

*Textos Cindes N°31*

# Transição para Economia Verde

## Agenda Energética\*

Adilson de Oliveira\*\*

Julho de 2012

\* “A Amazônia é o passaporte do Brasil para o século XXI”  
Adalberto Veríssimo (IMAZON)

\*\* Professor Doutor da Universidade Federal do Rio de Janeiro/Especialista em Regulação de Energia.

---



## 1. Introdução

Passados pouco mais de dois séculos de desenvolvimento econômico assentado no consumo intensivo de combustíveis fósseis, a trajetória de desenvolvimento econômico baseada na exploração desses recursos mostra diversos sinais de disfunção<sup>1</sup>. A evidência mais forte desse problema é o risco de mudanças climáticas vinculadas às emissões de gases que provocam o efeito estufa.

Apesar de o consenso científico sugerir a absoluta urgência de medidas efetivas para reverter a trajetória atual de emissões crescentes de gases para evitar os riscos decorrentes de mudanças climáticas, o protocolo de Kyoto perderá vigência em 2012 sem que haja sinais de que possam ser obtidos progressos relevantes nas negociações sobre mudanças climáticas (Viola e Franchini, 2011).

A transição das economias industriais para sociedades com baixo consumo de carbono vem sendo negociada há pouco mais de duas décadas<sup>2</sup>. Porém, o otimismo gerado em Kyoto desvaneceu após a recusa americana em ratificar o tratado. Os países industrializados percebem ser elevado o risco de perda da competitividade econômica de diversos de seus segmentos produtivos, decorrente da desvalorização da infraestrutura assentada na produção e no consumo de combustíveis fósseis (CINDES, 2011a).

Esse problema é menos relevante no Brasil, dado que boa parte da infraestrutura de produção e consumo necessária para satisfazer as necessidades de nossa população ainda está por ser construída, podendo ser estruturada em torno da agenda verde. Mesmo com a economia em expansão, a principal fonte atual de emissões de gases de efeito estufa no Brasil é o desmatamento. Porém o Código Florestal, recém-aprovado, cria ambiente legal para dar continuidade ao forte movimento de redução do desmatamento dos últimos anos<sup>3</sup>.

A redução do desmatamento colocará o foco da agenda verde brasileira no setor energético. Entre 2005 e 2010, a parcela das emissões de gases decorrentes da produção e do consumo de energia nas emissões totais brasileiras passou de 15% para 25%, fruto essencialmente da redução do desmatamento (CINDES, 2011b). Mantida essa trajetória, os “ganhos climáticos” obtidos com a redução do desmatamento serão anulados pelas “perdas climáticas” na produção e no consumo de energia. Para evitar essa trajetória, a política energética brasileira necessita promover a expansão do sistema energético para atender as necessidades energéticas crescentes de sua população minimizando o consumo de combustíveis fósseis.

Com recursos fósseis limitados, mas com ampla disponibilidade de recursos renováveis, o Brasil adotou políticas indutoras do uso de tais fontes precocemente (de Araújo e de Oliveira, 2005).

<sup>1</sup> Tensões geopolíticas para garantir o acesso às fontes de petróleo, inviabilidade do uso do automóvel nas metrópoles urbanas, limitação de recursos para estender o padrão de consumo dos países ricos para os países em desenvolvimento.

<sup>2</sup> As negociações internacionais sobre o clima iniciaram-se em Toronto (1988) e tomaram dimensão após a *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática*, acordada no Rio de Janeiro em 1992.

<sup>3</sup> A redução do desmatamento é especialmente importante na Amazônia onde a diversidade biológica é o mais importante repositório de informações genéticas para repor a resistência nas espécies domesticadas no globo (Val, 2010).

Fruto dessas políticas, a participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira é bastante elevada quando comparada com a matriz de países industrializados<sup>4</sup>. Estruturado em torno de hidrelétricas, o sistema elétrico brasileiro caracteriza-se por consumo marginal de combustíveis fósseis e a logística de transportes, apesar de fundamentalmente alimentada com derivados de petróleo, utiliza parcela significativa de combustíveis renováveis (principalmente etanol e crescentemente biodiesel).

A ampla disponibilidade doméstica de recursos energéticos renováveis cria condições favoráveis para o Brasil acelerar a transição verde de sua economia. Porém, o panorama energético brasileiro mudou radicalmente em relação àquele que induziu a adoção precoce de políticas de fomento ao consumo de fontes renováveis de energia. Atualmente o país conta com vastas reservas de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), devendo passar da situação de fortemente dependente do óleo importado para a situação de significativo exportador de petróleo no final da presente década. Por outro lado, o esgotamento do potencial hidrelétrico nas regiões costeiras induz o deslocamento da expansão hidrelétrica para a região Amazônica, onde os impactos socioambientais dos projetos são de natureza radicalmente distinta dos sucedidos no passado.

A História oferece ao Brasil a oportunidade de participar ativamente do núcleo coordenador da cooperação energética, tecnológica e econômica e indispensável para a construção de uma economia verde global. Ao passar à posição de grande exportador de petróleo o país pode oferecer a segurança energética necessária para que seus parceiros comerciais conduzam sua transição verde minimizando conflitos sociais. Por sua posição geográfica, pela dimensão de sua economia e por sua capacitação tecnológica, o país reúne condições para liderar posicionamento favorável da América do Sul na economia verde global.

Ao conter o processo de desmatamento incontrolado, o Brasil deu o passo mais importante para sua inserção no núcleo coordenador da transição verde. O próximo passo é a mudança na trajetória de emissões vinculadas ao sistema energético. O vasto potencial de fontes renováveis de energia permite ao país dar continuidade à trajetória de expansão da parcela de energias verde em seu sistema energético. No entanto, o contraste entre a trajetória de expansão indicada no Plano Decenal de Energia (PDE) e a que vem se efetivando na prática sugere que o Brasil não está explorando adequadamente a oportunidade de atuar na vanguarda dessa transição.

A próxima seção informa a evolução recente do sistema energético brasileiro com o objetivo de identificar as oportunidades presentes para acelerar sua transição verde. A terceira seção sumariza a proposta de expansão do sistema energético apresentada no PDE, destacando as emissões de CO<sub>2</sub> embutidas no plano. A quarta seção sugere linhas diretrizes para dar efetividade à transição verde do sistema energético brasileiro, enquanto a última seção apresenta as principais conclusões do trabalho.

---

<sup>4</sup> Em 2010, as fontes renováveis representaram 46,8% da matriz energética brasileira, enquanto na OCDE a média é de 7%.

## 2. Evolução Verde da Matriz Energética

O consumo final de energia brasileiro cresceu de forma significativa na última década, passando de 158,6 para 224,9 milhões de Tep<sup>5</sup> entre 2001 e 2010, conforme a Tabela 1 (em média 3,9% anuais). Durante o período, houve uma profunda transformação na estrutura de consumo de energia. As fontes renováveis, que representavam 43,4% desse consumo em 2001, somaram 49% em 2010. O ritmo de expansão do consumo de energias renováveis (5,3%) foi bastante superior ao ritmo de expansão do consumo de combustíveis (2,7%), indicando que a “transição verde” do sistema energético brasileiro vinha se processando com força.

Tabela 1  
Evolução Recente do Consumo de Final de Energia\*

	2001 (MTep)	2010 (1000 Tep)	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
Gás natural (mtep)	7,6	16,5	4,8%	7,4%	9,1%
Carvão mineral	2,8	3,6	1,7%	1,6%	3,1%
Gás de coqueria	1,2	1,4	0,8%	0,6%	1,7%
Coque	6,3	6,3	4,0%	2,8%	-0,1%
Alcatrão	0,1	0,1	0,0%	0,0%	2,7%
Derivados de petróleo	71,9	86,4	45,3%	38,5%	2,1%
Combustíveis	89,8	114,3	56,6%	51,0%	2,7%
Lenha	13,7	17,1	8,6%	7,6%	2,5%
Bagaço de cana	15,7	31,0	9,9%	13,8%	7,9%
Outras renováveis	3,1	6,0	1,9%	2,7%	7,9%
Eletricidade	26,6	39,2	16,8%	17,5%	4,4%
Carvão vegetal	4,4	4,6	2,8%	2,1%	0,6%
Etanol	5,4	12,0	3,4%	5,4%	9,4%
Renováveis	68,8	110,0	43,4%	49,0%	5,3%
Total	159	224	100,0%	100,0%	3,9%

\*Não inclui o gás não aproveitado nas plataformas de produção de petróleo, a energia consumida nos centros de transformação e as perdas no transporte de eletricidade até os centros de consumo.

Fonte: Elaboração própria com dados do Balanço Energético Nacional - BEN (2011)

O consumo *per capita* seguiu crescendo em ritmo relativamente acentuado (2,7% anuais), porém o consumo por unidade de PIB ficou praticamente estagnado no período (Tabela 2). Esses indicadores sugerem que o país aprendeu a crescer aumentando o acesso ao suprimento energético de sua população, porém substituindo combustíveis por fontes renováveis de energia. E essa trajetória foi alcançada sem incrementar a intensidade do consumo de energia do valor agregado à sua economia. Em outras palavras, o Brasil aprendeu a crescer atendendo à agenda energética verde.

<sup>5</sup> Toneladas equivalentes de petróleo.

Tabela 2  
Evolução Recente dos Indicadores Energéticos

	2001	2010	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
Combustíveis (mtep)	89,8	114,3	56,6%	51,0%	2,7%
Renováveis (mtep)	68,8	110,0	43,4%	49,0%	5,3%
Total (mtep)	158,6	224,3	100,0%	100,0%	3,9%
População (milhões)	171,8	190,8			1,2%
PIB( US\$bilhões de 2010)	1488,4	2087,7			3,8%
Tep/hab	0,92	1,18			2,7%
Tep/US\$ de 2010	106,6	107,4			0,1%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011)

A cana (etanol mais bagaço) ofereceu a maior contribuição para essa agenda verde do setor energético. O ritmo lento na expansão do consumo de lenha diminuiu o papel das fontes renováveis no sistema energético, porém esse ritmo deve ser interpretado positivamente, do ponto de vista da transição verde. Ele reflete a substituição de lenha obtida pelo desmatamento de florestas nativas. A contribuição da hidroeletricidade, apesar de relativamente pequena, não deve ser negligenciada. Sua eventual substituição por combustíveis fósseis exigiria forte aumento do consumo de energia devido principalmente às perdas no processo de transformação<sup>6</sup>.

A parcela do consumo referente aos combustíveis também sofreu forte transformação, graças fundamentalmente à significativa expansão no uso do gás natural em substituição dos derivados de petróleo (9,1% anuais). O ritmo lento na expansão do uso do carvão mineral e da energia nuclear contribuiu de forma significativa para a redução da intensidade em combustíveis da economia brasileira.

As emissões de CO<sub>2</sub> cresceram com o aumento no consumo de energia (Tabela 3), porém o ritmo de crescimento das emissões foi menos intenso que o do consumo de energia (2,5% anuais). Esse resultado reflete principalmente o aumento da parcela de fontes renováveis no consumo de energia<sup>7</sup> indicado na Tabela 1. No entanto, como se pode notar na Tabela 3, o incremento do consumo de gás natural também contribuiu de forma significativa para a redução das emissões de CO<sub>2</sub><sup>8</sup>.

Tabela 3  
Evolução Recente das Emissões de CO<sub>2</sub>

	2001	2010	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
Gás natural (MtCO <sub>2</sub> )	17,6	38,6	6,4%	11,2%	9,1%
Carvão mineral (MtCO <sub>2</sub> )	10,7	14,1	3,9%	4,1%	3,1%
Gás de coqueria (MtCO <sub>2</sub> )	2,4	2,8	0,9%	0,8%	1,7%

<sup>6</sup> Na transformação de energias fósseis em eletricidade, as perdas são da ordem de 60%.

<sup>7</sup> Apesar de alguns estudos empíricos sugerirem que as emissões líquidas de CO<sub>2</sub> das fontes renováveis não são nulas, não resta dúvida que suas emissões são ordens de magnitude inferiores às emissões dos combustíveis. Por esta razão, adotamos o mesmo critério do BEN (Balanço Energético Nacional) nas estimativas das emissões.

<sup>8</sup> As emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de caloria do gás natural são aproximadamente 25% inferiores às emissões de petróleo.

Coque (MtCO <sub>2</sub> )	28,1	27,8	10,1%	8,0%	-0,1%
Alcatrão (MtCO <sub>2</sub> )	0,3	0,4	0,1%	0,1%	2,7%
Derivados de petróleo (MtCO <sub>2</sub> )	218,5	262,5	78,7%	75,8%	2,1%
Combustíveis (MtCO <sub>2</sub> )	277,6	346,3	100,0%	100,0%	2,5%
População (milhões)	171,8	190,8			1,2%
PIB (US\$bilhões de 2010)	1488,4	2087,7			3,8%
tCO <sub>2</sub> /hab	1,62	1,81			1,3%
tCO <sub>2</sub> /US\$ de 2010	0,19	0,17			-1,3%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN(2011) e indicadores de emissões dos combustíveis indicados no PDE (MME, 2011).

Como é de se esperar em um país em que a maioria da população ainda não tem acesso a boa parte dos benefícios do seu desenvolvimento, o consumo de energia aumenta com o crescimento econômico e, com ele, as emissões de CO<sub>2</sub> por habitante. No entanto, a ampliação desse acesso vem sendo oferecida com reduções anuais significativas nas emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de valor agregado à economia (1,3% anuais). Esse resultado é fruto do aumento das parcelas de renováveis e de gás natural na matriz energética.

O consumo final de energia concentra-se na indústria e na logística de transporte e, em menor medida, no setor energético<sup>9</sup> e nas residências (Tabela 4). Em 2010, esses quatro setores somaram 91,1% do consumo, cabendo destacar que, com exceção do residencial, eles vêm aumentando sua participação no consumo total de energia. É importante notar que, enquanto o consumo na indústria vem crescendo no ritmo da economia, o consumo nos transportes e no setor energético cresce em ritmo mais forte que o da economia. Esses dois setores, juntamente com o setor energético, somam a maior parte do consumo de combustíveis fósseis.

Tabela 4

Evolução Recente do Consumo Setorial de Energia

Setor	2001 Mtep	2010 Mtep	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
Setor energético	13,6	25,3	8,6%	11,3%	7,2%
Residencial	20,1	23,7	12,7%	10,6%	1,8%
Comercial	4,8	6,6	3,0%	2,9%	3,6%
Público	3,1	3,6	1,9%	1,6%	1,8%
Agropecuário	7,7	9,9	4,9%	4,4%	2,8%
Transportes	47,8	69,4	30,1%	31,0%	4,2%
Industrial	61,5	85,7	38,8%	38,2%	3,7%
Total	158,6	224,3	100,0%	100,0%	3,9%

\*Não inclui a energia consumida nos centros de transformação, as perdas de transporte e o gás não aproveitado nas plataformas de petróleo

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011)

<sup>9</sup> Na verdade, a parcela do setor energético é mais elevada que a indicada no BEN, se ao seu consumo de energia final forem acrescentados o gás natural não aproveitado nas plataformas de petróleo, a energia consumida nos centros de transformação e as perdas no transporte de eletricidade até os centros de consumo, como indicado anteriormente.

O consumo residencial de combustíveis fósseis resume-se aos usos de GLP e de gás natural, na medida em que a rede de distribuição desse combustível avança. Como o acesso das famílias brasileiras ao GLP, utilizado essencialmente na cocção dos alimentos, já está praticamente universalizado, o consumo de combustíveis no setor residencial cresce vegetativamente com a população. No entanto, o consumo de eletricidade cresce fortemente com a difusão da posse de eletrodomésticos nas famílias, especialmente dos aparelhos de ar condicionado e máquinas de lavar (pratos e roupa). Dessa forma, as emissões de CO<sub>2</sub> do segmento residencial crescem em ritmo pouco significativo.

Na indústria, a composição de fontes consumidas vem sofrendo mudanças significativas (Tabela 5). O consumo de derivados de petróleo tem dado espaço à intensificação do uso de gás natural e o consumo de bagaço de cana tem crescido fortemente devido à expansão da produção de açúcar. Essas transformações estruturais permitiram que as emissões de CO<sub>2</sub> do setor industrial crescessem em ritmo (1,7% ao ano) inferior ao crescimento do produto industrial (2,7% anuais)<sup>10</sup>.

É importante notar que esses ganhos nas emissões de CO<sub>2</sub> do setor industrial foram obtidos, apesar de os segmentos industriais que apresentaram maiores taxas de crescimento no período terem sido os setores intensivos em energia. Esse resultado reflete os ganhos na eficiência energética obtidos em diversos desses segmentos industriais<sup>11</sup>, por um lado, e a forte expansão no consumo de gás natural, por outro lado. Os próximos ganhos na eficiência energética dos processos produtivos industriais tendem a ser mais tênues, indicando que as maiores oportunidades para a transição energética verde do setor industrial residem na intensificação dos usos de gás natural e de eletricidade gerada com fontes renováveis de energia.

Tabela 5

Evolução Recente do Consumo de Energia e das Emissões de CO<sub>2</sub> do Setor Industrial

Fonte	2001	2010	2001	2010	Crescimento Anual (média anual no período)
Gás natural (Mtep)	4,6	9,2	7,4%	10,8%	8,1%
Carvão (Mtep)	10,0	11,1	16,2%	13,0%	1,2%
Derivados de petróleo (Mtep)	13,0	12,8	21,1%	15,0%	-0,1%
Lenha (Mtep)	9,1	11,2	14,7%	13,1%	2,4%
Outras renováveis (Mtep)	3,1	6,1	5,1%	7,2%	7,8%
Bagaço de cana (Mtep)	9,8	17,8	16,0%	20,8%	6,8%
Eletricidade (Mtep)	12,0	17,3	19,5%	20,2%	4,2%
Total (Mtep)	61,5	85,7	100,0%	100,0%	3,7%
Emissões (MtCO <sub>2</sub> )	91,6	105,6			1,6%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011) e emissões indicadas no PDE (MME, 2011).

<sup>10</sup> Ver dados indicados no BEN (2010)

<sup>11</sup> O BEN (2010) indica ganhos significativos na eficiência energética nos processos produtivos de segmentos industriais intensivos em energia com peso na produção industrial (cimento, metalurgia, aço, ferro gusa).

Nos transportes, o ritmo forte se explica pelo fato de a expansão do sistema estar fundamentalmente assentada nas rodovias, com expressivo destaque para o uso do automóvel. A parcela do setor transporte apresentou forte crescimento no período (4,2% anuais), significativamente acima do crescimento da economia (Tabela 6).

O forte ritmo de expansão no consumo de etanol (9,5% anuais) permitiu que o consumo de gasolina crescesse (3,4% anuais) em ritmo próximo ao da economia. O consumo de diesel de petróleo cresceu menos intensamente (2,8%), graças à adição de biodiesel na composição do diesel oferecido aos consumidores (1,9 Mtep em 2010). A difusão do uso desses dois biocombustíveis possibilitou que o crescimento das emissões de CO<sub>2</sub> do sistema de transportes ocorresse em ritmo bem menos acentuado que o seu consumo de combustíveis.

Tabela 6

Evolução Recente do Consumo de Energia e das Emissões de CO<sub>2</sub> dos Transportes

	2001	2010	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
	Mtep	Mtep			
Gás natural (Mtep)	503	1.767	1,1%	2,5%	15,0%
Derivados de petróleo (Mtep)	41.819	53.587	87,5%	77,2%	2,8%
Biodiesel (Mtep)		1.900	0,0%	2,7%	
Etanol (Mtep)	5.377	12.033	11,2%	17,3%	9,4%
Eletricidade (Mtep)	103	143	0,2%	0,2%	3,7%
Total (Mtep)	47.802	69.430	100,0%	100,0%	4,2%
Emissões (MtCO <sub>2</sub> )	126,7	170,8			3,0%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011) e emissões indicadas no PDE (MME, 2011).

A Tabela 7 apresenta o consumo de energia do setor energético tal qual informado no BEN (2010). O ritmo de crescimento do consumo de energia desse setor (4,4% anuais) foi significativamente superior à expansão do consumo de energia no período. O ritmo de incremento das emissões de CO<sub>2</sub> foi mitigado graças à substituição de derivados de petróleo por fontes renováveis de energia e, também, por gás natural.

Tabela 7

Evolução Recente do Consumo de Energia e das Emissões de CO<sub>2</sub> do Setor Energético

	2001	2010	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
		Mtep			
Gás natural (Mtep)	2,2	5,0	16,2%	19,8%	9,6%
Carvão (Mtep)	0,3	0,2	2,4%	0,7%	-6,2%
Derivados de petróleo (Mtep)	4,3	5,1	31,4%	20,2%	2,1%
Bagaço de cana (Mtep)	5,8	13,2	43,0%	52,0%	9,5%
Eletricidade (Mtep)	1,0	1,9	7,1%	7,3%	7,6%
Total (Mtep)	13,6	25,3	100,0%	100,0%	7,2%
Emissões (MtCO <sub>2</sub> )	18,7	27,6			4,4%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011) e emissões indicadas no PDE (MME, 2011).



É importante notar que nessa tabela não estão contabilizadas as emissões de CO<sub>2</sub> vinculadas à energia consumida nos centros de transformação e ao gás não aproveitado nas plataformas petrolíferas. Pouco significativo em termos do consumo global de energia (1,2%), o gás não aproveitado nas plataformas representou perdas de aproximadamente US\$ 850 milhões em 2010 e emissões de 5,1 MtCO<sub>2</sub>. As emissões vinculadas às perdas nos centros de transformação somaram outras 46,3 MtCO<sub>2</sub> (Tabela 8).

Tabela 8

Evolução Recente das Emissões de CO<sub>2</sub> do Sistema Energético

	2001	2010	2001	2010	Taxa de Crescimento (média anual no período)
	(MtCO <sub>2</sub> )	(MtCO <sub>2</sub> )			
Setor industrial	91,6	105,6	28,8%	26,9%	1,6%
Setor de transportes	126,7	170,8	39,8%	43,5%	3,0%
Setor energético	18,7	27,6	5,9%	7,0%	4,4%
Gás não aproveitado	6,1	5,1	1,9%	1,3%	-1,9%
Perdas na transformação	38,6	46,3	12,1%	11,8%	2,4%
Outros setores	36,9	37,7	11,6%	9,6%	0,2%
Total	318,7	393,1	100,0%	100,0%	2,5%

Fonte: Elaboração própria com dados do BEN (2011) e emissões indicadas no PDE (MME, 2011)

As emissões de CO<sub>2</sub> do sistema energético brasileiro concentram-se nos transportes (43,5%), na indústria (26,9%) e na energia consumida no próprio setor energético (20,1%, quando somado o gás não aproveitado e as perdas na transformação). Esses dados sugerem que o foco da transição verde do sistema energético deve ser colocado nesses três setores, com especial ênfase no setor de transportes, onde é ampla a janela de oportunidades para a mitigação das emissões, através de: i) transformação dos modais de transporte; ii) incremento do uso de biocombustíveis e gás natural; iii) difusão de veículos automotores alimentados com eletricidade gerada com fontes renováveis; e iv) melhoria na eficiência energética dos motores a combustão interna.

No setor energético, a oportunidade mais evidente reside na minimização do gás não aproveitado nas plataformas petrolíferas. Neste caso, expressivos ganhos em termos estritamente econômicos somam-se aos benefícios ambientais. Na indústria, a maior oportunidade para a redução das emissões encontra-se na substituição do consumo de derivados de petróleo por gás natural.

### 3. Plano Decenal de Energia

A expansão dos sistemas energéticos depende fundamentalmente de expectativas, tanto as que influenciam o comportamento futuro da demanda quanto as que condicionam o desenvolvimento da

oferta<sup>12</sup>. O planejamento da expansão do sistema procura sistematizar as expectativas dos agentes do mercado energético, para com elas elaborar a proposta de expansão do sistema necessária para atender convenientemente o consumo de energia derivado dessas expectativas.

A proposta do governo para a expansão do sistema energético é oferecida anualmente para consulta pública sob a forma de um plano indicativo no horizonte de 10 anos (PDE). Outro plano com horizonte mais longo (Plano Nacional de Energia), oferecido com menor regularidade, pretende sinalizar tendências de longo prazo<sup>13</sup>. Porém, é o PDE que atua como indicativo governamental para as decisões dos investidores.

### 3.1. *Cenário Sócio-Econômico*

O PDE 2020 adotou dois determinantes básicos para identificar a expectativa de crescimento da demanda de energia: o comportamento da demografia e o ritmo de crescimento da economia.

O cenário demográfico adota as expectativas identificadas no último censo. O ritmo de crescimento da população brasileira deverá ser declinante, resultado da queda na taxa de fecundidade e do envelhecimento da população (0,8% anuais entre 2010 e 2015, caindo para 0,6% anuais no quinquênio seguinte). Nesse ritmo a população brasileira atingiria 205 milhões de pessoas em 2020<sup>14</sup>. O incremento no número de domicílios seria mais acentuado (entre 2,2% anuais), devido ao envelhecimento da população e à mudança no comportamento da natalidade.

Elaborado antes que a crise econômica se agravasse na zona do Euro, o plano adota cenário de crescimento econômico relativamente otimista para a economia global: 4,5% anuais entre 2011 e 2015, caindo para 3,9% anuais nos cinco anos seguintes. Para justificar esse cenário, é assumida a continuidade do impulso dado à economia global pelas economias emergentes da Ásia na última década. Esse impulso e o incremento progressivo do investimento doméstico<sup>15</sup> permitiriam manter o crescimento sustentado da economia brasileira no patamar de 5% anuais. A deterioração antecipada na balança comercial seria compensada pelo forte influxo do investimento externo direto, atraído pelas oportunidades oferecidas pelo crescimento econômico sustentado.

O cenário antecipa mudança significativa na estrutura do PIB. A indústria, que desde a década passada veio perdendo participação no PIB, voltaria a elevar sua participação atual (26,3%) para o patamar de 28. Os serviços permaneceriam sendo a principal fonte de produto econômico (67%), a parcela restante ficando vinculada à agropecuária. O produto econômico da indústria sofreria grande

<sup>12</sup> Algumas variáveis são particularmente relevantes para a formulação da estratégia de expansão, tais como a demografia, os hábitos de consumo da população, a evolução das atividades produtivas, as disponibilidades de fontes primárias de energia, os custos de produção das fontes de energia colocadas à disposição dos consumidores.

<sup>13</sup> O último Plano Nacional de Energia teve por horizonte o ano 2030 (MME, 2007).

<sup>14</sup> O crescimento demográfico será mais intenso nas regiões Norte e Centroeste.

<sup>15</sup> O cenário adota como pressuposto a elevação do investimento doméstico para o patamar de 22% anuais, orientado basicamente para a expansão da infra-estrutura e da construção civil.

transformação, fruto da continuidade no processo de forte expansão dos segmentos extrativos com a concomitante redução na participação dos segmentos de transformação (Tabela 9).

Tabela 9

Expectativa para a Evolução da Estrutura do Produto Econômico da Indústria (%)

Setores	Decomposição do PI		
	2010	2015	2020
Extrativa	13,3	15	16,2
Transformação	55,5	53,9	52,2
Construção civil	18,3	18,7	19,2
Água, gás, eletricidade	12,9	12,4	12,4

Fonte: PDE, conforme MME (2011)

Esse movimento é alimentado pelas expectativas de preservação da demanda de insumos básicos nas economias asiáticas e de manutenção de preços elevados para o minério de ferro e o barril de petróleo durante toda a década<sup>16</sup>. A redução nas atividades de transformação só não é mais intensa pelo fato do cenário econômico proposto adotar como premissa a preservação da competitividade de segmentos econômicos intensivos no consumo de energia<sup>17</sup>.

O crescimento econômico induziria a ampliação da posse de equipamentos eletrodomésticos nas residências. Porém, do ponto de vista energético, essa ampliação só seria relevante no caso dos equipamentos que ainda estão longe da saturação e são consumidores intensivos de eletricidade (aparelhos de condicionamento de ar e máquinas de lavar).

O PDE indica a expectativa de continuidade no crescimento da parcela do transporte individual na mobilidade total dos indivíduos. A frota de veículos automotores passaria dos 29 milhões existentes em 2009 para 56 milhões em 2020<sup>18</sup>. Ainda que não indicado explicitamente, o PDE sugere que a posse de automóveis deve avançar para patamar similar ao dos países industrializados (1,5 veículos por habitante). O plano não sinaliza mudança significativa no transporte de cargas que permaneceria centrado nas rodovias, apesar da expansão da rede ferroviária prevista.

### 3.2. *Expectativas Energéticas e Emissões de CO<sub>2</sub>*

O PDE estima que o ritmo de expansão do consumo final de energia na presente década seria mais acentuado que o verificado na década passada, somando 350,7 MTep em 2020 (Tabela 10). O processo de ampliação da parcela de fontes renováveis na matriz energética seria continuado, porém esse processo arrefeceria ao longo da década. Ainda assim, as fontes renováveis de energia passariam a representar a maior parte do consumo final de energia da economia brasileira (51,8%).

<sup>16</sup> O PDE trabalha com preço do barril de petróleo no patamar US\$ 85.

<sup>17</sup> Tais como siderurgia, papel/celulose, alumínio etc.

<sup>18</sup> A frota estimada inclui automóveis, ônibus e caminhões.

A cana (etanol mais bagaço), fator determinante na expansão das fontes renováveis na matriz energética no passado recente, aumentaria sua parcela no consumo final, ainda que de forma bem menos acentuada devido à estagnação da parcela do bagaço na matriz. A parcela do etanol só voltaria a crescer de forma significativa na segunda metade da presente década<sup>19</sup>. A difusão do uso do biodiesel seria acelerada.

A parcela da lenha no consumo final seguiria trajetória cadente, porém cresceria a do carvão vegetal, indicando continuidade no processo de substituição da lenha obtida pelo desmatamento de florestas nativas por florestas plantadas. É notável a expectativa de redução da parcela da eletricidade. Essa redução sugere que o processo de eletrificação da economia brasileira, tendência secular das economias industriais, deveria arrefecer durante a década atual<sup>20</sup>.

Tabela 10  
Evolução Esperada do Consumo de Final de Energia

Fonte	2010	2015	2020	2010	2015	2020	2015/2010	Taxas de Crescimento (médias no período)	
								2020/2015	2020/2010
Gas (Mtep)	16,5	28,0	42,0	7,4%	9,6%	11,3%	11,1%	8,4%	9,8%
Carvão (Mtep)	11,3	15,3	18,5	5,0%	5,2%	5,0%	6,2%	3,9%	5,0%
Derivados (Mtep)	86,4	98,7	118,7	38,5%	33,8%	31,9%	2,7%	3,8%	3,2%
Total combustíveis (Mtep)	114,2	142,0	179,2	50,9%	48,6%	48,2%	4,5%	4,8%	4,6%
Lenha (Mtep)	17,1	19,4	21,5	7,6%	6,6%	5,8%	2,6%	2,1%	2,3%
Bagaço (Mtep)	31,0	40,0	50,7	13,8%	13,7%	13,6%	5,2%	4,9%	5,0%
Eletricidade (Mtep)	39,2	50,0	62,8	17,5%	17,1%	16,9%	5,0%	4,7%	4,8%
Carvão vegetal (Mtep)	4,6	7,2	7,7	2,1%	2,5%	2,1%	9,1%	1,4%	5,2%
Etanol (Mtep)	12,0	20,9	32,3	5,4%	7,1%	8,7%	11,7%	9,1%	10,4%
Biodiesel (Mtep)	2,1	2,6	4,6	0,9%	0,9%	1,2%	4,4%	12,1%	8,2%
Outras (Mtep)	4,0	10,3	13,2	1,8%	3,5%	3,5%	20,6%	5,1%	12,6%
Total renovável (Mtep)	110,0	150,4	192,8	49,1%	51,4%	51,8%	6,4%	5,1%	5,8%
Total (Mtep)	224,3	292,4	372,0	100,0%	100,0%	100,0%	5,5%	4,9%	5,2%
Per capita (Tep/hab)	1,2	1,5	1,8				4,7%	4,3%	4,5%
Tep/US\$ de 2010	107,4	111,9	111,5				0,8%	-0,1%	0,4%
Emissões (MtCO <sub>2</sub> )	266,9	331,9	418,8				4,5%	4,8%	4,6%

Fonte: Elaboração própria com dados do PDE (MME, 2011) e do BEN (2011)

Entre os combustíveis, a transformação estrutural em direção ao gás natural em substituição dos derivados de petróleo seria mantida. O consumo final de gás natural se expandiria a um ritmo (9,8% anuais) muito superior àquele registrado pelos combustíveis na década passada. No entanto, o ritmo de expansão no consumo de combustíveis fósseis (4,6% anuais) seria muito maior do observado na década passada (2,1% anuais). O consumo de derivados de petróleo voltaria a crescer de forma marcante, apesar do forte crescimento do consumo dos biocombustíveis (etanol e biodiesel), em consequência da escolha da modalidade rodoviária para atender a necessidade de desenvolvimento da logística de transporte.

<sup>19</sup> A estagnação da parcela do bagaço sugere a expectativa de melhoria na eficiência no uso do bagaço nas usinas de açúcar.

<sup>20</sup> A eletricidade, por ser um vetor energético flexível de uso universal, tende a substituir o uso dos combustíveis.

O consumo de energia final *per capita* continuaria crescendo (Tabela 11), porém a taxa bem mais elevada (4,5% anuais) que a da década anterior (2,7% anuais). As emissões de CO<sub>2</sub> provocadas pelo aumento do consumo de energia continuariam aumentando em ritmo menor que o consumo de energia (3,1% anuais), mas em ritmo mais forte que o verificado na década passada (2,8% anuais). No entanto, seria dada continuidade à trajetória cadente das emissões de CO<sub>2</sub> por unidade de PIB.

O PDE não informa suas expectativas para o consumo final de energia no nível setorial. As expectativas para o consumo final são construídas a partir de premissas condicionantes da demanda de eletricidade e da demanda de combustíveis, sendo a demanda de combustíveis para a geração de eletricidade o elo articulador entre as duas demandas.

Na análise do PDE, o consumo de eletricidade crescerá em ritmo (4,8% anuais) pouco acima daquele da década passada (4,2% anuais), apesar da expectativa de crescimento econômico bem mais elevada para a década atual. Essa expectativa é construída com base na hipótese de forte expansão da produção dos segmentos industriais intensivos em energia, os quais deveriam seguir ritmo de crescimento superior a 5% ao ano<sup>21</sup>. As emissões de CO<sub>2</sub> resultantes do crescimento do consumo de energia desses segmentos industriais são mitigadas pela expectativa da ampliação no uso de resíduos de processos industriais para suprir, ainda que parcialmente, o consumo de eletricidade de alguns desses setores (principalmente papel/celulose, siderurgia, petroquímica).

Tabela 11  
Evolução Esperada dos Indicadores de Consumo e Emissões de CO<sub>2</sub>

Fonte	2010	2015	2020	2010	2015	2020	2015/2010	Taxas de Crescimento (médias no período)	
								2020/2015	2020/2010
Combustíveis (Mtep)	114,2	142,0	179,2	50,5%	48,6%	48,2%	4,5%	4,8%	4,6%
Renovável (Mtep)	110,0	150,4	192,8	49,5%	51,4%	51,8%	6,4%	5,1%	5,8%
Total (Mtep)	224,3	292,4	372,0	100,0%	100,0%	100,0%	5,5%	4,9%	5,2%
Per capita (Tep/hab)	1,2	1,5	1,8				4,7%	4,3%	4,5%
Tep/US\$ de 2010	107,4	111,9	111,5				0,8%	-0,1%	0,4%
Emissões (mtco2)	266,9	331,9	418,8				4,5%	4,8%	4,6%
Emissões per capita (MtCO2/hab)	1,39	1,67	2,04				3,7%	4,1%	3,9%
Emissões por US\$ de 2020	0,128	0,127	0,126				-0,1%	-0,2%	-0,2%

Fonte: Elaboração própria com dados do PDE (MME, 2011) e do BEN (2011)

Na expectativa do PDE, o consumo de derivados de petróleo deve crescer moderadamente na primeira metade da década atual, voltando a crescer fortemente na segunda metade (Tabela 12). Essa mudança de trajetória seria fruto fundamentalmente da preservação da estrutura modal na logística de transporte assentada nos automóveis e na expectativa de incremento na quilometragem anual desses

<sup>21</sup> Alumínio, aço, ferro ligas, cobre, papel/celulose, soda cloro, petroquímica, cimento.

veículos. O consumo de gasolina voltaria a crescer expressivamente, apesar da forte expansão da oferta de etanol.

Como na década passada, a continuidade na transição verde do sistema energético tem como seus principais fatores indutores a difusão do uso dos biocombustíveis e, em menor medida, a difusão do uso do gás natural em substituição dos derivados de petróleo. As oportunidades existentes na transformação da logística de transportes e na eficiência energética não são objeto de maior atenção no PDE. O enfoque adotado no PDE reflete a revolução no mercado brasileiro de hidrocarbonetos provocado pela descoberta de vastos reservatórios de petróleo no pré-sal.

Tabela 12  
Evolução Esperada do Consumo de Final de Derivados de Petróleo (MTep)

Fonte	2010	2015	2020	2015/2010	Taxas de Crescimento (médias no período)	
					2020/2015	2020/2010
GLP	7701	9005,5	10043,6	3,2%	2,2%	2,7%
Gasolina	17578	13920,8	16588,1	-4,6%	3,6%	-0,6%
Querosene	3200	4518,5	5827,2	7,1%	5,2%	6,2%
Óleo combustível + outros	16847	22796,4	28699,0	6,2%	4,7%	5,5%
Total	45326	50241,3	61157,9	2,1%	4,0%	3,0%

Fonte: Elaboração própria com dados do PDE (MME, 2011) e do BEN (2011)

O plano estima que a produção de petróleo deverá atingir 6,1 milhões de b/d em 2020 (Tabela 13). Como o consumo brasileiro de derivados de petróleo deve evoluir em ritmo bem menos acelerado que o da produção de óleo bruto, o PDE estima que o país se tornará exportador de quantidades crescentes de petróleo e seus derivados<sup>22</sup>.

Tabela 13  
Estimativas para a Produção Brasileira de Hidrocarbonetos

		2011	2015	2020
Petróleo(Mb/d)	Reservas provadas	2,3	3,7	5,4
	Reservas a serem identificadas		0,2	0,7
	Total	2,3	3,9	6,1
Gás natural (Mm <sup>3</sup> /d)	Reservas provadas	89,1	131,2	186,7
	Reservas a serem identificadas		5,9	53,8
	Total	89,1	137,1	240,5

Fonte: Elaboração própria com dados do PDE (MME, 2011).

A produção de gás natural também deverá sofrer forte expansão, sendo estimado o volume de 240,5 Mm<sup>3</sup>/d em 2020. Porém, aproximadamente 67,5 Mm<sup>3</sup>/d dessa produção será consumida nas

<sup>22</sup> O Brasil teria 3,1 milhões de barris/diários de petróleo disponível para serem colocados no mercado internacional no final da década.

instalações de refino, compressão em gasodutos, atividades de produção de petróleo e na co-geração de eletricidade, somando 133,6 MtCO<sub>2</sub> de emissões. A essas emissões deverão se somar aquelas decorrentes do consumo de gás natural na geração termelétrica, que são estimadas em 15,2 MtCO<sub>2</sub> se a pluviometria naquele ano for regular, mas podem atingir 48 MtCO<sub>2</sub> se a pluviometria for desfavorável em 2020.

Para atender à expectativa para a demanda de carga (consumo mais perdas no sistema de transporte até os consumidores finais), o PDE estima que o sistema nacional interconectado (SIN)<sup>23</sup> deveria reunir capacidade instalada suficiente para gerar 88,6 GW médios em 2020. A expansão do parque gerador necessário para atender a essa carga seria composta em grande parte por grandes centrais hidrelétricas (Tabela 14), em sua maior parte construídas na Amazônia<sup>24</sup>. No entanto, o plano sugere ampliação significativa da geração eólica.

Tabela 14  
Evolução Proposta para o Parque Gerador Elétrico (GW)

Ano	2011	2015	2020
Grandes hidrelétricas	82,9	94,1	115,1
Pequenas hidrelétricas	3,8	5	6,5
Eólicas	0,8	7	11,5
Biomassa	4,5	7,4	9,2
Nuclear	2	2	3,4
Gás natural	9,2	11,7	11,7
Carvão	1,8	3,2	3,2
Óleo combustível	2,4	8,8	8,8
Diesel	1,5	1,1	1,1
Gás de processo	0,7	0,7	0,7
Total	109,6	141	171,2

Fonte: EPE

A trajetória energética proposta no PDE não avança na transição verde do sistema energético. A promoção da eficiência energética, política determinante na transição verde das economias industriais, fica relegada ao programa de etiquetagem da eficiência energética dos equipamentos, conduzido pelo Inmetro. Dessa forma, os ganhos de eficiência ficam limitados ao lento movimento de troca dos equipamentos instalados por aparelhos mais eficientes ao final da sua vida útil.

A logística de transportes permanece centrada no transporte rodoviário, com o automóvel atuando como principal instrumento de promoção da mobilidade individual. Portanto, a redução nas

<sup>23</sup> Uma pequena parte dos consumidores, na sua maior parte localizados na margem esquerda do rio Amazonas, permanecerá sendo atendida por sistemas de suprimento isolados.

<sup>24</sup> O plano sugere a construção de 48 centrais hidrelétricas, das quais apenas 18 já obtiveram licença socioambiental prévia para sua construção e 6 têm contrato de concessão, porém ainda não obtiveram licença socioambiental prévia.

emissões de CO<sub>2</sub> nos transportes fica dependente de a expansão da oferta de combustíveis renováveis superar o ritmo de crescimento da frota de veículos automotores. A matriz elétrica permanece assentada na expansão hidrelétrica, ainda que essa expansão seja orientada para a Amazônia, onde impactos socioambientais são elevados e de difícil mensuração<sup>25</sup>.

Em síntese, o PDE propõe forte expansão nas emissões de CO<sub>2</sub> do sistema energético durante a década e coloca em risco a determinação implícita de continuidade na redução no ritmo de emissões vinculadas ao desmatamento, indicada no novo Código Florestal.

#### 4. Cenário Sustentável de Baixo Carbono

O PDE foi elaborado com a expectativa de que a crise econômica deslanchada em 2008 tivesse sido superada. Porém, a crise do euro sugere que o crescimento econômico global só voltará a se acelerar na segunda metade da década. Ainda que as condições macroeconômicas domésticas ofereçam condições para a mitigação dos efeitos da crise, a economia brasileira não ficará imune à desaceleração da econômica global. Em 2011, o PIB cresceu menos de 3%. Ultrapassado o epicentro da crise, o crescimento poderá alcançar o patamar proposto no PDE (5% ao ano). Até lá, é sensato preparar o sistema energético para atender ritmo de crescimento econômico sustentado de 3,5% anuais até meados da década atual.

Esse cenário mais moderado para o crescimento econômico abre uma janela de oportunidades para avançar na transição verde do sistema energético. Para tanto, a política energética deve centrar seu esforço em cinco dimensões:

- adoção de política ativa de eficiência energética nos usos finais, em especial na área de motores a combustão interna;
- aumento da presença de centrais eólicas no parque gerador elétrico;
- aceleração da difusão do uso do gás natural, minimizando suas perdas nas plataformas petrolíferas;
- inserção da expansão hidrelétrica em um plano estratégico de desenvolvimento para a Amazônia; e
- realização de investimentos substanciais na mudança da logística de transportes urbanos e de mercadorias para os modais ferroviário e aquaviário.

---

<sup>25</sup>Na análise dos impactos socioambientais do seu plano de expansão, o PDE centra seu foco nos projetos hidrelétricos propostos que ainda não contam com licença prévia. O plano conclui que todos apresentam pelo menos média sustentabilidade, utilizando como critérios analíticos a área alagada pelos reservatórios das centrais, a população afetada pela obra e os seus benefícios financeiros.



O PDE adota preços elevados para o barril de petróleo (entre US\$ 85 e US\$ 90) para toda a década. Esse cenário é plausível dada a realidade vigente no Oriente Médio<sup>26</sup>. Porém, é razoável esperar que esse patamar de preço, repassado aos dos derivados, altere o comportamento dos consumidores, reduzindo tanto o ritmo de incremento da posse de automóveis quanto a quilometragem anual de cada veículo<sup>27</sup>. O PDE não sugere que isso venha a ocorrer, deixando implícita sua expectativa de que não haverá repasse desse novo patamar do preço do petróleo para os preços dos derivados. A sobretaxa (CIDE) incidente sobre o petróleo seria ajustada para preservar o ritmo de consumo dos derivados do produto<sup>28</sup>. Assim, o preço do petróleo, variável chave na transição verde, não exerceria papel relevante na transição verde do sistema energético, na percepção do PDE.

Essa percepção, equivocada, é alimentada pelo fato de a identificação de vastos recursos petrolíferos no pré-sal ter eliminado a histórica vulnerabilidade do país em relação ao petróleo importado. Os efeitos dessa percepção já começaram a se fazer sentir. Os preços da gasolina e do diesel têm sido mantidos em patamar inferior ao seu custo de oportunidade (paridade internacional)<sup>29</sup>. Essa política reduz a competitividade do etanol hidratado, incrementando o consumo de gasolina em detrimento daquele combustível (Tabela 15). Essa política terá custos ambientais elevados no longo prazo.

Tabela 15  
Consumo de Energia 2011: Expectativa PDE e Verificado

	PDE	Verificada	Diferença	
Eletricidade (Mwmédios)	59112	56100	-3012	-5,1%
Gas natural (Mm3)	38877	40000	1123	2,9%
Oleo combustível (1000 m3)	5564	4841	-723	-13,0%
Glp (1000 m3)	13359	12288	-1071	-8,0%
Querosene (1000 m3)	4465	4257	-208	-4,7%
Diesel (1000 m3)	45772	47623	1851	4,0%
Gasolina (1000 m3)	24611	26216	1605	6,5%
Etanol anidro (1000 m3)	8204	10164	1960	23,9%
Etanol hidratado (1000 m3)	15511	14820	-691	-4,5%

Fonte: Elaboração própria com dados do PDE, do MME e do ONS.

A crise econômica tem induzido o governo a oferecer incentivos fiscais para fomentar a demanda doméstica de automóveis e de equipamentos eletrodomésticos. No entanto, esses incentivos têm sido oferecidos sem qualquer vínculo com os programas de eficiência energética (Procel e Conpet). A redução nos impostos para equipamentos mais eficientes vem sendo utilizada, com

<sup>26</sup> No início da década passada, o preço do barril de petróleo situava-se no patamar de US\$ 20.

<sup>27</sup> O consumo de combustíveis é inelástico ao preço apenas no curto prazo.

<sup>28</sup> A Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) incide sobre os preços do diesel e da gasolina para os consumidores finais. Essa alíquota tarifária funciona como instrumento de ajuste da política de preços desses derivados à política macroeconômica do governo.

<sup>29</sup> Recentemente, a CIDE foi reduzida para minimizar os efeitos dessa política sobre a rentabilidade da Petrobras.

sucesso, em diversos países, como estímulo para acelerar a redução de emissões do parque de equipamentos consumidores de energia.

A expansão do parque gerador eólico proposta no PDE (11 GW) é tímida. O preço oferecido pelos projetos eólicos no leilão de energia nova realizado em 2011 (entre R\$ 97 e R\$102 por MWh) ficou significativamente abaixo do custo marginal de expansão estimado no PDE (R\$ 113 por MWh), indicando a sua competitividade econômica. Os ganhos de escala nos equipamentos eólicos têm permitido redução significativa nos seus custos de investimento. Por outro lado, o fator de capacidade dessas centrais vem se revelando substancialmente superior ao utilizado no PDE.

A incorporação de pelo menos 2 GW de capacidade eólica anuais até o final da década daria sustentação ao desenvolvimento da capacitação tecnológica e industrial brasileira nesse tipo de central<sup>30</sup>. Como a maior parte do potencial eólico está localizada no Nordeste, a expansão eólica traz como benefícios adicionais receitas fiscais e renda para famílias da região mais pobre do país, dimensões importantes do desenvolvimento sustentável<sup>31</sup>. Além disso, há a complementaridade entre as sazonalidades eólica e hidrelétrica, que permite reduzir a necessidade de geração termelétrica para garantir a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

O PDE estima que a maior parte da oferta doméstica de gás natural no horizonte virá da produção de gás associado nos campos petrolíferos (Tabela 16). Como o contrato de importação de gás natural da Bolívia (30,1 M m<sup>3</sup>/d) será honrado e a expectativa para a demanda regular doméstica de gás natural do PDE soma 148,9 Mm<sup>3</sup>/d, aproximadamente 40 Mm<sup>3</sup>/d de gás associado ficariam sem mercado consumidor no país no cenário do PDE<sup>32</sup>.

A exportação desse excedente de gás natural associado não é uma hipótese plausível, seja pela dificuldade de firmar contratos de suprimento firme desse combustível<sup>33</sup>, seja pelas perspectivas para o preço desse combustível no mercado internacional. A ampliação do seu consumo doméstico em substituição ao consumo de derivados de petróleo é o caminho mais adequado para evitar a sua queima inútil nas plataformas de produção de petróleo.

Tabela 16

## Produção Doméstica de Gás Natural

	2011 (Mm3)	2015 (Mm3)	2020 (Mm3)	2011 (%)	2015 (%)	2020 (%)
Associado	49,8	87,9	186,7	76,4%	67,0%	86,4%
Livre	15,4	43,3	29,3	23,6%	33,0%	13,6%

<sup>30</sup> Essa expansão elevaria a participação da energia eólica no parque gerador elétrico para 14,5%, patamar significativamente inferior ao considerado razoável para a presença da energia eólica no parque gerador elétrico (20%).

<sup>31</sup> A expansão da parcela eólica não demandará mudanças significativas no *modus operandi* do sistema. Porém, serão necessários reforços no sistema de transmissão para harmonizar o despacho eólico com o despacho das demais centrais do sistema.

<sup>32</sup> Essa disponibilidade de gás seria necessária para evitar um novo racionamento de eletricidade em um eventual período de pluviometria desfavorável.

<sup>33</sup> A produção de gás associado é determinada pela produção de petróleo. Sua oferta para o mercado fica condicionada à programação da produção de petróleo e não aos contratos de suprimento de gás.

Total	65,2	131,2	216	100,0%	100,0%	100,0%
-------	------	-------	-----	--------	--------	--------

Fonte: Elaboração própria com dados do MME e do PDE

Os mercados alternativos para o gás associado são limitados, devido à baixa confiabilidade do seu suprimento. Essa característica reduz fortemente seu custo de oportunidade. Porém, o preço oferecido para as distribuidoras desse combustível não reflete essa realidade, situação que limita o seu uso em substituição a derivados de petróleo<sup>34</sup>. A política de preços adotada para o gás natural necessita profunda revisão<sup>35</sup>.

Como as hidrelétricas, a geração eólica necessita de reservatórios que armazenem energia para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico nos períodos em que os ventos não são favoráveis. Os reservatórios hidrelétricos têm cumprido esse papel. Porém, as novas centrais hidrelétricas caracterizam-se pela ausência de grandes reservatórios, situação que indica a necessidade de ampliar a capacidade de geração termelétrica para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico, tanto eólico quanto hidrelétrico.

A geração termelétrica alimentada com gás natural é a solução mais adequada para esse problema. Um parque gerador termelétrico orientado para consumir o gás associado incerto pode transformá-lo em energia acumulada nos reservatórios hidrelétricos para uso futuro. A existência de grandes reservatórios hidrelétricos facilita essa solução por permitir acomodar as flutuações na produção de gás associado na programação de despacho do parque gerador de eletricidade.

A competitividade das termelétricas alimentadas com gás ficou evidenciada no 12º leilão de energia, quando foram contratados mais de 1000 MW também a preços substancialmente inferiores ao custo marginal de expansão. A oferta desse tipo de central só não tem sido mais ampla pelo fato de a Petrobras não mostrar disposição para assinar novos contratos para fornecimento desse combustível, apesar da expectativa de excedentes expressivos de gás natural.

O PDE sugere que o crescimento econômico persistiria sendo estruturado em torno da expansão industrial, especialmente das indústrias intensivas em energia. Essa não tem sido a realidade recente, tampouco parece ser o cenário mais provável para a década atual.

O crescimento brasileiro tem sido assentado nas exportações de *commodities*, na expansão da frota de veículos automotores e na difusão do uso de eletrodomésticos. Essa orientação da política econômica explica o crescimento acentuado no consumo de gasolina e do etanol indicados na Tabela 16, com elasticidades em relação ao PIB muito superiores à unidade em 2011<sup>36</sup>. Ela também explica o forte crescimento do consumo de eletricidade nas residências (4,6%) e no comércio (6,3%) no ano. O ritmo lento da atividade industrial dos segmentos intensivos em energia explica o baixo crescimento

<sup>34</sup> Em 2011, o preço do gás natural no Henry Hub (preço de referência no mercado americano) foi de US\$ 4,15 por Milhão de Btu. O preço do gás doméstico estava no patamar de US\$ 12 por milhão de Btu em novembro de 2011 (MME, 2011).

<sup>35</sup> A dificuldade na precificação do gás natural tem sua origem nos efeitos que a difusão do seu consumo provoca na demanda de derivados. Mudanças nessa demanda exigem mudanças nas refinarias que estão estruturadas para atender o perfil de consumo de derivados atual.

<sup>36</sup> A redução da CIDE na gasolina e a política de preços da Petrobras que procuram preservar os consumidores da gasolina dos aumentos no preço do petróleo são peças importantes dessa política.

do consumo de eletricidade no parque industrial (2,3%), bem como a redução no consumo de óleo combustível que segue sendo substituído por gás natural.

A Tabela 17 informa a mudança radical na expectativa quanto à demanda de carga do sistema elétrico. Em 2011, ela ficou 5,1% abaixo da expectativa do PDE (3 GW). A redução da expectativa para o crescimento da economia durante a primeira metade da década de 5% (PDE) para 3,5% tem o mérito de reduzir a necessidade de expansão do parque gerador elétrico no horizonte 2020 de 59,1 GW para 48,2 GW<sup>37</sup>. Como o programa de expansão do sistema em curso, fruto dos leilões de energia, acrescentará 44,8 GW na capacidade de geração do sistema,<sup>38</sup> a necessidade de expansão adicional do sistema no horizonte 2020 fica reduzida a menos de 4GW.

As grandes centrais amazônicas dominam a expansão contratada (54,8%), sendo particularmente relevante o papel de Belo Monte nesse programa (47,3% da expansão contratada de grandes hidrelétricas). Apesar da conclusão otimista do PDE quanto à sustentabilidade do seu plano de expansão hidrelétrica, permanecem dúvidas quanto à sustentabilidade socioambiental de grandes hidrelétricas na Amazônia, como ilustra o caso de Belo Monte. As incertezas técnico-econômicas e socioambientais dos projetos na região são elevadas. Sem a construção de grandes reservatórios, a capacidade de geração de energia é limitada na maior parte do ano. Esse risco tende a ser magnificado pela expectativa de forte alteração no regime pluviométrico na região, provocado pelas mudanças climáticas induzidas pelas emissões globais de CO<sub>2</sub> (Lucena et, alli, 2010).

Tabela 17  
Expansão Contratada da Capacidade de Geração Elétrica (MW)

	Expansão contratada até 2010	Leilões de 2011	Total	%
Biomassa	2186	297,8	2483,8	5,5%
PCH	571		571	1,3%
Eólica	4441	1458,6	5899,6	13,2%
Hidrelétrica	23188	585	23773	53,0%
Nuclear	1405		1405	3,1%
Térmicas	9675	1029,2	10704,2	23,9%
Total	41466	3370,6	44836,6	100,0%

Fonte: Elaboração própria, com dados do PDE (MME, 2011)

Esses projetos têm provocado a ocupação descontrolada da região, provocando desmatamentos ilegais de floresta nativa<sup>39</sup>. Essa dinâmica é incompatível com a construção de uma economia de baixo carbono. É fundamental inverter a dinâmica atual de desenvolvimento dessa região, que acaba sendo fruto da “*solução*” dos problemas criados pela construção de hidrelétricas,

<sup>37</sup> Estimativa com base em 55% para o fator de capacidade.

<sup>38</sup> Boa parte dessa proposta já se encontra em execução, tendo sido contratada em leilões realizados em anos anteriores à elaboração do plano. A dificuldade na obtenção de licença prévia para a construção de grandes hidrelétricas explica a contratação de térmicas na segunda metade da década passada.

<sup>39</sup> O PDE estima que sua proposta de expansão hidrelétrica inundará 6.882 Km<sup>2</sup> de florestas, afetará 4.515 Km<sup>2</sup> de florestas e exigirá a construção de 42.000 Km de rede de transmissão.

com riscos sociais e ambientais de difícil identificação e mensuração. A expansão hidrelétrica na região deve ser subordinada a um plano de desenvolvimento econômico regional que atenda às necessidades e aos anseios das populações locais e remova as incertezas que subsistem quanto aos benefícios líquidos dos mega-projetos hidrelétricos. A elaboração desse plano deve ficar a cargo do Ministério do Planejamento, em colaboração próxima com os Ministérios do Meio Ambiente e de Minas e Energia.

O núcleo duro das emissões de CO<sub>2</sub> do sistema energético reside na logística de transportes. A ampliação do consumo de biocombustíveis não é suficiente para provocar uma inflexão na trajetória de consumo de derivados de petróleo. A expectativa de oferta abundante de gás natural sugere que a difusão do uso de gás natural no sistema de transportes deve ser estimulada, assim como a difusão de carros híbridos (movidos a eletricidade e combustíveis), dado que o suprimento elétrico brasileiro é de fontes renováveis. No entanto, a mudança estrutural na logística de transporte continua sendo indispensável para inflexionar a trajetória atual de incremento nas emissões de CO<sub>2</sub> dos transportes. A inibição do uso do transporte individual nas regiões metropolitanas com o concomitante investimento no transporte urbano de massa sobre trilhos deve ser a tônica da política de transporte urbano. No transporte de mercadorias, é fundamental desenvolver o transporte ferroviário e aquaviário, com a construção de eclusas nas grandes centrais hidrelétricas existentes.

## 5. Conclusão

O Brasil iniciou precocemente a transição verde de seu sistema energético, na segunda metade do século passado. A matriz energética atual com intensa participação de fontes renováveis de energia é fruto de políticas adotadas no passado, quando o país era fortemente dependente de importações de petróleo. Com a identificação de vastos reservatórios de hidrocarbonetos no pré-sal, a situação energética brasileira mudou radicalmente. Não mais dependente de importações, o país se tornará exportador significativo de petróleo no final da década atual.

O PDE sugere que esse novo cenário petrolífero deve arrefecer o processo de transição verde do nosso sistema energético. Mais ainda, ele coloca em risco os benefícios ambientais obtidos com a redução do desmatamento de florestas nativas ao indicar que a expansão do sistema elétrico será fundada na construção de grandes centrais hidrelétricas na região Amazônica, onde os riscos sócio-ambientais são, reconhecidamente, de difícil mensuração. Essa proposta é equivocada.

O princípio da precaução indica a necessidade de acelerar a transição verde da economia global. Processo complexo, essa transição contém riscos elevados, cuja gestão vem atuando como fator inibidor de decisões nessa direção. Ao se tornar exportador de petróleo, o Brasil pode oferecer a segurança para o suprimento desse combustível indispensável durante o período de transição verde dos sistemas energéticos de seus parceiros comerciais. Por outro lado, como o país deve construir a

maior parte da infra-estrutura necessária para atender as necessidades de sua população nas próximas décadas, essa construção pode ser orientada para o consumo da sua ampla disponibilidade de recursos energéticos renováveis com baixo custo de oportunidade. Assim, o Brasil reúne condições privilegiadas para exercer papel central na gestão da transição verde da economia global, especialmente se a diplomacia brasileira for capaz de articular a transição do sistema energético sul-americano<sup>40</sup>.

Ao reduzir o ritmo de desmatamento de suas florestas nativas, o Brasil deu o passo mais difícil na transição verde de sua economia. A redução do desmatamento deslocará o foco da política climática brasileira para a transição verde de seu sistema energético. Até o momento, essa transição tem sido centrada no sistema elétrico. No entanto, diferentemente dos países industriais, o potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub> é pouco relevante no caso brasileiro<sup>41</sup>. Nossas maiores oportunidades para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> residem na promoção da eficiência energética, na aceleração da difusão do uso do gás natural e, principalmente na reorganização da logística de transportes. Essas oportunidades não estão sendo adequadamente exploradas na política energética brasileira.

## 6. Referências Bibliográficas

Balanço Energético Nacional (2011) – Ministério de Minas e Energia, Brasília.

CINDES (2011a), Políticas Industriais e Agenda Climática, Série Breves 55, Setembro.

CINDES (2011b), Políticas Climáticas e Industriais: O Caso do Brasil, Série Breves 56, Setembro.

de Araujo, JLH e de Oliveira, A (2005), *Questões de política Energética para o Fim do Século*, em Diálogos de Energia, Viveiros de Castro, Rio de Janeiro.

Lucena, A.F.P et al, The vulnerability of wind power to climate change in Brazil, in *Renewable Energy*, 35, 2010, pg. 904-912.

MME (2007), Plano Nacional de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília.

MME (2011), Plano Decenal de Expansão 2010, Ministério de Minas e Energia, Brasília.

---

<sup>40</sup> A integração energética da região não merece maior atenção do PDE.

<sup>41</sup> O sistema elétrico da maioria dos países industriais é fundamentalmente organizado em torno de combustíveis fósseis enquanto o brasileiro é de base hidrelétrica.

Val, AL (2010), *Amazônia: Defesa e Monitoramento*, in *Desenvolvimento Sustentável da Amazônia*, CEBRI, Rio

Viola, E e Franchini, M (2011), *A Mudança Climática em 2011: Governança Global Estagnada e o Novo Perfil de Emissões do Brasil*, Breves CINDES, Rio de Janeiro, (54).