5, sendo consumido na indústria.





**Figura 12: Energia primária no Cenário Baseline RCP 4.5 (Mtep)**

Em termos de geração elétrica (Figura 13), no cenário RCP 4.5 há uma maior penetração de fontes renováveis repondo a expansão a carvão prevista no cenário RCP 8.5. Em especial, o modelo identifica a energia hidrelétrica, eólica, solar (fotovoltaica distribuída) e da biomassa como alternativas renováveis ao carvão. Em termos de tecnologias de geração elétrica hoje ainda não comerciais, o modelo elege uma pequena quantidade de energia solar heliotérmica.



**Figura 13: Geração elétrica no Cenário Baseline RCP 4.5 (GW médios)**

Como consequência da redução no consumo energético, redução no uso do carvão e aumento no uso de fontes renováveis, as emissões no cenário Baseline RCP 4.5 crescem mais lentamente do que no cenário RCP 8.5, conforme mostra a Figura 14.

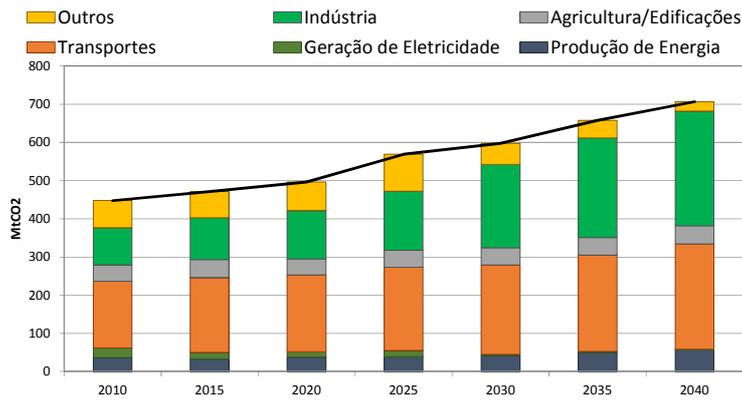


Figura 14: Emissões no Cenário Baseline RCP 4.5 (MtCO<sub>2</sub>)

*i. Comparação*

A guisa de comparação, são plotados nas figuras a seguir uma comparação entre os dois cenários Baseline projetados neste estudo. A Figura 15, abaixo, comprara o consumo de energia primária nos dois cenários. Em seguida, a Figura 16 compara os resultados para geração elétrica e a Figura 17 os resultados para emissões de CO<sub>2</sub>.

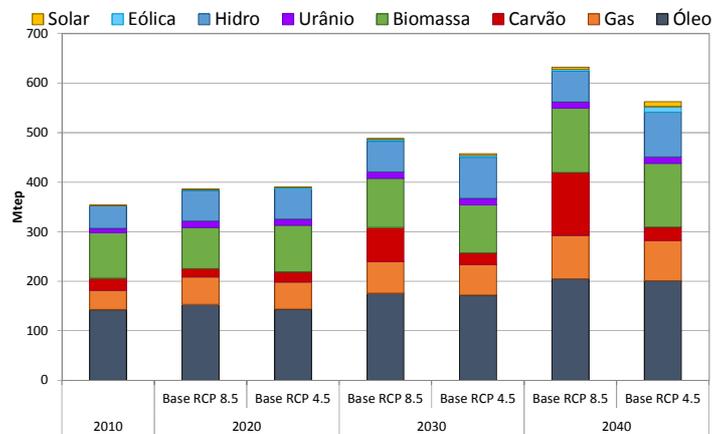


Figura 15: Comparação energia primária nos Cenários Baseline (Mtep)



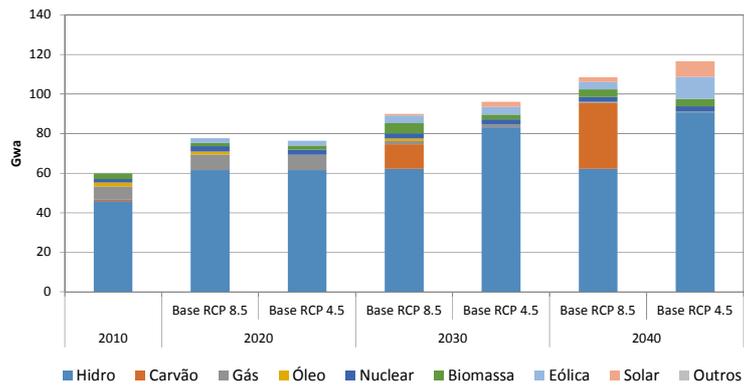


Figura 16: Comparação geração elétrica nos Cenários Baseline (GW médios)

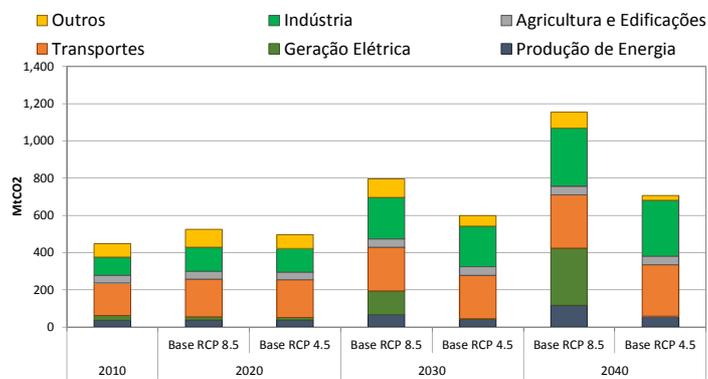
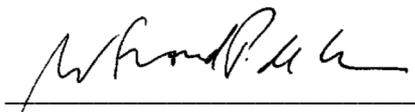


Figura 17: Comparação emissões nos Cenários Baseline (MtCO<sub>2</sub>)

  
 André Frossard Pereira de Lucena

## Referências

ABINEE 2012. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. [Online]. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf> >. Acesso: 05/06/2014.

Amyris, 2010. Amyris Biotechnologies, Inc., Form S-1 Registration Statement. United States Securities and Exchange Commission. Washington, D.C.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2013. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>. Acesso em Setembro de 2013.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2012. Dados Estatísticos Mensais. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1383589091233>. Acesso em Julho de 2013.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2012. Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, Brasil.

ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2010. Formação atual de preços de gás natural no Brasil. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, ANP. Rio de Janeiro, Brasil.

BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento), 2008. Bioetanol de Cana-de-Açúcar: Energia para o Desenvolvimento Sustentável. BNDES, Rio de Janeiro, Brasil.

Borba, B. S. M. C., 2012. Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis a Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro. Tese D.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

Borba, B. S. M. S, Szklo, A., Schaeffer, R., 2012. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy* 37, pp. 469-481.

Breyer C, Gerlach A. Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21:121–36.

ENFSOLAR, 2014. Company Directory. [Online]. Disponível em: <<http://www.enfsolar.com/directory/equipment>> Acesso: 05/06/2014.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia 2013-2022. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE 2013. Expansão da Geração por empreendimentos fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. No. EPE-DEE-RE-065/2013-r0. MME/EPE, Rio de Janeiro, Brasil.



EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015. Brussels - Belgium: European Photovoltaic Industry Association; 2011.

ERWES, H., FORLI, C., DEVIENNE FILHO, R. 2012. Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil. Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha.

Fecombustíveis (Federação Nacional de Comércio de Combustíveis e Lubrificantes), 2012. Relatório Anual de Revenda de Combustíveis. Disponível em: [www.fecombustiveis.org.br](http://www.fecombustiveis.org.br). Acesso em Julho de 2013.

Gritsevskiy, A., Nakicenov, N., 2000. Modeling uncertainty of induced technological change, Energy Policy 28: 907-921.

Hainoun, A., Seif Aldin, M., Almoustafa, S., 2010. Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model, Energy Policy 38: 1701-1714.

Harmon C. Experience Curves of Photovoltaic Technology. Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis; 2000.

Hoffmann W, Wieder S, Pellkofer T. Differentiated Price Experience Curves as Evaluation Tool for Judging the Further Development of Crystalline Silicon and Thin Film PV Solar Electricity Products, Hamburg, Germany: 2009.

Hoffmann, B. S., 2013. O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante de restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, aplicando a queima em leito fluidizado. Tese D.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

IAEA, 2007. International Atomic Energy Agency, MESSAGE – User Manual. Viena, Austria.

IPCC, 2012. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation - Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York: Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge Press; 2012.

IRENA, 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Solar Photovoltaics. [Online]. Disponível em: <<http://www.irena.org>> Acesso: 05/06/2014.

IRENA, 2012. Renewable Energy Technologies: Cost analysis series. Volume 1: Power Sector, issue 2/5. Concentrating Solar Power. Bonn, Germany.

Jennings, T., Treco K., 2013. Apresentação da Carbon Trust para a Delegação Brasileira. Visita Técnica como parte do projeto “Critical Technologies for Brazil’s Economic Development”. Setembro, 2013. Londres, Reino Unido.

Kersten F, Doll R, Kux A, Huljić DM, Görig MA, Breyer C, et al. PV Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction, Hamburg, Germany: 2011, p. 6.

KETZER, J.M., CAPORALE, G., ROCHA, H., ROCKETT, G., 2007. "CARBMAP BRAZIL". Apresentação em poster no Carbon Sequestration Leadership Fórum, Paris.

Klaassen, G., Riahi, K., 2007. Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO, *Energy Policy* 35: 815-827.

Lucena, A. F. P., Schaeffer, R., Szklo, A. S., Borba, B. S. M. C., 2010. Estudo de Vulnerabilidade do Sistema Hidroelétrico Brasileiro às Mudanças Climáticas. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Lucena, A.F.P, et al., 2014. Climate Policy Scenarios in Brazil: a Multi-Model Comparison for Energy. *Energy Economics under review*.

Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B.S.M.C., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., Dutra, R., 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Pol.* 59, 198-212.

MERSCHMANN, P.R. de C., 2014, Análise do potencial técnico e de mercado de uso industrial de CO2 de destilarias de etanol do Centro-Sul do Brasil. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil (Em andamento).

Mohapatra, D. K., Mohanakrishnan, P., 2010. A methodology for the assessment of nuclear power development scenario, *Energy Policy* 38: 4330-4338.

Moss, R.H., et al., 2010. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature* Vol 463, pp. 747 – 756.

NASA, 2010. National Aeronautics and Space Administration, Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0. Disponível em: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. Acesso em: 20 de Novembro de 2010.

Nemet GF. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy* 2006;34:3218–32.

Rathmann, R., 2012. Impactos da Adoção de Metas de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa sobre a Competitividade de Setores Industriais Energointensivos do Brasil. Tese D.Sc. Programa de Planejamento Energético, PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

Rochedo, P. R. R. R., 2011. Análise Econômica Sob Incerteza da Captura de Carbono em Termelétricas a Carvão: Retrofitting e Capture-Ready. Dissertação M.Sc., Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

ROCKETT, G.; MACHADO, C.; KETZER, J.; CENTENO, C., 2011. "The CARBMAP Project: Matching CO2 Sources and Geological Sinks in Brazil using Geographic Information System". GHGT-10 Conference. *Energy Procedia*, v.4, p. 2764-2771.



Rubin, et al., 2007, Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO2 capture. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 1, 188–197.

Saradhi, I. V., Pandit, G. G., Puranik, V. D., 2009. Energy supply, demand, environmental analysis - a case study of Indian energy scenario. *International Journal of Environmental Science and Engineering* 3: 115–120.

Saraiva, T. A., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Chavez-Rodriguez, M. F. 2013. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. *Fuel* 115, pp. 24-31.

Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Borba, B. S. M. C., Rathmann, R., Castelo Branco, D. A., Júnior, M. F. H., 2012. Estudo Sobre as Ameaças e as Oportunidades Relativas ao Problema das Mudanças Climáticas Globais Sobre o Setor de Petróleo e Gás e Proposição de Ações Por Parte da Petrobras para Lidar com o Risco Carbono. Relatório Executivo COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Castelo Branco, D. A., 2008a. Matriz Energética de Minas Gerais 2030. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A., G. Machado, G. Júnior, A. P., Soares, J. B., Simoes, A., Achão, C., Cima, F., Pereira, A., 2004. Matriz Energética Brasileira de Longo Prazo 2003-2023. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Costa, I. V. L., Júnior, A. P., Cunha, S. H. F., 2008b. Economia das Mudanças Climáticas no Brasil: Segurança Energética. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

Senem, K, Piedras, R., 2011. Comercializacao de GNL. GE-MC/SGN/CGNL. Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

Thomson, et al., 2011. RCP4.5: a pathway for stabilization of radiative forcing by 2100. *Climatic Change* 109, pp. 77-94.

Van der Zwaan, B., Rivera- Tinoco, R., Lensink, S., Oosterkamp, P. V. D., 2012. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. Technical note. *Renewable Energy* 41 pp. 389-393.

Van Sark WGJHM, Alsema EA, Junginger HM, de Moor HHC, Schaeffer GJ. Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2008;16:441–53.



## **Anexo A –Estrutura do Sistema Energético Brasileiro no MESSAGE-Brasil**

Conforme descrito anteriormente, um sistema energético é descrito dentro da ferramenta MESSAGE através de um conjunto de unidades de conversão de energia (tecnologias) que “carrega” fluxos energéticos por diferentes níveis ao longo da cadeia energética, transformando, assim, recursos em energia final ou útil para o atendimento de uma demanda exógena, i.e., dada pelo analista.

O período de análise considerado foi de 2010 a 2040, sendo 2010 o ano base a partir do qual se calibra o modelo. O horizonte de análise se divide em períodos de 5 anos e as oscilações diárias de carga e geração se dividem em cinco partes que totalizam 24 horas<sup>4</sup>, em linha com o desenvolvido por Borba (2012).

Assim, para o caso brasileiro, foi estabelecido um conjunto de cinco níveis de energia principais, contendo dentro de cada um, diferentes formas de energia, que dependem dos recursos e tecnologias que as originaram. A Figura 18 descreve de forma resumida o conjunto de tecnologias e níveis energéticos que representam a matriz energética brasileira dentro do MESSAGE-Brasil. No entanto, vale notar que para o atendimento dessa estrutura, um diagrama mais detalhado exporia níveis auxiliares de energia que foram utilizados para auxiliar a descrição do transporte e distribuição de energia ao longo das cadeias, bem como exporia a desagregação de alguns setores da economia brasileira, como o setor industrial, conforme será mais bem detalhado a seguir. No entanto, não faz parte do escopo deste trabalho chegar a tal nível de detalhamento, visto que a utilização desses níveis não altera a descrição geral do sistema energético em sua forma real e servem como ferramenta para a melhor operacionalização do modelo frente às complexidades do sistema energético brasileiro. Com esta estrutura, o modelo de programação linear atualmente contém 3.307 inequações que devem ser obedecidas durante o procedimento de otimização, i.e. minimização da função objetivo.

---

<sup>4</sup> 0-6 horas; 6-10 horas; 10-18 horas; 18-21 horas; 21-24 horas.



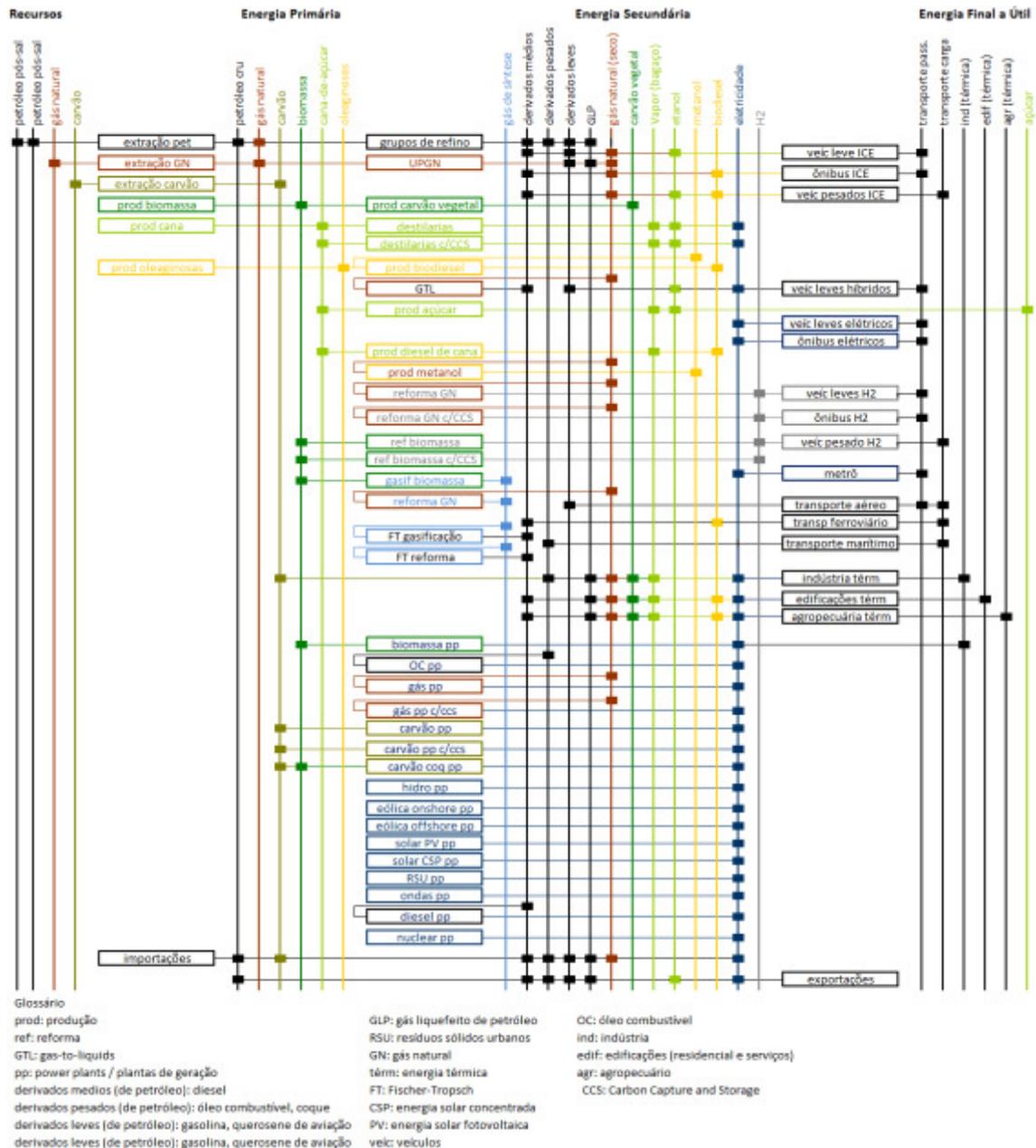


Figura 18: Estrutura simplificada do MESSAGE-Brasil

Deve-se mencionar um detalhe sobre o sistema energético brasileiro estruturado no MESSAGE-Brasil, que também não é expresso no diagrama simplificado: no que tange à geração de eletricidade, o Brasil é dividido em 3 sub-regiões, que expressam as interconexões das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, as interconexões dos estados da região nordeste e as interconexões dos estados da região Norte. As possíveis trocas de energia elétrica entre uma sub-região e outra também são devidamente expressas no modelo. Assim, refletem-se melhor os fluxos energéticos das centrais de geração elétrica até o consumidor final de sua região, bem como as capacidades de transmissão a longa distância.



## ***Níveis de Energia***

O sistema energético brasileiro no MESSAGE-Brasil é composto por cinco níveis de energia principais e por dois níveis auxiliares, denominados níveis “dummy”.

### *i. Recursos*

É o primeiro nível energético do MESSAGE-Brasil que descreve os recursos fixos considerados no modelo. Recursos considerados inesgotáveis (biomassa, por exemplo) não precisam ser expressos nesse nível uma vez que para este tipo não é necessário definir restrições de extração. No caso brasileiro, a restrição de extração é dada pela eficiência de conversão das tecnologias que transformam recursos em energia primária, conforme será descrito no item 0.

Assim, são considerados quatro recursos energéticos esgotáveis no Brasil: carvão, gás natural não associado, petróleo cru da camada pós-sal e petróleo cru da camada pré-sal<sup>5</sup>.

### *ii. Energia Primária*

O nível energético de energia primária deve incluir a disponibilidade de fontes primárias de energia após sua extração do solo ou subsolo. Dessa forma, este nível inclui: óleo cru e gás natural (associado e não-associado<sup>6</sup>) após a extração em plataformas, carvão após a extração de minas, biomassa, cana-de-açúcar e oleaginosas após a colheita do solo.

As fontes primárias descritas neste nível energético são destinadas às unidades de conversão e processamento, como refinarias, UPGNs e destilarias, para que se transformem em fontes secundárias de energia.

### *iii. Energia Secundária*

Este nível energético deve receber os fluxos energéticos provenientes das unidades de conversão e tratamento de energia primária ou secundária<sup>7</sup>. Assim, são consideradas fontes secundárias de energia: derivados de petróleo<sup>8</sup> advindos das refinarias brasileiras; gás natural seco já processado em UPGNs, gás de síntese por reforma do gás natural e gasificação de bagaço de cana; carvão vegetal obtido de biomassa; bagaço e etanol obtido das destilarias; etanol obtido através da hidrólise de bagaço de cana de açúcar; metanol<sup>9</sup> obtido de gás natural; biodiesel proveniente de oleaginosas; diesel de cana<sup>10</sup>; e eletricidade nas sub-regiões S1, S2 e R provenientes de plantas de geração elétrica de diversos tipos.

---

<sup>5</sup> Que produz, no nível primário, óleo bruto e gás natural associado.

<sup>6</sup> Neste caso, inclui-se aqui o gás não convencional, particularmente o gás de folhelho, cujo cenário de produção adotado foi a mediana das simulações realizadas no relatório 1 deste estudo.

<sup>7</sup> É possível a conversão de uma fonte energética já considerada secundária em outra fonte secundária, a exemplo da conversão do gás natural e gás de síntese.

<sup>8</sup> São considerados no modelo derivados leves (gasolina e querosene de aviação), derivados médios (diesel); derivados pesados (óleo combustível, coque de petróleo), gás liquefeito de petróleo (GLP) e derivados não-energéticos de petróleo (nafta petroquímica). As refinarias têm flexibilidade dimensionada conforme a simulação do parque de refino nacional, para campanhas “nafta” e campanhas “diesel”.

<sup>9</sup> Metanol é considerado como fonte secundária devido a sua utilização na produção de biodiesel.

<sup>10</sup> Produzido a partir da tecnologia Amyris.



#### iv. *Energia Final*

O nível energético final deve incluir todas as formas de energia que podem, a partir deste ponto, ser direcionadas para o consumo final, transformando-se em energia útil. Assim, constituem fontes secundárias de energia que já passaram pela etapa de transmissão, distribuição, mistura e estão prontas para “consumo”.

Assim, neste nível energético estão incluídos: derivados de petróleo dentro das especificações de consumo, ou seja, quando aplicável, já misturado a biocombustíveis (caso da gasolina e do diesel); gás natural pronto para consumo; coque nacional e importado; biomassa<sup>11</sup>; carvão vegetal produzido a partir de biomassa; bagaço de cana-de-açúcar; etanol; biodiesel; e energia elétrica distribuída pelas sub-regiões S1, S2 e R.

#### v. *Energia Útil*

Este é o último nível energético considerado, nível este em que se alocam as demandas exógenas ao modelo. Dessa forma, as tecnologias que precedem este nível de energia são aquelas que transformam energia final em útil dada as eficiências específicas de cada caso (eficiências de motores de veículos, de lâmpadas para uso em edificações, etc).

Assim, as formas de energia consideradas neste nível energético são: força motriz em veículos, i.e., queima de combustível em veículos a gasolina, álcool, flexfuel, diesel, elétricos (quando aplicável) e outros; “*feedstocks*”, que reflete a produção e consumo de insumos não energéticos ao longo das cadeias energéticas do sistema; eletricidade<sup>12</sup> nas sub-regiões S1, S2 e R; energia térmica em 11 setores industriais, bem como nos setores agrícola e de edificações (residencial e serviços).

Os onze setores industriais considerados na estrutura do MESSAGE-Brasil são: mineração, cimento, cerâmica, papel e celulose, ferro-gusa e aço, níquel e ferro, ferro-ligas, química, alimentos e bebidas, têxtil e outras indústrias.

#### vi. *Níveis “dummy”*

O uso de níveis auxiliares de energia tem como finalidade inserir no modelo de forma desagregada as tecnologias de conversão que se utilizam de mais de uma etapa que precisam ser consideradas, como o caso gás natural que precisa passar pela unidade de processamento de gás natural para, então, seguir para os pontos de consumo (térmicas, refinarias<sup>13</sup>, etc). Outro exemplo é a produção de diesel final, contendo 5% de biodiesel, pois há a necessidade de adicionar uma tecnologia adicional após a produção dos energéticos secundários que reflita a mistura de diesel e biodiesel.

---

<sup>11</sup> Nesse caso, a biomassa no nível final e a biomassa primária utilizada para fornecimento de energia térmica em alguns setores industriais.

<sup>12</sup> O consumo de energia útil sob a forma de eletricidade reflete toda a demanda de eletricidade do sistema sob a forma agregada, ou seja, considera o consumo em todos os setores econômicos.

<sup>13</sup> Inclui-se aqui a geração de hidrogênio em refinarias de petróleo para hidrotreatamento.



Além disso, níveis auxiliares também são utilizados para refletir adequadamente o transporte e distribuição de energia elétrica pelo sistema energético, bem como as trocas de energia entre sub-regiões do modelo.

### ***Tecnologias de Produção de Energia Primária***

As tecnologias de produção de energia primária convertem recursos em energia primária considerando-se as devidas perdas na extração e tratamento desses recursos. São considerados três conjuntos principais: a extração de petróleo e gás natural; a extração de carvão e a extração e colheita de recursos renováveis.

#### *i. Exploração de óleo e gás*

O modelo considera tecnologias de extração de petróleo e gás natural úmido do pré-sal e do pós-sal separadamente. A quantidade de gás natural úmido extraído das plataformas de petróleo é quantificada a partir de uma razão óleo-gás calculada exogenamente a partir de ANP (2012). Há limite mínimos e máximos de extração de petróleo definido ao longo do horizonte de análise. Tal limite segue uma curva multi-Hubbert apresentada no primeiro relatório do projeto “Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono”. Os preços de petróleo foram considerados a partir de um preço de robustez<sup>14</sup> de US\$ 50/barril para o Petróleo Brent.

A extração de gás natural não associado é considerada a partir de estimativas de recursos disponíveis segundo ANP (2012). Tanto para o caso de gás natural associado quanto não-associado são contabilizados 10% de perdas na extração e transporte até as unidades de processamento. Os preços de gás natural foram considerados de acordo com ANP (2010) e Sienem & Piedras (2011).

Além de unidades de conversão que refletem tecnologias de extração, são consideradas também unidades de conversão que refletem as importações e exportações de petróleo e gás natural. Admite-se que o custo de importação de petróleo é superior ao custo de produção devido à qualidade do petróleo importado. O gás natural pode ser importado por gasoduto, refletindo a parcela importada através do gasoduto Brasil-Bolívia ou sob a forma de GNL (gás natural liquefeito).

#### *ii. Extração de carvão*

É considerada a extração de carvão nacional na região Sul do Brasil, sendo este um carvão de qualidade inferior ao importado. A eficiência e custo de extração se mantiveram em relação à última versão do modelo, estando de acordo com o utilizado em Borba (2012) e Nogueira et al. (2014).

---

<sup>14</sup> Preço de robustez do Brent (petróleo marcador de preços internacionais) é o preço mínimo que viabiliza projetos de exploração e produção no Brasil.



São consideradas as importações de carvão térmico, carvão metalúrgico e coque em linha com o considerado por Borba (2012) e Nogueira et al. (2014).

*iii. Produção de recursos renováveis*

Três tipos de recursos renováveis para combustíveis são considerados, conforme descrito: cana-de-açúcar para a produção de etanol, oleaginosas para a produção de biodiesel e biomassa para a produção de carvão mineral e lenha.

Não há limitação de atividade por se tratarem de recursos renováveis e os custos de produção não são considerados nesta parte da cadeia pelo fato de que há uma demanda fixa pelos biocombustíveis que o originam<sup>15</sup>

***Conversão de Energia Primária em Energia Secundária***

A energia secundária é obtida pelo tratamento e conversão adequada das fontes primárias de energia. Isto consiste em uma das etapas de produção das fontes de energia finais que atendem a demanda adequadamente, segundo especificações tecnológicas e regulatórias.

Assim, o MESSAGE-Brasil inclui três grupos principais de tecnologias de conversão: os grupos de refinarias de petróleo e de UPGNs; os grupos de produção de biocombustíveis de primeira geração e biocombustíveis avançados; e as plantas de geração elétrica, que podem ser térmicas a partir de diversas fontes fósseis ou renováveis.

*i. Refino de petróleo e unidades de processamento de gás natural*

No que tange o refino de petróleo para a produção de derivados, foram considerados quatro grupos de refino: o primeiro grupo reflete as refinarias existentes no país totalizando 16 unidades de refino. Os dados de processamento de cru e conversão em derivados foram estimados a partir de dados da ANP (2013) e foi considerado um auto-consumo de 8% de petróleo.

Os três outros blocos de refino consideram as novas refinarias em construção ou em estudo pela Petrobrás: a segunda unidade de refino possui as características da refinaria RNEST, no estado de Pernambuco, que deve iniciar suas operações em 2020; o terceiro bloco reflete o COMPERJ, no estado do Rio de Janeiro, em sua nova configuração com foco diesel e que deve iniciar suas operações em 2015; o quarto bloco reflete as refinarias Premium I e II, a serem instalados nos estados do Maranhão e Ceará, respectivamente, e que devem iniciar suas operações apenas a partir de 2020. Nesse último caso, foi dada ao modelo a escolha de adicionar mais trens de refino

---

<sup>15</sup> 5% de biodiesel no diesel final e em torno de 20% de gasolina na gasolina final.



nesta configuração além dos trens previstos pela Petrobras, de forma que fosse possível expandir o refino brasileiro, caso necessário.

O MESSAGE-Brasil considera também importações e exportações de derivados de petróleo, refletindo o comportamento da Petrobrás que tende a importar diesel e gasolina de melhor qualidade para atender as legislações ambientais brasileiras e a exportar óleo combustível a preços reduzidos. Vale ressaltar, no entanto, que o modelo se manteve livre para exportar quaisquer derivados ao longo do tempo, o que pode gerar resultados que refletem ajustes do modelo para atender a demanda e não necessariamente refletem um comportamento real da Petrobras ao longo do tempo.

No caso das UPGNs, foi inserida apenas uma tecnologia de conversão para refletir as unidades existentes no Brasil. Considera-se que UPGNs estão sempre próximas às plataformas de extração de gás natural e que suas características tendem a ser semelhantes, possuindo por isso o mesmo custo e eficiência. Os dados inseridos nesta tecnologia estão em linha com Borba (2012).

Além da produção de derivados de petróleo em refinarias e de gás natural seco via UPGN, foi dada ao modelo a opção de, em um horizonte de médio prazo (pós-2020), incluir a produção de hidrocarbonetos leves e médios, i.e., diesel e gasolina a partir da reação de Fischer-Tropsch. O gás de síntese utilizado nesta reação pode ser obtido através da reforma do gás natural ou da gasificação do bagaço de cana-de-açúcar gerado na produção de etanol (processos denominados *gas-to-liquids* e *biomass-to-liquids*, respectivamente). É considerada também a possibilidade de se obter diesel a partir da fermentação do caldo de cana-de-açúcar<sup>16</sup> e H-bio<sup>17</sup>. Os dados técnicos e econômicos estão em linha com Borba (2012). Por fim, nos cenários em que se considera o uso do vetor hidrogênio para utilização como combustível no setor de transporte, inclui-se após a UPGN a tecnologia de reforma catalítica do gás natural para este fim.

## ii. *Produção de biocombustíveis*

No Brasil, os biocombustíveis relevantes são o etanol de cana-de-açúcar e o biodiesel. São consideradas as produções de etanol de primeira geração através da fermentação do caldo de cana-de-açúcar em destilarias e de segunda geração através da hidrólise do bagaço de cana-de-açúcar sendo incluídas, também, as possibilidades de cogeração de energia elétrica em cada caso. A tecnologia de conversão de oleaginosas em biodiesel é considerada e tem como insumo secundário o metanol advindo do gás natural, necessário à reação de transesterificação. Analogamente ao caso do gás natural, nos cenários em que se considera o uso do vetor hidrogênio para utilização como combustível no setor de transporte, inclui-se também a tecnologia de reforma catalítica da biomassa para este fim.

---

<sup>16</sup> Este processo utiliza leveduras modificadas geneticamente que, sob o processo de fermentação, são capazes de produzir cadeias longas de 15 carbonos (Amyris, 2010). O diesel obtido neste processo é livre de impurezas como o enxofre, que sofre restrições regulatórias de emissão ao meio ambiente.

<sup>17</sup> O H-Bio representa o processamento do óleo vegetal misturado diretamente ao diesel via HDO/*Hydrodeoxygenation* (Borba, 2012).



Os *inputs* técnicos e econômicos dessas tecnologias estão em linha com Borba (2012), sendo, no caso do etanol também utilizado BNDES (2008) e, no caso do biodiesel, ANP (2012) e Fecombustíveis (2012).

iii. *Geração de eletricidade: fóssil e renovável*

Pela sua diversidade de recursos disponíveis, o Brasil possui diferentes tipos de plantas de geração elétrica, sendo, no entanto, a geração hidrelétrica predominante.

Dessa forma, foram considerados três tipos de usinas hidrelétricas em cada sub-região do sistema energético do Brasil: as grandes hidrelétricas de reservatório, com capacidade acima de 300 MW; as médias hidrelétricas, com capacidade entre 300 e 30 MW e as pequenas hidrelétricas, ou PCHs, com capacidade de geração inferior a 30 MW. A capacidade instalada existente e de expansão foi atualizada a partir de Lucena *et al.* (2010) e dados do Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2014) para novos empreendimentos e empreendimentos em construção.

No tocante à geração térmica, foram consideradas as térmicas a carvão pulverizado já existentes e a possibilidade de expansão da capacidade instalada nas três sub-regiões, se necessário. Foi considerada também a possibilidade de instalar térmicas a carvão do tipo IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) a partir de 2020. Os dados de capacidade, eficiência, disponibilidade e custos de produção e investimentos foram estimados com base em Borba (2012), Rochedo (2011) e Nogueira *et al.* (2014).

Vale ressaltar que para o caso de térmicas a carvão pulverizado da sub-região S1, que inclui a região Sul do Brasil e utiliza carvão nacional, foi dada a opção coqueima de carvão nacional com biomassa, sendo a porcentagem de biomassa coqueimada limitada a 30% do insumo energético. Os dados de tratamento da biomassa para utilização na usina termelétrica estão em linha com dados de Hoffmann (2013).

Para o caso da geração térmica a gás natural, foram inseridas no modelo usinas termelétricas de ciclo aberto e ciclo combinado nas três sub-regiões, assumindo-se que a expansão da geração a gás se daria apenas por térmicas a ciclo combinado com as devidas eficiências e custos em linha com em Borba (2012), Rochedo (2011) e Nogueira *et al.* (2014).

Tratando-se de geração renovável, o sistema energético brasileiro inclui geração eólica, solar fotovoltaica e termo-solar (CSP – *concentrated solar power*), a bagaço de cana-de-açúcar sob a forma de cogeração em usinas de etanol<sup>18</sup> e a partir de resíduos sólidos urbanos.

No tocante à geração eólica, foi considerada apenas nas sub-regiões S1 e S2, dado o potencial eólico disponível nessas regiões. As usinas em operação e em construção segundo o BIG (ANEEL, 2013) foram incluídas, bem como a opção de expandir essa geração dentro do potencial disponível no país. Os dados de custo dessa tecnologia estão em linha com Borba (2012) e IRENA (2012), sendo que o primeiro também estimou e incluiu na modelagem parâmetros adequados

---

<sup>18</sup> A energia elétrica, nesse caso, é subproduto da produção de etanol.

de sazonalidade da fonte a partir de NASA (2010)<sup>19</sup>. A possibilidade de geração *offshore* também foi incluída a partir de dados de IRENA (2012). Não foi possível adicionar dados mais precisos para o caso brasileiro pela falta de informações oficiais sobre o potencial eólico *offshore* no Brasil.

No caso da geração solar, são consideradas as opções de geração fotovoltaica em larga escala e solar térmica através de concentradores solares. Os dados de capacidade e custo estão em linha com Malagueta *et al.* (2013) e IRENA (2012).

Geração elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar também são opções de geração dadas ao modelo, dada a importância da cogeração a bagaço em destilarias de etanol para auto-suprimento e exportação para o *grid*. Foram consideradas quatro tecnologias de geração a partir de bagaço, de acordo com Borba (2012): turbinas de contra-pressão (CP) em 22 bar, sendo esta a tecnologia mais utilizada no país atualmente; turbinas a vapor de extração e condensação (CEST), podendo ser esta considerada uma modernização das turbinas CP22 ou uma usina nova já com esta tecnologia; e turbinas BIG/GT, que consiste em um sistema de gasificação de biomassa acoplado a uma turbina a gás. Esta última tecnologia ainda não é disponível comercialmente hoje, sendo dada ao modelo a opção de escolhê-la apenas a partir de 2020.

Finalmente, a estrutura do MESSAGE-Brasil considera também a possibilidade de se ofertar energia a partir de térmicas a biogás gerado por resíduos sólidos urbanos. Os parâmetros de entrada técnicos e econômicos fornecidos ao modelo estão em linha com Borba (2012).

### ***Conversão de Energia Secundária em Energia Final/Útil (Demandas)***

As tecnologias descritas neste item constituem as partes finais dos fluxos energéticos descritos, refletindo a distribuição e conversão adequada das fontes de energia para o atendimento das demandas fornecidas ao modelo. De forma geral, pode-se dizer que as tecnologias que levam as formas de energia do nível secundário ao final são tecnologias que descrevem a transmissão e distribuição de energia, bem como o “tratamento” de algumas fontes de energia dentro de especificações regulatórias vigentes para o atendimento do consumidor final. Já as tecnologias que levam as formas de energia do nível final ao útil refletem as tecnologias finais de conversão com suas respectivas eficiências de geração de força motriz, iluminação, aquecimento, etc.

#### *i. Setor de transportes*

As formas finais de energia que devem chegar ao consumidor final no setor de transporte<sup>20</sup> são os derivados de petróleo, biocombustíveis dentro das especificações regulatórias e o gás natural veicular. Dessa forma, além de se inserir tecnologias que refletem a distribuição desses combustíveis ao longo do sistema para que chegue ao consumidor final, foram inseridas

---

<sup>19</sup> A referência fornece a média mensal de velocidade de ventos a partir de uma altura de 50 metros no período entre 1983 e 1993.

<sup>20</sup> No cenário de referência, em que se consideram apenas os combustíveis de combustão interna.



também tecnologias de mistura de derivados de petróleo e biocombustíveis, quando aplicável. Dessa forma, pode-se garantir que a demanda é atendida pelo diesel B5 (5% de diesel) e pela gasolina C (que contém 20% de etanol).

Em relação às tecnologias de conversão de energia final em útil, a estrutura inclui todos os veículos típicos, seja de passageiros ou de carga, existentes ou passíveis de serem adotados no país. Os dados de eficiência, restrições de atividade e custos estão em linha com Borba (2012), NREL (2013) e Ramea *et al.* (2013).

Os veículos e modais considerados são: veículos de combustão interna no setor de transporte público (ônibus à gás natural e à diesel), privado (veículos leves à gasolina, à etanol e flex) e frete (veículos pesados à gás natural, à diesel, à biodiesel, à etanol e híbrido); veículos leves de transporte de passageiros do tipo plug-in híbridos (que podem usar eletricidade, gasolina ou etanol como combustível) e puramente elétricos; veículos a células combustíveis de hidrogênio para transporte público (ônibus), privado (veículos leves) e frete (veículos pesados). Foram consideradas também as tecnologias de transporte sob trilho (trens e metrô) e transporte aéreo de passageiros e carga, que utilizam derivados de petróleo.

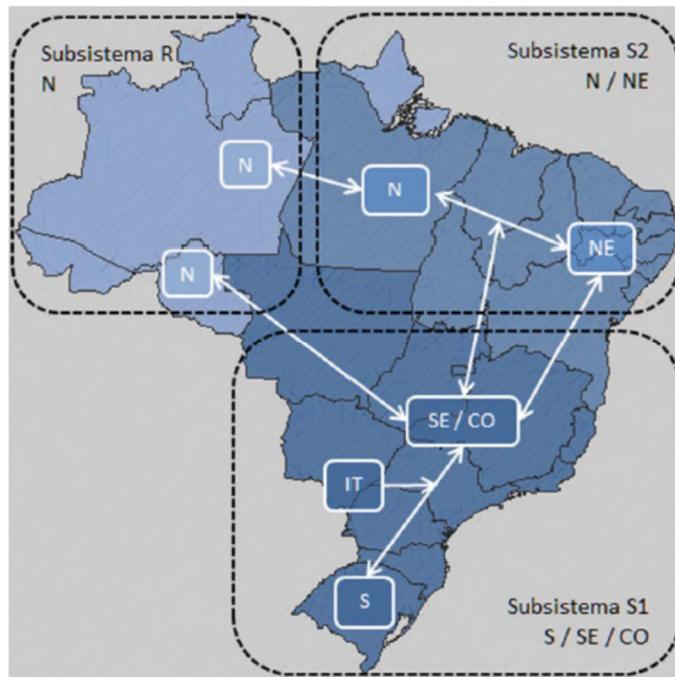
As demandas do setor de transporte são representadas no modelo MESSAGE-Brasil na forma de serviço de transportes, ou seja, passageiro-km (pkm) ou tonelada-km (tkm) para transporte de passageiros e carga, respectivamente. Dessa forma, o modelo pode escolher, respeitando as restrições de sucateamento e penetração de novos veículos e/ou modais de transportes, as opções de menor custo para o transporte de passageiros e carga.

## *ii. Setor elétrico*

No tocante ao setor elétrico, são consideradas a partir do nível secundário os custos e perdas de transmissão e distribuição ao longo do SIN e do sistema isolado, inclusive as trocas entre subsistemas.

Conforme mencionado inicialmente, o Sistema Interligado Nacional, dentro da estrutura do MESSAGE-Brasil foi desagregado em dois subsistemas: S1 e S2, representando as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente. Além disso, considera-se também o subsistema R, isolado do SIN. No entanto, em linha com o desenvolvido por Borba (2012), foi dada ao modelo a possibilidade de interligação do subsistema R ao SIN através das linhas de transmissão previstas para iniciar a operação a partir de 2015. Outros fluxos de energia elétrica previstos na estruturação do MESSAGE-Brasil podem ser observados na figura a seguir:





**Figura 19: Subsistemas e intercâmbios de energia elétrica no MESSAGE-Brasil (Borba, 2012)**

Nota: N – Norte; S – Sul; SE – Sudeste; NE – Nordeste; CO – Centro-Oeste; IT – Itaipu.

Assim, a eletricidade chega ao nível final e é direcionada para as tecnologias que a consomem para a geração de energia útil nos diversos setores da economia, como o próprio setor energético, de transportes (no caso da entrada de veículos elétricos, principalmente), industrial, residencial e serviços. Em cada setor, são consideradas as respectivas eficiências de conversão e preços de energia de acordo com estimativas de Rathmann (2012), Borba (2012) e Lucena *et al.* (2010), fontes a partir do qual também se basearam as demandas do setor.

*iii. Setor industrial, agropecuário e edificações (residencial e serviços):*

A energia útil considerada nos setores industrial, agropecuário e edificações corresponde à demanda por energia térmica e eletricidade cativa nesses setores e foi estimada segundo dados de Rathmann (2012). Dessa forma, todos os combustíveis utilizados nestes setores são levados do nível secundário ao nível final para que sejam distribuídos ao longo do sistema dentro das especificações em que deve ser entregue ao consumidor final. Em seguida, para que o fluxo energético chegue ao nível útil, suprindo, assim, a demanda, são consideradas tecnologias distintas para cada subsetor que considera diferentes tecnologias com as respectivas eficiências de conversão, consumos cativos (quando aplicável) e custos de operação e manutenção. Os custos de combustível são formados ao longo da cadeia produtiva de cada combustível, sendo, portanto, endógeno ao modelo.

Os setores agropecuário e de edificações não são divididos em subsetores, possuindo dados de entrada técnicos e econômicos para os dois setores como um todo. Já o setor industrial foi dividido em 11 subsetores que diferem significativamente em termos de processo produtivo e

consumo energético. São eles: mineração, cimento, cerâmica, papel e celulose, ferro-gusa e aço, níquel e ferro, ferro-ligas, química, alimentos e bebidas, têxtil e outras indústrias.

### ***Emissões de Carbono***

Foi atribuído a cada tecnologia de conversão um coeficiente de emissão que corresponderá às emissões de carbono naquele processo específico por unidade de energia produzida. Assim, para todas as tecnologias de conversão de fontes fósseis consideradas ao longo das cadeias energéticas existentes na estruturação do sistema energético brasileiro no MESSAGE-Brasil foi atribuído um fator de emissão sobre o qual, uma vez multiplicado pela atividade de cada tecnologia, é aplicado o preço de carbono correspondente a cada período e cenário. Analogamente, no caso de uma limitação às emissões totais do setor energético, é possível acrescentar uma restrição ao modelo de forma que ele encontre a solução de mínimo custo para a expansão do setor energético que mantenha o nível de emissões abaixo do teto estipulado.

### ***Captura e Sequestro de Carbono (CCS)***

Para geração térmica a carvão mineral e gás natural, a exceção da opção de geração a ciclo aberto, foi dada a opção de captura e sequestro de carbono (CCS) a partir do ano de 2020, quando se pressupõe que esta tecnologia possa ser economicamente viável. Para o caso do carvão, foi dada a opção de *retrofit* de térmicas de carvão pulverizado já existentes e a expansão da geração a carvão já com unidades de captura em usinas de carvão pulverizado e de gasificação (IGCC). No caso da geração termelétrica a gás natural em ciclo combinado, a opção de *retrofit* foi desconsiderada por ser considerada muito cara, sendo dada a opção apenas de construir novas térmicas com ciclo combinado *capture-ready*, i.e., já com planta de captura (Rubin *et al.*, 2007).

MESSAGE-Brasil também permite CCS em alternativas energéticas baseadas em biomassa (BioCCS), o que resulta em emissões líquidas negativas (desconsiderando-se as emissões do ciclo de vida da biomassa). As opções de BIOCCS consideradas no modelo incluem captura em destilarias de etanol e captura em opções de gasificação de biomassa.

## Anexo B – Detalhamento dos Resultados do Cenário referência

### *i. Cenário Baseline RCP 8.5*

<b>Energia Primária</b>									
<b>ktep</b>	<b>Óleo</b>	<b>Gás</b>	<b>Carvão</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Urânio</b>	<b>Hidro</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	135.08	36.57	19.21	97.08	5.12	50.02	0.29	0.00	336.15
<b>2015</b>	147.67	42.03	20.78	82.78	6.05	56.40	2.46	0.13	358.31
<b>2020</b>	153.54	55.23	16.61	83.64	12.82	61.52	2.41	0.22	385.98
<b>2025</b>	166.50	57.77	32.92	101.18	12.82	61.52	3.31	0.38	436.39
<b>2030</b>	175.80	64.10	68.62	99.46	12.82	62.21	3.90	1.49	488.40
<b>2035</b>	188.88	78.82	97.14	113.11	12.82	62.21	3.73	2.78	559.49
<b>2040</b>	204.71	88.31	126.27	130.15	12.82	62.21	3.64	4.32	632.43

<b>Geração Elétrica</b>									
<b>TWh</b>	<b>Hidro</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Coqueima</b>	<b>Carvão</b>	<b>Gas</b>	<b>Oil</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>
<b>2010</b>	401.87	12.67	13.14	5.36	59.72	16.99	14.94	2.27	0.00
<b>2015</b>	494.05	15.10	9.49	2.52	53.97	0.00	10.55	21.51	0.00
<b>2020</b>	538.90	14.11	0.92	0.00	69.22	13.74	22.34	21.10	0.00
<b>2025</b>	538.90	20.07	23.90	5.36	62.17	18.32	22.34	28.98	0.00
<b>2030</b>	544.95	20.82	23.90	109.08	13.15	12.21	22.34	34.13	7.45
<b>2035</b>	544.95	22.20	20.19	201.69	10.39	5.44	22.34	32.64	14.89
<b>2040</b>	544.95	22.64	10.76	292.23	4.02	0.00	22.34	31.89	22.34

<b>Indústria</b>									
<b>ktep</b>	<b>Gás</b>	<b>Óleo</b>	<b>GLP</b>	<b>Carvão</b>	<b>Coque</b>	<b>Carvão Vegetal</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	9.28	11.48	0.70	3.24	7.52	4.05	7.17	17.50	60.94
<b>2015</b>	12.47	10.39	0.63	3.37	8.52	2.98	27.44	17.57	83.36
<b>2020</b>	17.76	11.97	0.81	4.01	8.24	5.67	29.60	20.51	98.56
<b>2025</b>	20.95	15.42	0.99	5.29	13.42	2.93	32.84	23.75	115.58
<b>2030</b>	33.31	17.52	1.20	6.17	16.16	2.94	30.86	27.31	135.47
<b>2035</b>	44.48	19.38	1.44	6.56	19.19	2.99	30.20	31.32	155.57
<b>2040</b>	52.49	20.80	1.70	8.05	22.71	3.03	32.80	36.14	177.72

<b>Transportes</b>									
<b>ktep</b>	<b>Gasolina</b>	<b>Etanol</b>	<b>Diesel</b>	<b>Gás</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Biodiesel</b>	<b>Querosene</b>	<b>Óleo</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	17.54	6.21	34.08	1.77	0.14	0.00	3.19	0.97	63.90
<b>2015</b>	22.82	6.92	44.42	1.99	0.19	0.00	1.94	0.95	79.23
<b>2020</b>	16.51	8.02	52.60	1.79	0.23	0.00	2.35	1.15	82.64
<b>2025</b>	17.05	9.50	58.43	1.52	0.27	0.00	2.77	1.35	90.90
<b>2030</b>	15.16	11.18	66.22	1.30	0.31	0.00	3.17	1.57	98.90
<b>2035</b>	15.90	12.50	74.02	1.17	0.35	0.00	3.60	1.80	109.36
<b>2040</b>	18.04	13.68	82.69	1.15	0.40	0.00	4.09	2.07	122.11



<b>Edificações</b>									
<b>ktep</b>	<b>Diesel</b>	<b>Óleo Comb.</b>	<b>GLP</b>	<b>Gás</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Carvão Vegetal</b>	<b>Solar</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	0.00	0.00	6.40	0.30	6.48	0.48	0.00	10.13	23.78
<b>2015</b>	0.08	0.04	15.21	1.30	7.59	1.39	0.10	31.43	57.14
<b>2020</b>	0.07	0.04	13.15	1.74	5.63	6.09	0.17	33.79	60.68
<b>2025</b>	0.07	0.03	13.59	1.78	5.07	5.76	0.29	37.05	63.64
<b>2030</b>	0.07	0.03	13.83	2.16	4.57	5.08	0.48	40.52	66.75
<b>2035</b>	0.07	0.03	13.89	2.59	4.23	4.28	0.81	44.07	69.98
<b>2040</b>	0.08	0.03	13.73	3.03	3.88	3.70	1.33	47.80	73.59

	<b>Biocombustíveis - 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup></b>			<b>Cana de Açúcar</b>		<b>Biomassa Lenhosa</b>	
	<b>Etanol Anidro</b>	<b>Etanol Hidratado</b>	<b>Biodiesel</b>	<b>Mt/ano</b>	<b>Mha</b>	<b>Mt/ano</b>	<b>Mha</b>
<b>2010</b>	8.36	19.57	1.50	623.00	8.31	83.700	3.348
<b>2015</b>	8.12	18.08	1.60	504.09	6.72	95.750	3.830
<b>2020</b>	5.87	17.92	1.897	454.31	6.06	108.834	4.353
<b>2025</b>	6.07	21.27	2.109	472.14	6.30	150.576	6.023
<b>2030</b>	5.39	24.39	2.392	356.87	4.76	172.875	6.915



<b>2035</b>	5.66	28.46	2.676	414.27	5.52	194.723	7.789
<b>2040</b>	6.42	32.49	2.992	471.37	6.28	225.567	9.023

Nota: produtividade cana e biomassa lenhosa fixadas em 75t/ha e 25t/ha, respectivamente.

<b>Emissões (MtCO<sub>2</sub>)</b>							
	<b>Produção de Energia</b>	<b>Geração Elétrica</b>	<b>Transportes</b>	<b>Agricultura e Edificações</b>	<b>Indústria</b>	<b>Outros</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	36.61	25.50	174.94	42.01	97.52	71.47	448.05
<b>2015</b>	33.29	16.57	196.53	47.36	108.72	69.19	471.67
<b>2020</b>	38.26	17.88	201.56	42.42	128.76	95.83	524.71
<b>2025</b>	45.98	30.67	218.94	43.78	172.00	101.71	613.09
<b>2030</b>	68.49	126.07	233.94	45.36	222.31	100.18	796.36
<b>2035</b>	93.26	218.29	256.81	46.55	268.22	89.42	972.54
<b>2040</b>	117.66	306.52	286.30	47.13	311.51	85.06	1154.18



ii. Cenário Baseline RCP 4.5

Energia Primária									
ktep	Óleo	Gás	Carvão	Biomassa	Urânio	Hidro	Eólica	Solar	Total
2010	135.08	36.57	19.21	97.08	5.12	50.02	0.29	0.00	336.15
2015	147.67	41.94	20.78	82.78	6.05	56.40	2.50	0.13	358.26
2020	143.69	55.23	19.75	94.35	12.82	61.52	2.44	0.22	390.01
2025	165.00	57.77	21.47	101.18	12.82	65.31	3.35	0.38	427.28
2030	172.09	61.61	23.50	97.40	12.82	83.18	3.90	3.19	457.68
2035	185.32	74.39	24.35	110.25	12.82	86.00	6.23	6.18	505.53
2040	201.09	81.65	26.44	128.88	12.82	90.77	11.14	9.72	562.52

Geração Elétrica									
TWh	Hidro	Biomassa	Coqueima	Carvão	Gas	Oil	Nuclear	Eólica	Solar
2010	401.87	12.67	13.14	5.36	59.72	16.42	14.94	2.67	0.00
2015	494.05	15.10	9.49	2.52	53.57	0.00	10.55	21.91	0.00
2020	538.90	19.05	0.00	0.00	68.08	0.00	22.34	21.36	0.00
2025	572.13	20.07	0.00	0.00	62.17	12.38	22.34	29.38	0.00
2030	728.67	20.51	0.00	0.00	13.15	0.00	22.34	34.13	22.34
2035	753.32	21.86	0.00	0.00	10.39	0.00	22.34	54.54	44.68
2040	795.14	32.69	0.00	0.00	4.02	0.00	22.34	97.59	69.68

<b>Indústria</b>									
<b>ktep</b>	<b>Gás</b>	<b>Óleo</b>	<b>GLP</b>	<b>Carvão</b>	<b>Coque</b>	<b>Carvão Vegetal</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	9.28	11.48	0.70	3.24	7.52	4.05	7.17	17.50	60.94
<b>2015</b>	12.47	10.39	0.63	3.37	8.52	2.98	27.44	17.57	83.36
<b>2020</b>	17.62	11.37	0.81	4.01	8.24	5.69	30.32	20.51	98.57
<b>2025</b>	20.95	15.99	0.99	4.67	8.88	7.46	32.84	23.75	115.53
<b>2030</b>	31.64	17.91	1.20	5.75	16.16	2.94	32.10	27.31	135.00
<b>2035</b>	41.14	19.38	1.44	6.56	19.19	2.99	32.68	31.32	154.70
<b>2040</b>	47.48	20.80	1.70	8.05	22.71	3.03	36.51	36.14	176.42

<b>Transportes</b>									
<b>ktep</b>	<b>Gasolina</b>	<b>Etanol</b>	<b>Diesel</b>	<b>Gás</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Biodiesel</b>	<b>Querosene</b>	<b>Óleo</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	17.54	6.21	34.08	1.77	0.14	0.00	3.19	0.97	63.90
<b>2015</b>	22.82	6.92	44.42	1.99	0.19	0.00	1.94	0.95	79.23
<b>2020</b>	16.51	8.02	52.60	1.79	0.23	0.00	2.35	1.15	82.64
<b>2025</b>	17.05	9.50	58.43	1.52	0.27	0.00	2.77	1.35	90.90
<b>2030</b>	15.16	11.18	66.22	1.30	0.31	0.00	3.17	1.57	98.90
<b>2035</b>	14.40	13.82	74.02	1.17	0.35	0.00	3.60	1.80	109.18
<b>2040</b>	14.67	16.65	82.69	1.15	0.40	0.00	4.09	2.07	121.71

<b>Edificações</b>									
<b>ktep</b>	<b>Diesel</b>	<b>Óleo Comb.</b>	<b>GLP</b>	<b>Gás</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Carvão Vegetal</b>	<b>Solar</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	0.00	0.00	6.40	0.30	6.48	0.48	0.00	10.13	23.78
<b>2015</b>	0.08	0.04	15.21	1.30	7.59	1.39	0.10	31.43	57.14
<b>2020</b>	0.07	0.03	13.15	1.42	5.63	6.41	0.17	33.79	60.67
<b>2025</b>	0.07	0.03	13.59	1.78	5.07	5.76	0.29	37.05	63.64
<b>2030</b>	0.07	0.03	13.83	2.16	4.57	5.08	0.48	40.52	66.75
<b>2035</b>	0.07	0.03	13.89	2.59	4.23	4.28	0.81	44.07	69.98
<b>2040</b>	0.08	0.03	13.73	3.03	3.88	3.70	1.33	47.80	73.59

	<b>Biocombustíveis - 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup></b>			<b>Cana de Açúcar</b>		<b>Biomassa Lenhosa</b>	
	<b>Etanol Anidro</b>	<b>Etanol Hidratado</b>	<b>Biodiesel</b>	<b>Mt/ano</b>	<b>Mha</b>	<b>Mt/ano</b>	<b>Mha</b>
<b>2010</b>	8.36	19.57	1.50	623.00	8.31	83.700	3.348
<b>2015</b>	8.12	18.08	1.60	504.09	6.72	95.750	3.830
<b>2020</b>	5.87	17.92	1.897	454.31	6.06	137.095	5.484
<b>2025</b>	6.07	21.27	2.109	472.14	6.30	150.576	6.023
<b>2030</b>	5.39	24.39	2.392	354.56	4.73	167.978	6.719

<b>2035</b>	5.12	29.88	2.676	418.48	5.58	186.190	7.448
<b>2040</b>	5.22	35.69	2.992	484.35	6.46	219.126	8.765

Nota: produtividade cana e biomassa lenhosa fixadas em 75t/ha e 25t/ha, respectivamente.

<b>Emissões (MtCO<sub>2</sub>)</b>							
	<b>Produção de Energia</b>	<b>Geração Elétrica</b>	<b>Transportes</b>	<b>Agricultura e Edificações</b>	<b>Indústria</b>	<b>Outros</b>	<b>Total</b>
<b>2010</b>	36.61	25.28	174.94	42.01	97.68	71.20	447.72
<b>2015</b>	33.24	16.48	196.53	47.36	108.72	69.16	471.51
<b>2020</b>	37.95	13.82	201.56	41.66	126.49	74.68	496.15
<b>2025</b>	38.94	15.56	218.94	43.78	155.15	96.39	568.77
<b>2030</b>	42.16	2.88	233.94	45.36	217.93	55.44	597.71
<b>2035</b>	50.07	2.28	252.34	46.55	260.37	45.94	657.55
<b>2040</b>	57.45	0.88	276.22	47.13	299.73	24.96	706.38

