

## Visão Prospectiva da Matriz Energética Brasileira: Energizando o desenvolvimento sustentável do país

Maurício Tiomno Tolmasquim<sup>1</sup>  
Amílcar Guerreiro<sup>2</sup>  
Ricardo Gorini<sup>3</sup>

### Resumo

Os estudos de cenários para os próximos anos mostram que o consumo de energia crescerá a taxas superiores as dos últimos 25 anos. Em duas décadas e meia a expansão da oferta energética poderá superar o dobro da atual capacidade instalada, em todos os segmentos, com destaque para petróleo e gás natural, geração de eletricidade e produção de etanol. São vários os desafios para planejadores, investidores e consumidores, como por exemplo, a capacitação de pessoal, o desenvolvimento de tecnologia, a aprovação de novos arcabouços legais, a mudança de hábitos de consumo, etc.. Mas também são muitas as oportunidades. Para investidores, os nichos de mercado e o potencial de crescimento são enormes, seja no fornecimento de equipamentos e insumos, no investimento em novos empreendimentos energéticos, ou no segmento de consultorias, seguros e financiamentos. Para planejadores e consumidores as oportunidades também são promissoras, em termos de aperfeiçoamento de novas tecnologias de gestão e na contribuição para o desenvolvimento sustentável. Este artigo detalha essa discussão apresentando os principais destaques para os próximos 25 anos no que se refere à oferta e ao consumo de energia no país.

**Palavras chave:** energia, planejamento energético, oferta e demanda de energia, expansão

### 1. Visão Agregada

#### Introdução

A exemplo do que ocorre desde a revolução industrial, a competitividade econômica dos países e a qualidade de vida de seus cidadãos são influenciadas pelo fator energia. Em um mercado global, essa influência se mostra cada vez mais forte e decisiva. Nesse contexto, em face das crescentes preocupações com o meio ambiente, as economias que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo impacto ambiental e de baixo custo terão vantagens comparativas significativas.

Nas próximas décadas, essa questão se apresenta para o Brasil a um só tempo como um [grande] desafio e uma oportunidade. Desafio, porque o desenvolvimento econômico e social do país demandará uma quantidade de energia expressiva e deverá se procurar manter alto grau de segurança e de sustentabilidade energética. Oportunidade, porque o país dispõe de condições especialíssimas, em termos de recursos energéticos renováveis e de tecnologia, para transformar suas riquezas naturais em energia e dessa forma agregar valor à sua produção de riqueza.

Para enfrentar esse desafio e aproveitar esta oportunidade é necessário orientar e catalisar esforços de investidores, empreendedores e consumidores do setor energético. Nesse particular, é fundamental a contribuição das instituições e das equipes responsáveis pelo planejamento energético nacional, antecipando as situações, mapeando as alternativas, sugerindo estratégias, enfim, norteando as decisões. Com certeza, o sucesso que o país pode alcançar nessa área nas próximas décadas está vinculado à adequada interação entre estes atores.

As necessárias transformações no setor energético nacional nos próximos 25 anos se apresentam em termos de capacitação tecnológica, da capacidade de gestão e inovação, da viabilização dos recursos para os expressivos investimentos e da capacidade de articulação institucional, entre outros. Esse artigo reúne algumas reflexões centrais na abordagem de um tema tão vasto. Essas reflexões são fruto dos estudos desenvolvidos pela EPE, no exercício das competências que lhe foram atribuídas pela Lei que autorizou a sua constituição.

<sup>1</sup> Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

<sup>2</sup> Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

<sup>3</sup> Assessor da Superintendência de Economia da Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

## Evolução da demanda agregada

Ao longo de século XX o Brasil experimentou expressivo desenvolvimento econômico, que se refletiu na demanda de energia primária. Dentre os fatores que explicam tal crescimento alinham-se um importante processo de industrialização, inclusive com a instalação de plantas industriais energo-intensivas, e uma notável expansão demográfica, acompanhada de uma taxa de urbanização acelerada.

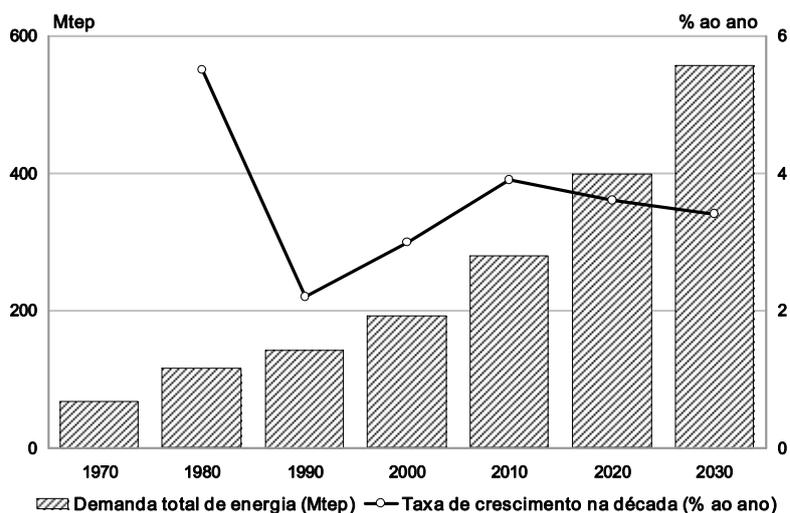
De fato, o país mudou muito ao longo desse período. A série histórica da evolução do consumo de energia e da população, considerando apenas as últimas décadas do século passado, indica que, em 1970, a demanda de energia primária era inferior a 70 milhões de tep<sup>4</sup> enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. No ano 2000, a demanda de energia multiplicava-se por 2,8, alcançando 190 milhões de tep, e a população ultrapassava 170 milhões de habitantes.

Note-se, contudo, que o crescimento nesse período não foi uniforme. A taxa média anual de 3,5% oscilou entre 5,5% ao ano, entre 1970 e 1980, e 2,2% e 3,0% ao ano nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade, como reflexo de crises macroeconômicas de natureza diversa. Importa ressaltar, porém, que mesmo nos períodos de taxas menores, os intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia sempre apresentaram expansão significativa do consumo de energia. É o caso dos períodos que seguiram ao Plano Cruzado e ao Plano Real, por exemplo. Isso indica que em ambiente de maior crescimento econômico, deve se esperar maior crescimento da demanda de energia.

Em conformidade com a visão prospectiva que se pode formular para a economia brasileira, os estudos de planejamento de longo prazo conduzidos pela EPE sinalizam, para os próximos 25 anos, ainda um forte crescimento na demanda de energia no Brasil. Estima-se que a oferta interna de energia cresça a 5,0% ao ano entre 2005-2010. Nos anos subseqüentes, entretanto, projeta-se crescimento menor, de 3,6% e 3,4% ao ano nos períodos entre 2010 -2020 e 2020-2030, justificado, principalmente, por uma maior eficiência energética, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta.

Esse crescimento, contudo, deve ser qualitativamente diferente. Além de um crescimento sustentado, pode-se esperar uma evolução muito mais intensa da renda per capita<sup>5</sup> e, em adição, uma melhor distribuição da renda. Esses fatores, aos quais se soma o consumo de energia per capita atualmente muito baixo para os padrões mundiais (de 1.190 tep/103 habitantes), justificam o crescimento da demanda nacional de energia de 3,8% ao ano, superando, em 2030, 550 milhões de tep, conforme indicado na Figura 1.

**Figura 1: Brasil. Demanda Total de Energia**



Elaboração: EPE

## Diversificação

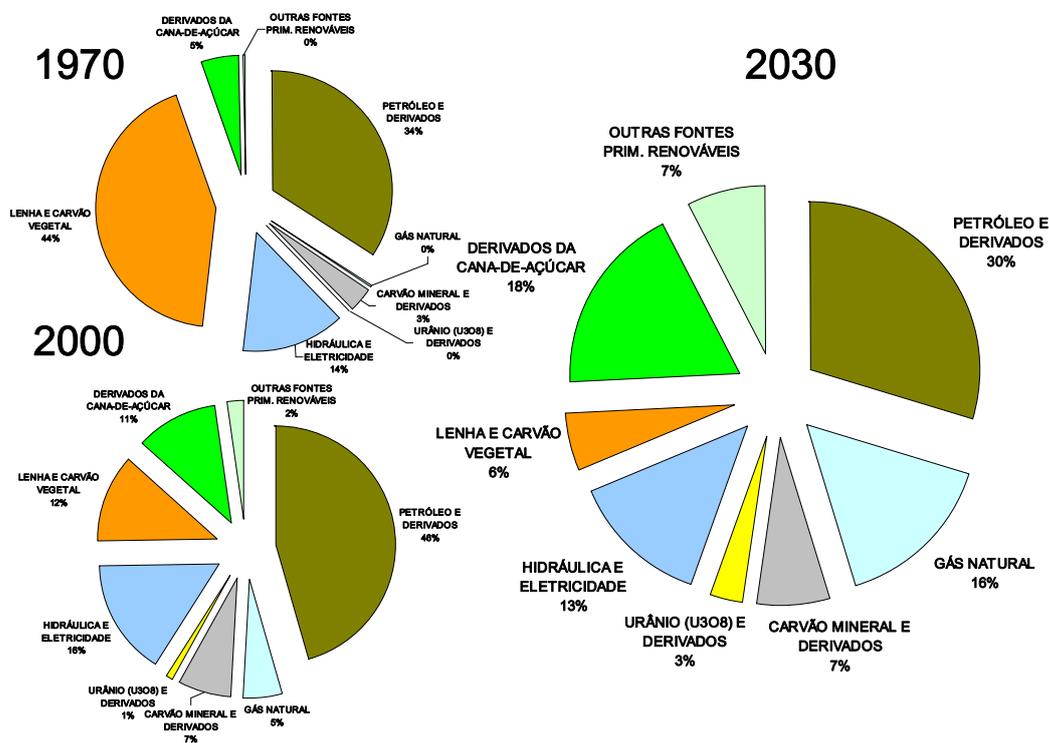
Vale assinalar, ainda, que se visualiza uma maior diversificação da matriz energética brasileira. De fato, pode-se perceber uma tendência clara nessa direção: em 1970, apenas dois energéticos

<sup>4</sup> tep = toneladas equivalentes de petróleo.

<sup>5</sup> Entre 1970 e 2005, a renda per capita cresceu à taxa de 1,9% ao ano. Considerando as projeções do IBGE para o crescimento da população, calcula-se que, entre 2005 e 2030, uma expansão sustentada do PIB de 4% ao ano produz um aumento da renda per capita de 3,0% ao ano.

(petróleo e lenha), respondiam 78% do consumo de energia; em 2000, eram três os energéticos que explicavam 74% do consumo (além dos dois já citados, mais a energia hidráulica). Para 2030, projeta-se uma situação em que quatro energéticos serão necessários para explicar 77% do consumo: além do petróleo e da energia hidráulica, entram em cena a cana-de-açúcar e o gás natural, e reduz-se a importância relativa da lenha. A Figura 2 ilustra o exposto.

Figura 2: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia

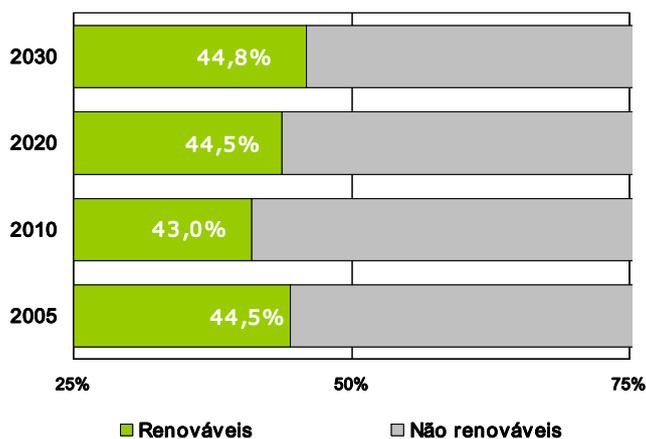


Elaboração: EPE

### Participação das fontes renováveis

Outro ponto que merece destaque é a reversão na tendência de redução da participação das fontes de energia renovável na matriz. Em 1970, essa participação era superior a 58%, em razão da predominância da lenha. Com a introdução de energéticos mais eficientes, deslocando principalmente esse a lenha, a participação de renováveis caiu para 53% no ano 2000, chegando a 44,5% em 2005. Essa tendência deve se manter nos próximos anos, porém, a longo prazo visualiza-se a possibilidade de reversão a partir de 2010, como mostrado na Figura 3.

Figura 3: Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira



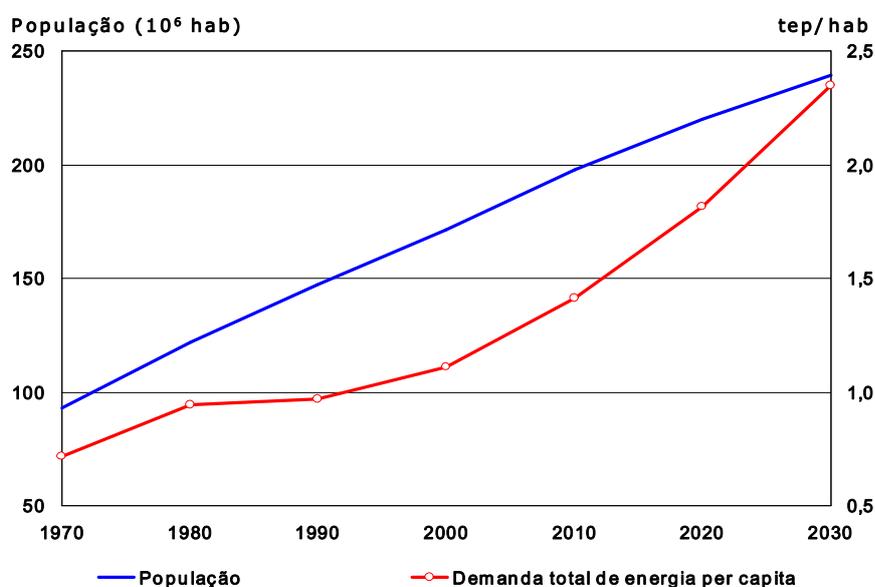
Elaboração: EPE

## Energia e desenvolvimento

O uso de energia no Brasil começou a apresentar incrementos elevados a partir do término da 2ª Guerra Mundial, impulsionado pelo expressivo crescimento demográfico, por uma urbanização acelerada, pelo processo de industrialização e pela construção de uma infra-estrutura de transporte rodoviário de característica energo-intensiva. Entre 1940 e 1950, para uma população de cerca de 41 milhões de habitantes, dos quais 69% se concentravam no meio rural, o consumo brasileiro de energia primária era de apenas 15 milhões de tep. Trinta anos depois, em 1970, para uma população de mais de 93 milhões de habitantes, o consumo de energia primária já se aproximava de 70 milhões de tep, valor quatro vezes maior. Mais trinta anos passados, no ano 2000, a população era quase o dobro, ultrapassando 170 milhões de habitantes, e o consumo de energia se elevava a cerca de 190 milhões de tep, ou seja, um crescimento de quase três vezes.

Contudo, o consumo per capita de energia brasileiro sempre se houve muito baixo. O crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão influir no sentido de que o consumo por habitante aumente. O cenário traçado para 2030 estima, para uma população de mais de 238 milhões de habitantes, um consumo de energia primária de cerca de 560 milhões de tep. A demanda per capita (tep/103 habitantes) evolui, nessas condições, de 1.190 (2005) para 2.345 (2030), como indicado na Figura 4.

**Figura 4: População e Demanda de energia per capita**



Elaboração: EPE

Ainda assim, em 2030, o consumo de energia per capita brasileiro (2.330 tep/103 habitantes) será inferior ao consumo atual de países como Portugal, Bulgária, Grécia, Hungria, Hong-Kong ou África do Sul, todos eles na faixa de 2.400 a 2.800 tep/103 habitantes, e comparável ao consumo atual de venezuelanos (2.150) e malaios (2.280).

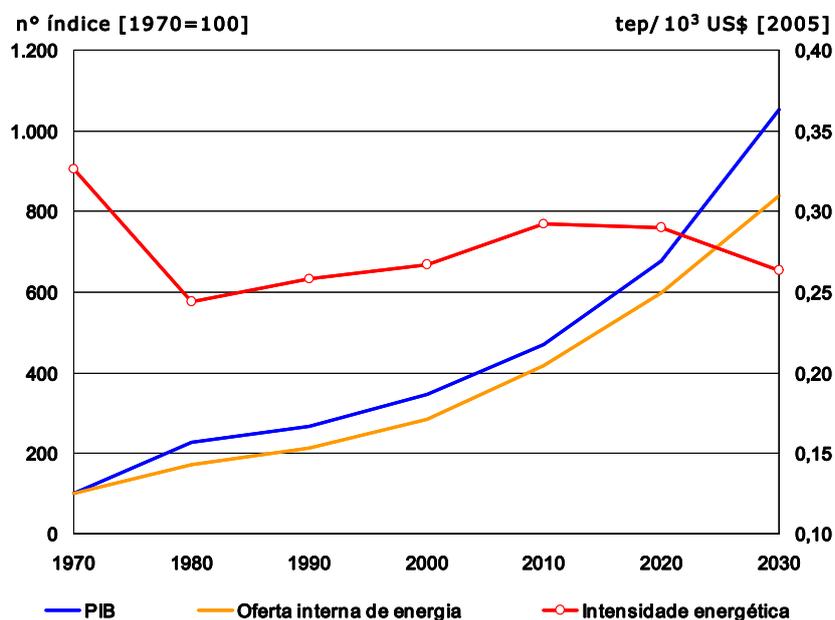
## Eficiência energética global

Conforme já assinalado, em um cenário de crescimento econômico sustentado, é de esperar um grande aumento da demanda global de energia. Nessas condições, a estratégia de expansão da oferta de energia deve considerar, como diretriz, iniciativas na direção do uso mais eficiente da energia.

Uma medida dinâmica dessa eficiência é dada pela evolução do conteúdo energético do PIB. Entre 1970 e 1980, houve uma redução drástica desse parâmetro, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia. Nesse período, o elemento chave dessa dinâmica foi a substituição de energéticos menos eficientes (lenha) por outros mais eficientes (derivados do petróleo e eletricidade). Já nos períodos subseqüentes, houve aumento da intensidade energética, o que encontra respaldo no estágio de desenvolvimento econômico do país, em especial de sua indústria.

Nos primeiros anos do horizonte de projeção, componentes inerciais da oferta e da demanda de energia explicam porque esse indicador ainda cresce<sup>6</sup>. A tendência só é revertida ao longo do horizonte do estudo, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos. A trajetória percorrida evidencia o que se chama de efeito colina. Nessas condições, em um cenário referencial, o conteúdo energético do PIB, em 2030, será aproximadamente igual ao de 1990, porém a economia será quatro vezes maior. Conforme indicado na Figura 5, a despeito do crescimento do PIB, a intensidade energética (tep/103 US\$ [2005]) cai de 0,275, em 2005, para 0,262, ao final do período.

**Figura 5: Evolução da Intensidade Energética (com base na oferta interna de energia)**



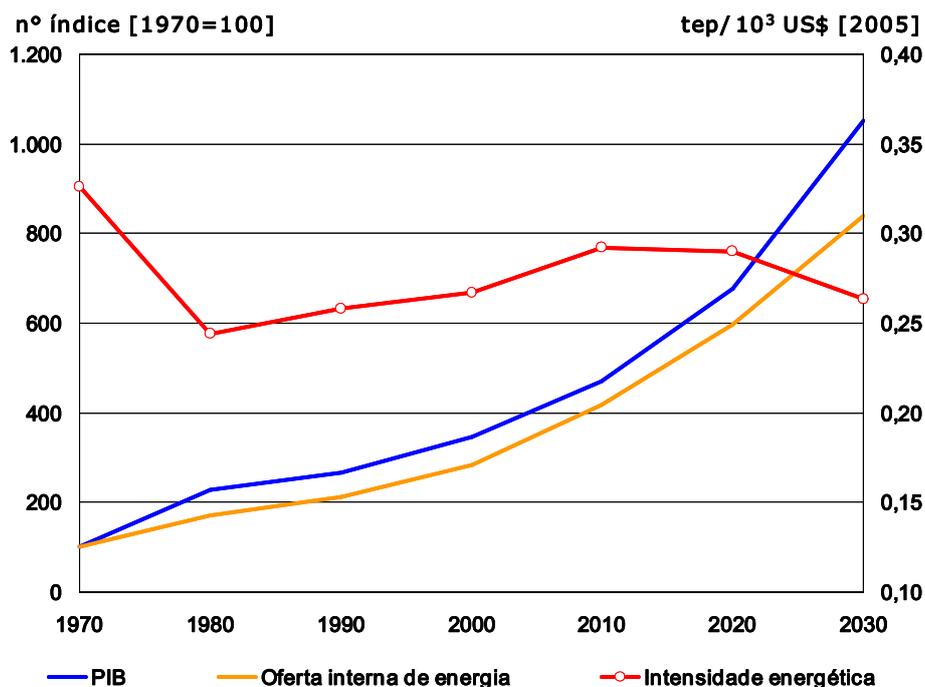
Elaboração: EPE

### Dependência externa

A dependência externa, definida como a relação entre o volume das importações líquidas (diferença entre importações e exportações) de energéticos e a oferta interna de energia, tendo em vista a expansão da produção doméstica de petróleo e gás natural, reflexo das licitações já realizadas, poderá manter trajetória decrescente ao longo dos próximos 15 anos. Esse panorama deve reverter nos anos subsequentes como resultado do crescimento da demanda, associado à expansão da economia. Ainda assim, não ultrapassa 11%. Cabe observar que hipóteses mais arrojadas quanto à evolução das reservas e produção de petróleo e gás natural podem reduzir esse indicador. A Figura 6 mostra a evolução da dependência externa de energia do Brasil.

<sup>6</sup> Por exemplo, decisões de investimentos em indústrias com perfil energo-intensivo e dinâmica de reposição tecnológica insuficiente para afetar significativamente a eficiência global no uso de energia.

**Figura 6: Brasil. Evolução da Dependência Externa de Energia**



Elaboração: EPE

### Emissões de Gases de Efeito Estufa

Diante da crescente preocupação mundial com as mudanças globais do clima, especialmente o aquecimento do planeta, as emissões de gases de efeito estufa tornam-se, a cada dia, uma questão das mais relevantes. Nesse aspecto, o Brasil tem-se destacado por apresentar, na produção de energia, reduzidos índices de emissão comparativamente ao resto do mundo. Basicamente, isto se deve ao elevado percentual de participação de fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira<sup>7</sup>, que, em 2005, foram responsáveis por 44,5% da oferta interna de energia no país.

No horizonte de longo prazo, aspectos como o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental na evolução futura das emissões de CO<sub>2</sub>. Mesmo considerando aumento da participação de fontes renováveis na matriz, o nível de emissões deverá se ampliar nos próximos 25 anos. Nas condições do estudo aqui resumido, projetam-se emissões de cerca de 970 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 2030.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica em distintos ritmos de crescimento das emissões totais de CO<sub>2</sub>. Com efeito, às fontes renováveis de energia (derivados de cana-de-açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) se associa contribuição (líquida) nula a essas emissões. São os derivados de petróleo (óleo diesel de petróleo, gasolina, GLP e querosene) os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 50% do total. Apesar de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para aproximadamente 17% do total em 2030, resultado da maior penetração na indústria, bem como para geração elétrica. A expansão da atividade siderúrgica no país e de plantas termelétricas a carvão, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, fazem com que esse energético passe a responder por cerca de 16% das emissões totais de CO<sub>2</sub> em 2030.

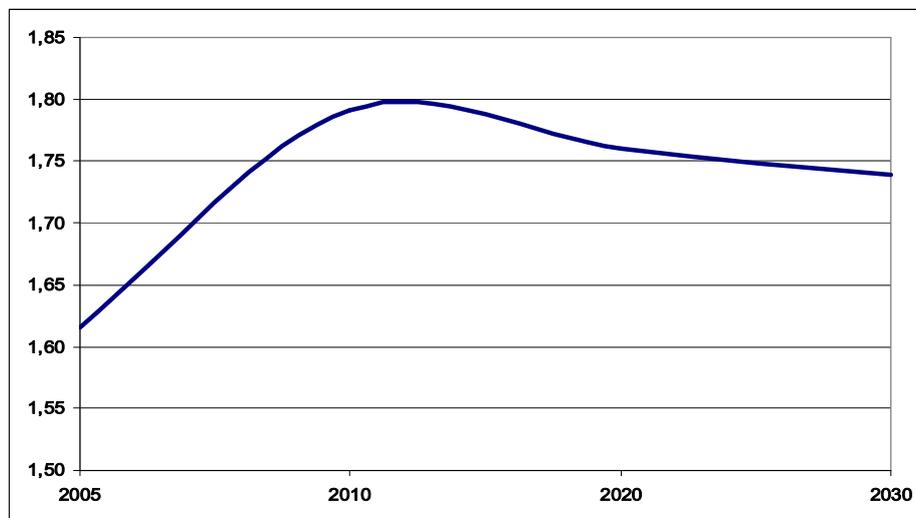
Do lado do consumo, o setor de transportes e a indústria são os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo. Observe-se, porém, que a geração elétrica poderá apresentar a maior taxa de crescimento de emissões nos próximos 25 anos, cerca de 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

Admite-se que as emissões específicas, isto é, por unidade de energia consumida, possam crescer no curto prazo. No longo prazo, porém, passados os efeitos das condições iniciais e dos fatores

<sup>7</sup> Esta participação inclui a geração elétrica a partir da energia hidráulica, do bagaço de cana-de-açúcar e de centrais eólicas, o uso do álcool automotivo no setor de transportes e do carvão vegetal na siderurgia.

inerciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, essas emissões passarão, no cenário formulado, a apresentar uma tendência declinante, como reflexo do aumento da participação de fontes renováveis. Nesse panorama, o índice de 1,62 tCO<sub>2</sub>/tep, calculado para 2005, evolui para 1,74 tCO<sub>2</sub>/tep em 2030, passando por um valor máximo de 1,79 tCO<sub>2</sub>/tep (Figura 7.12).

**Figura 7.12: Evolução das Emissões Específicas de CO<sub>2</sub>**  
**(em tCO<sub>2</sub>/tep, com base na Oferta Interna de Energia)**



Elaboração: EPE

Apesar de 6,6% maior que o de 2005, o índice estimado para 2030 é, ainda, bastante inferior à média mundial atual, mesmo considerando as metas de redução propostas. Isso não significa que se deva reduzir a importância dessa questão no caso brasileiro. O aumento do nível de emissões no curto prazo deve acender preocupações quanto a necessidade de serem implementadas medidas e incentivadas iniciativas que possam assegurar a reversão da tendência que se visualiza possível. Se, por um lado, o desenvolvimento do país parece tornar irreversível ao aumento das emissões, por outro há que procurar tornar também irreversível que, a médio e longo prazo, esse desenvolvimento possa se fazer sem aumento do volume específico de emissões.

O cenário aqui formulado demonstra que esse caminho é possível, mesmo sem grandes alterações estruturais. Naturalmente, esforços adicionais nessa direção podem induzir a reduções ainda maiores. Por exemplo, alterações na estrutura dos modais de transporte de carga, de modo a tornar mais eficiente energeticamente esse serviço, são exemplo de ganhos possíveis na direção de reduzir o índice de emissões por unidade de energia consumida.

Por fim, cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia (progresso autônomo e, no caso da eletricidade, também o progresso induzido) e a maior penetração de fontes renováveis de energia. Essas premissas refletem, em grande medida, políticas já definidas pelo governo brasileiro e medidas complementares na mesma direção. Entre políticas já definidas, são evidências o PROINFA, os programas de conservação (PROCEL e CONPET), o Programa Brasileiro de Etiquetagem, a Lei de Eficiência Energética, o Programa Nacional do Biodiesel, o Programa do Alcool, etc. Entre medidas complementares, alinham-se a ampliação dessas iniciativas, assim como de linhas de financiamento (algumas já existentes) favoráveis a essas formas de energia, incentivos à cogeração, etc. Isso significa que os resultados aqui apresentados não devem ser tomados, per se, como proxy do cenário básico das emissões do país no longo prazo, na medida em que já incorporam iniciativas que não podem prescindir de mecanismos que as estimulem ou garantam. Dito de outra forma, caso não fossem consideradas na estratégia de expansão da oferta de energia aqui cenarizada, o nível de emissões seria por certo muito mais elevado. Assim, se, para efeito de cálculo de emissões, o cenário aqui apresentado é tomado como baseline e, em razão disso, são prejudicados possíveis incentivos às opções renováveis ou de eficiência energética aqui consideradas, torna-se palpável o risco de nem mesmo essas previsões possam ser atingidas.

## 2. Os Principais Energéticos

### Petróleo e Derivados

Como reflexo da política continuada de investimento em exploração e produção, estima-se que a produção de petróleo possa atingir 3 milhões de barris por dia em 2020. Do lado da demanda, o consumo de petróleo segue trajetória de vigoroso crescimento, acompanhando as condicionantes do cenário macroeconômico. Mesmo assim, até 2030, deverá haver superávit no balanço produção-consumo de petróleo.

Já a produção de derivados de petróleo, no cenário de referência, é estimada em 3,7 milhões de barris por dia em 2030, com a conseqüente expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica. Contudo, o balanço de produção e consumo de derivados de petróleo deverá apresentar alterações importantes em relação à situação atual. No caso do óleo diesel, a expansão do refino, com perfis que privilegiam a produção de derivados leves e médios, e a expansão da oferta biodiesel, tendem a tornar o balanço superavitário. Ainda no caso do diesel, destaque-se a produção a partir de óleos vegetais (H-Bio), o que também contribui para a redução da demanda de óleo cru.

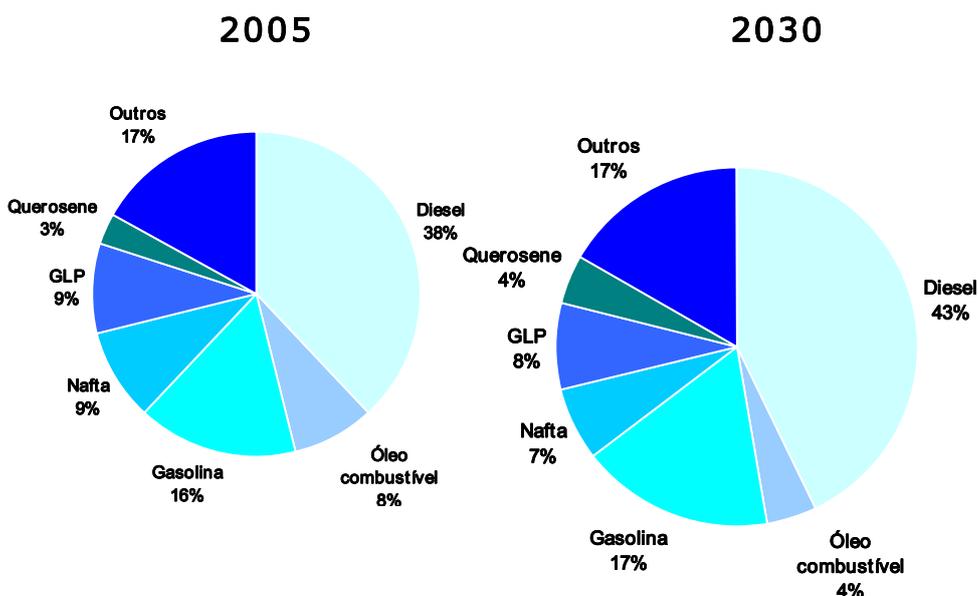
Em razão da disponibilidade do etanol e do aumento da frota de automóveis flex-fuel, a gasolina mantém o balanço superavitário que apresenta hoje, embora o crescimento do consumo possa indicar uma tendência de reversão desse quadro nos últimos anos do horizonte de análise.

No caso do GLP, a expansão do refino modifica a situação atual (o país é importador), equilibrando o balanço produção-consumo, com pequenos superávits. A produção de GLP tende a pressionar menos a demanda de óleo cru com a utilização de líquidos de gás natural.

Os principais derivados (óleo diesel, gasolina e GLP) ganham participação na matriz de consumo de derivados, em detrimento do óleo combustível e da nafta, em decorrência, principalmente, da substituição destes por gás natural, na indústria em geral (óleo combustível) e na química e petroquímica, em particular (nafta).

Embora mantenham posição de liderança entre as fontes, em 2030, petróleo e seus derivados representarão cerca de 30% da Matriz Energética Brasileira, perdendo 8,9 pontos percentuais em relação à situação de hoje (2005), acentuando a tendência que se verifica nos últimos anos. A Figura 7 apresenta a estrutura do consumo de derivados em 2005 e a projetada para 2030.

Figura 7: Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo



Elaboração: EPE

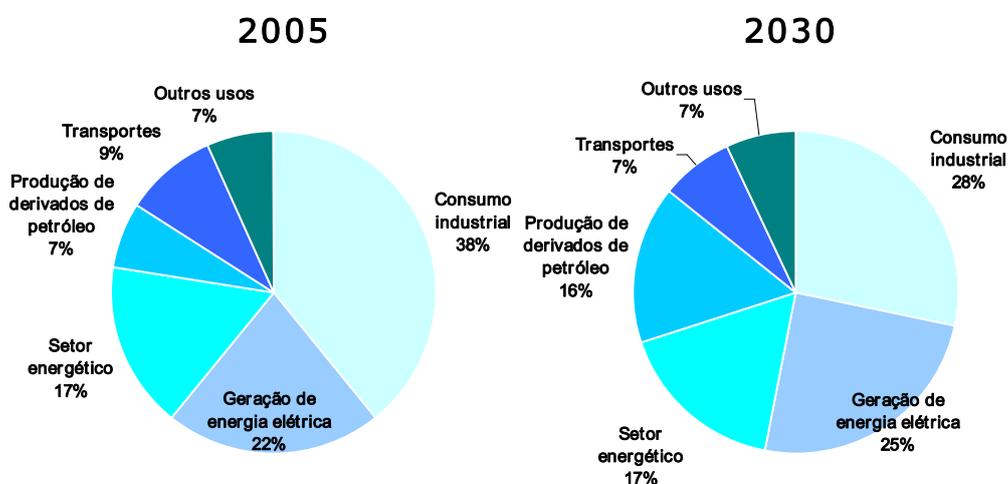
## Gás Natural

A continuidade dos investimentos em exploração e produção permite elevar a produção além de 250 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2030, o que significa uma expansão ao ritmo médio de 6,3% ao ano desde 2005. Ainda assim, o crescimento da demanda no longo prazo vis-à-vis essas perspectivas de produção nacional sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural no país através da importação de mais de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m<sup>3</sup>/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL – capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2009 –, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

O setor industrial permanecerá como principal consumidor do gás natural, em processo contínuo de substituição do óleo combustível. Na geração de energia elétrica, a demanda por gás, de 76 milhões de m<sup>3</sup>/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia, na hipótese de despacho contínuo das termelétricas em carga máxima. Nessas condições, o volume de importação acima indicado pode ser maior. A estratégia poderia ser tratar a disponibilidade de GNL como um “pulmão” desse mercado (eventuais excedentes poderiam ser exportados) e, em complemento, equacionar uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia por gasodutos.

A Figura 8 ilustra a evolução da estrutura do consumo de gás. Nessas condições, o gás natural ganha, de forma expressiva, participação na Matriz Energética Brasileira, passando de pouco mais de 9% em 2005 para mais de 15% em 2030.

**Figura 8: Estrutura do Consumo de Gás Natural**



Elaboração: EPE

## Cana-de-açúcar

Em um cenário macroeconômico de aproveitamento das potencialidades nacionais em meio a um ambiente externo favorável, a competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal elemento que justifica a expansão expressiva da produção de etanol, inclusive com excedentes exportáveis. Nesse contexto, pode-se prever um aumento da produção dos demais derivados da cana-de-açúcar, em especial da biomassa para destinada à geração de energia elétrica. Destaque-se, ainda, que, ao longo dos próximos anos, parte da biomassa produzida poderá ser destinada à produção do etanol, através da consolidação de um avanço tecnológico, qual seja o processo da hidrólise.

O uso mais intenso do etanol como combustível automotivo reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre a demanda e o refino de petróleo. Assim, em 2030, poderá haver redução da disponibilidade de etanol para exportação em decorrência do crescimento do consumo interno de energia no setor transportes em face, principalmente, do aumento da frota de veículos leves flex fuel, conseqüência de um cenário de crescimento da renda Contribui para tal para essa redução eventuais limitações que possam surgir a uma maior expansão da área ocupada com a cultura da cana, a despeito do aumento na produtividade do setor.

Nessas condições, em 2030, a cana e seus derivados passam a ser a segunda fonte de energia mais importante da Matriz Energética Brasileira, com 18,5% de participação (em 2005, 13,8%), inferior apenas à participação do petróleo e derivados.

## Eletricidade

Aderente ao cenário macroeconômico de referência, estima-se que o consumo total de energia elétrica, em 2030, supere 1.080 TWh, o que significa uma expansão média de 4,0% ao ano desde 2005.

Note-se que essa projeção já inclui uma parcela de eficiência energética, referente ao progresso autônomo, isto é, referente à melhoria da eficiência decorrente de melhores práticas no uso e, principalmente, da progressiva substituição, nos diferentes segmentos da economia e da sociedade, do estoque de equipamentos elétricos por outros mais eficientes, incorporando avanços tecnológicos disponíveis no mercado. Essa conservação traduz, de certo modo, a continuidade da tendência histórica recente e corresponderia a cerca de 5% da demanda em 2030. Mas, em adição, a estratégia para atendimento da demanda deve contemplar novas iniciativas na área de eficiência energética (adicionais ao progresso autônomo intrinsecamente considerado nas projeções), que “supririam” mais uma parcela de cerca de 5% dessa demanda. Assim, o requisito de produção poderia ser reduzido para 1.030 TWh. A frustração dessa conservação adicional significará admitir, por consequência, uma expansão maior da oferta, quantificada em 6.400 MW. Tem em vista as eventuais limitações à expansão hidrelétrica dadas pela classificação socioambiental, essa oferta adicional seria basicamente constituída por termelétricas (94%, ou 6.000 MW).

Ainda no campo da conservação, destaca-se, do lado da oferta, a possibilidade de redução das perdas totais, admitidas, em 2030, inferiores a 14% (hoje esse índice é de quase 16%).

Com relação à expansão da oferta, destaque-se que a geração hidrelétrica de grande porte mereceu um tratamento específico, como decorrência da localização de grande parte do potencial a aproveitar. De fato, cerca de 60% do potencial a aproveitar situa-se na bacia Amazônica, em grande parte ocupada por reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas. Por óbvio, a exploração desse potencial irá demandar estudos especiais, orientados para a sustentabilidade ambiental do projeto. Assim, independentemente da economicidade que possa apresentar o aproveitamento desse potencial, considerou-se, ad hoc, restrições objetivas ao seu desenvolvimento, como forma de internalizar a questão ambiental.

Em razão dos propósitos do estudo e da natureza agregada da análise realizada, essas restrições têm, naturalmente, um caráter genérico, porém, em termos objetivos, limitam a potência hidrelétrica a ser desenvolvida.

Nessas condições, considerou-se:

- Priorização dos aproveitamentos hidrelétricos constantes do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração; e
- Priorização conferida ao desenvolvimento, nos próximos 25 anos, do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas indicadas pelo MME, com apoio do MMA, como objeto de estudos de avaliação ambiental integrada e, ainda, aquelas indicadas pelo MME como objeto de estudos de inventário e de viabilidade;

Em adição, com base nas informações disponíveis, para compor a carteira complementar do potencial hidrelétrico a ser considerado na estratégia de expansão da oferta de energia elétrica foram considerados os seguintes parâmetros:

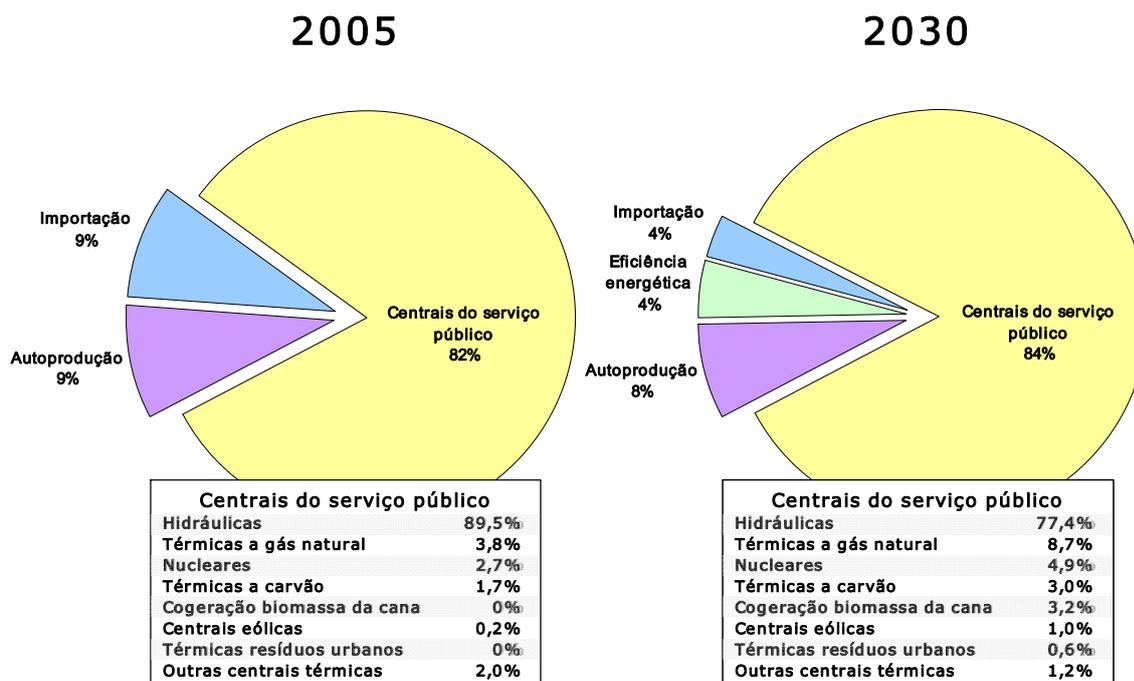
- Terras Indígenas:
  - Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com Terras Indígenas, independente do estágio do processo de demarcação;
  - Identificação da proximidade (até 10 km) do projeto da usina com Terras Indígenas, de forma a trabalhar-se com uma tolerância para o caso de eventuais interferências do reservatório e não apenas do ponto geográfico da usina, em face da precariedade de informações em alguns casos.
- Unidades de Conservação
  - Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de proteção integral (Parques Nacionais, Reservas Biológicas, Estação Ecológica, Reserva Biológica, Reserva da Vida Silvestre e Reserva Ecológica);
  - Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de uso sustentável (Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental, Área de Relevante Interesse Ecológico e Reserva Extrativista)

Considerando esses parâmetros, o potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar foi classificado em cinco categorias e, de acordo, com essa classificação foi ordenado temporalmente, tomando-se, como princípio geral, retardar o aproveitamento avaliado como de maior complexidade ambiental. Aprioristicamente, considerou-se que excluído do horizonte do estudo 30% do potencial hidrelétrico nacional, à guisa de impactos ambientais.

Ainda assim, avalia-se que a energia hidráulica manterá a liderança entre as fontes de produção, porém, sua participação cai da elevada proporção atual (mais de 90% em 2005) para pouco mais de 70%. Em contrapartida, a geração térmica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. Mas, as fontes renováveis (ou não convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também devem experimentar crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta interna de eletricidade.

Todas as formas de geração térmica expandem-se mais de cinco vezes no período, aumentando o nível de emissões de gases na geração de energia elétrica. Essa é uma consequência natural de eventuais restrições que possam ocorrer ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro, não obstante a expansão que se possa admitir no parque gerador a partir de outras fontes renováveis. A Figura 9 ilustra a evolução visualizada para a estrutura da oferta de eletricidade.

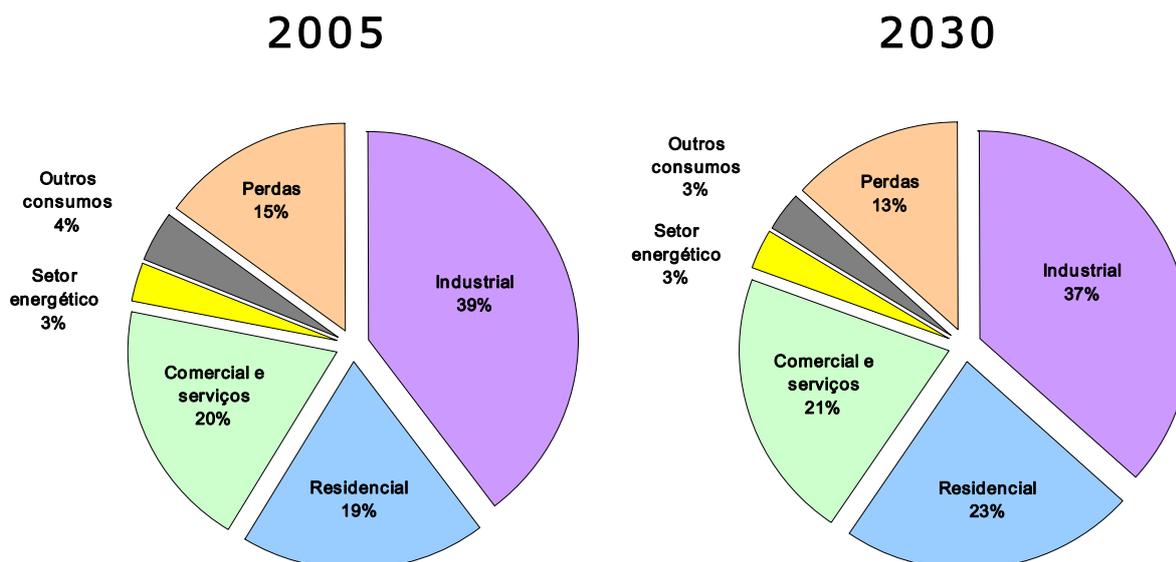
**Figura 9: Estrutura da Oferta de Eletricidade**



Elaboração: EPE

Do lado da demanda, além das iniciativas de incremento da eficiência energética, avalia-se que o setor industrial continuará sendo o principal segmento do consumo (42% em 2030). Mas, não obstante os avanços que possam ser obtidos na área de eficiência energética, é digno de registro o crescimento do setor terciário (quase 25% do consumo, em 2030) e do setor residencial (em torno de 26%), refletindo as hipóteses de crescimento do nível de renda e da melhoria de sua distribuição. Explica, em parte, esse comportamento o baixo nível de consumo per capita atual. É evidência disso o índice de consumo de eletricidade residencial per capita: em 2005, esse indicador é de apenas 38 kWh/mês/habitante. Em 2030, estima-se que possa chegar a 99 kWh/mês/habitante, que é, ainda, um valor bastante inferior aos parâmetros internacionais. Na Figura 10 pode-se observar a evolução da estrutura da oferta e do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

Figura 10: Estrutura do Consumo de Eletricidade



Elaboração: EPE

### 3. Investimentos<sup>8</sup>

#### Petróleo e derivados

Os principais itens do investimento demandado pela expansão da oferta de petróleo e derivados referem-se a duas grandes áreas de concentração de atividades e negócios, quais sejam: exploração e produção (E&P) e refino. Investimentos no abastecimento e na distribuição são, por suposto, relevantes, porém, são tipicamente dispersos e envolvem múltiplos agentes. A estimativa do esforço de investimento associado à expansão da oferta considerada aqui foi restringida aqui apenas à E&P e ao refino.

Com relação à E&P, tomou-se como referência o índice calculado pela razão entre o CAPEX (capital expenditure) e a correspondente produção de óleo cru de diversas companhias petrolíferas, tendo por base valores projetados para o período 2005-2008<sup>9</sup>. A média para 15 companhias é de 13,7 US\$/bbl. Nessas condições, estima-se que nos próximos 25 anos serão demandados investimentos de US\$ 332,5 bilhões.

Cabe destacar que se assumiu aqui a premissa de que, a partir de meados desse horizonte de estudo, seria mantido o nível anual de produção doméstica de petróleo em torno de três milhões de barris/dia. Decorre dessa premissa a suposição de que haverá continuidade do esforço exploratório, de modo a manter, a longo prazo, uma razão reserva/produção considerada confortável. É mister esclarecer que, havendo agregação de reservas de petróleo em nível mais acelerado do que o preconizado neste PNE, os investimentos demandados por essa atividade serão naturalmente maiores.

Quanto às expectativas de investimentos no refino de petróleo, levou-se em conta os investimentos já programados para a ampliação e adaptação do parque existente e para a construção planejada da refinaria do Nordeste e da refinaria petroquímica do Rio de Janeiro. A partir dessas referências, dadas pelo Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras, foram estimados os investimentos na expansão do refino até 2030, considerando os perfis indicados nos estudos da EPE.

Até 2011, a Petrobras, que controla 98% das instalações de refino do país, estima a aplicação de US\$ 10,4 bilhões (US\$ 2,1 bilhões por ano, em média) na ampliação e na adaptação desse parque em operação. Esses investimentos se destinam a adequar a oferta e demanda de derivados, de acordo com as características de cada refinaria e o perfil do mercado. A natureza desses investimentos sugere

<sup>8</sup> As estimativas de investimento aqui apresentadas estão expressas em dólares americanos (US\$). Isso se deve ao fato de que uma parcela importante dos investimentos é relativa a equipamentos ou serviços cujas referências são internacionais (muitos desses equipamentos são mesmo importados). Para os itens de custo em que a referência está em moeda nacional, utilizou-se a taxa de câmbio US\$ 1.00 = R\$ 2,20. A base de preços adotada é o segundo semestre de 2006.

<sup>9</sup> Valores apresentados por Gabrielli de Azevedo, J. S., Presidente da Petrobras, em apresentação feita na "Rio Oil & Gas 2006", no dia 14 de setembro de 2006.

que têm um caráter permanente. Admitindo que a instalação de novas refinarias possa reduzir a necessidade de investimentos dessa natureza, admitiu-se que entre 2010-2020 seria aplicado o mesmo montante na atualização do parque existente. Assim, com esse fim, entre 2005 e 2030, considerou-se investimentos de US\$ 20,8 bilhões.

A refinaria do Nordeste, conforme dados da Petrobras, irá demandar investimentos de US\$ 4,5 bilhões. Até 2030, para atender à demanda de derivados, prevê-se a instalação de quatro novas refinarias, sendo que três delas apresentam complexidade similar a essa refinaria do Nordeste. A quarta, compreende unidades adicionais, como a destilação a vácuo e de coqueamento, entre outras, indicando um investimento maior. Nessas condições, estima-se que o investimento na expansão da capacidade de refino (novas refinarias) entre 2005 e 2030 envolverá recursos de US\$ 25 bilhões.

A refinaria petroquímica do Rio de Janeiro envolve investimentos globais de US\$ 9,5 bilhões. Esse valor compreende além da refinaria em si, a instalação de todo o pólo petroquímico, inclusive as unidades de 2ª geração. O investimento na refinaria tomado isoladamente monta a cerca de US\$ 5,2 milhões, valor tomado como referência para uma segunda refinaria petroquímica prevista até 2030. Nessas condições, o investimento total no refino é estimado em US\$ 60,2 bilhões entre 2005 e 2030.

Com relação à demanda de investimentos para produção do biodiesel nos volumes projetados (aproximadamente 11,7 bilhões de litros em 2030), estima-se um montante de recursos entre US\$ 2 e US\$ 2,5 bilhões, compreendendo esse valor as aplicações na instalação das usinas de processamento dos óleos vegetais.

### Gás Natural

Os investimentos na cadeia de oferta do gás natural aqui estimados contemplam, basicamente, a fase de exploração e produção (E&P) e o posterior processamento e transporte em alta pressão. Não foram estimados investimentos demandados para expansão da rede de distribuição.

Na etapa de E&P, assim como no caso do petróleo, as estimativas de investimento embutem incertezas relacionadas aos riscos geológicos envolvidos na atividade e aos riscos da viabilidade comercial do poço, que somente se conhece ex-post aos levantamentos sísmicos de dados e às perfurações exploratórias. A principal referência disponível para esses investimentos no Brasil é o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras do qual se infere que, até 2010, essa empresa investirá algo como US\$ 17 bilhões, com a produção aumentando de cerca de 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia e as reservas de 325 bilhões de m<sup>3</sup>.

Deve-se considerar que:

- no curto prazo, há predominância na produção de gás associado à exploração de petróleo, pelo que parte dos investimentos feitos para produzir gás já estão apropriados nas atividades de E&P de petróleo;
- no médio prazo, a tendência é de que aumentem os investimentos em E&P de gás não associado;
- o aumento da produção de gás após 2010 envolverá o desenvolvimento de recursos ainda não-descobertos, o que introduz elementos de incerteza que se traduzem em custo mais altos de E&P;
- estima-se que, para manter, ao longo do horizonte deste estudo, uma relação reserva-produção próxima da atual, as reservas de gás deverão aumentar de 1.020 bilhões de m<sup>3</sup> entre 2010 e 2030;
- mesmo supondo que a produção mantenha um patamar constante após atingir o volume de 250 milhões de m<sup>3</sup>/dia, como, serão demandados investimentos em E&P de modo a ampliar as reservas de gás.

Esses aspectos sugerem que os investimentos em E&P de gás natural aumentem, no longo prazo, mais que proporcionalmente em relação ao valor que se infere do Plano de Negócios da Petrobras. Se adotada a proporcionalidade, calcula-se que o investimento entre 2010 e 2030 estaria entre US\$ 50 e US\$ 55 bilhões, tomando-se como referência o aumento da produção ou o aumento das reservas, que pode ser considerado, portanto, como um valor mínimo para o cenário formulado. Um aumento mais que proporcional aumenta a demanda de investimentos para algo entre US\$ 60 e US\$ 70 bilhões no período.

Assim, considerando o exposto e os investimentos já programados até 2010, estima-se os investimentos em E&P do gás natural em US\$ 80 bilhões entre 2005 e 2030.

O principal elemento constitutivo do investimento no processamento de gás natural é o custo de instalação das unidades. As referências utilizadas para estimativa desse custo foram as unidades de Cacimbas, da Petrobras, no Espírito Santo. Nessa instalação, os módulos têm capacidade unitária de

processamento de 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás e investimento associado de cerca de US\$ 180 milhões. Neste trabalho, adotou-se como base que uma UPGN típica seria composta com módulos de capacidade de processamento de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de escala similar, portanto, a dos módulos de Cacimbas. Com base na referência de custo adotada, isso significa um custo de instalação de US\$ 260 milhões por módulo. Os estudos indicam que, em relação à capacidade nominal instalada em 2005, haveria a necessidade de 20 novos módulos. Nessas condições, os investimentos na expansão da capacidade de processamento do gás natural nos próximos 25 anos (até 2030) foram estimados em torno de US\$ 5,2 bilhões.

Ainda relacionado ao processamento, a instalação de novas UPGN requer investimentos nas interligações entre essas unidades e a malha de gasodutos. A estimativa de custo neste caso é bastante dificultada pelo diversos condicionantes de cada projeto, como o são localização da UPGN, distância da malha de gasodutos, diâmetro da interligação, condições de terreno, etc. A dispersão é muito grande, como indicam os dados disponíveis relativos às instalações existentes. Não obstante, para efeito de estimativa do investimento de investimento das interligações das UPGN foram considerados os seguintes parâmetros básicos:

- diâmetro: 26 polegadas
- extensão: 250 km
- capacidade: 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Gasodutos com essas características podem apresentar diferenças significativas em termos de custo. O GASENE, por exemplo, tem características similares em termos de diâmetro e capacidade, porém alcança uma extensão de 1.200 km. O investimento nesse caso é da ordem de US\$ 660 mil/km. Já o gasoduto Campinas-Rio de Janeiro, com uma extensão de 450 km e uma capacidade muito menor (5,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia) apresenta um custo unitário bem maior, em razão, possivelmente, de sua menor escala e de atravessar uma área onde a ocupação antrópica é muito intensa. Outra referência é o gasoduto Pilar-Mossoró, com 510 km de extensão e capacidade de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com custo unitário (por km) é comparável ao do GASENE, não obstante a escala menor do projeto<sup>10</sup>. A partir dessas referências, considerando a expansão da capacidade de transporte compatível com as projeções do consumo (em trono de 100 milhões de m<sup>3</sup>/dia entre 2025 e 2030), estimou-se investimentos de US\$ 750 milhões para escoamento do gás processado nas UPGN.

O investimento na ampliação da malha principal de gasodutos depende, naturalmente, da estratégia de expansão que se adote. As incertezas, nesse caso, são ainda maiores. Em primeiro lugar, há que se considerar que esses custos são muito sensíveis às condições da rota bem à extensão total. Com efeito, a travessia de regiões de acesso mais difícil, por exemplo travessia de rios, de regiões pantanosas ou de reservas ambientais, ou que apresentem condições ambientais agressivas, impondo, eventualmente, desvios de rota, podem significar custos adicionais significativos. Além disso, a própria dinâmica do mercado no longo prazo introduz elementos de difícil controle e avaliação. Por fim, as alternativas para importação de gás, ampliação de gasodutos regionais na América do Sul ou instalação de unidades de regaseificação de GNL, adicionam outros elementos de incerteza na estimação do investimento.

Com relação à expansão da malha básica de gasoduto do país, os estudos do plano decenal de energia conduzidos pela EPE sinalizam investimentos entre US\$ 1,6 e US\$ 2,0 bilhões até 2015 para a ampliação (em relação a 2005) da capacidade de transporte em 30 a 35 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em uma visão de mais longo prazo, em que o consumo de gás projetado para 2030 corresponde aproximadamente ao dobro do valor previsto para 2015, estima-se que serão demandados investimentos de pelo menos US\$ 4 bilhões na ampliação da rede de gasodutos entre 2005 e 2030.

Com relação aos investimentos relacionados à importação de gás, pode-se conceber duas situações, que oferecem condições de contorno para efeito de estimativa de custo:

- Ampliação da importação de países vizinhos, por meio de gasodutos: nesse caso, além do Gasbol, em operação, com capacidade para 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, pode-se considerar, conforme indicado neste trabalho, importações de 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia, até 2030;
- Ampliação das instalações de regaseificação de GNL: nesse caso, além das instalações previstas até 2009, com capacidade total de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, pode-se considerar a instalação de plantas regaseificadoras com capacidade total entre 40 e 60 milhões de m<sup>3</sup>/dia;

<sup>10</sup> Todos os gasodutos citados como referência têm diâmetro entre 24 e 28 polegadas.

No primeiro caso, a referência natural é o Gasbol que, com extensão de cerca de 2.200 km, envolveu investimentos de US\$ 2 bilhões. Uma importação adicional envolveria ou a ampliação do Gasbol ou a importação da Venezuela, país detentor de extensas reservas de gás e com o qual o Brasil negocia a implantação de um gasoduto para o Nordeste. No último caso, as distâncias envolvidas são maiores (cerca de 4.000 km no Brasil) e a rota do empreendimento envolve travessias difíceis pela região Amazônica.

No segundo caso, as instalações que a Petrobras programa para o Nordeste e o Rio de Janeiro, envolvendo investimentos de US\$ 1,3 bilhões constituem, naturalmente, importantes referências de custo, que são corroboradas com dados do Oil&Gás Journal e de recentes workshops internacionais. Estima-se que cada 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade de regaseificação envolva, em média, investimentos de US\$ 600 milhões.

Em qualquer caso, é ponto comum a instalação das já referidas plantas de regaseificação da Petrobras até 2009. Assim, estima-se que o investimento na expansão da oferta de gás importado demandaria investimentos, no período 2005 e 2030, entre US\$ 4,3 e US\$ 6,3 bilhões.

Nessas condições, estima-se que a expansão da oferta de gás natural no período 2005-2030 demande investimentos de US\$ 90 bilhões, exclusive as aplicações na distribuição.

### **Cana-de-açúcar**

Os investimentos no setor sucro-alcooleiro podem ser divididos em dois conjuntos claramente distintos: os relativos à fase agrícola e os vinculados à etapa industrial de produção de etanol (os investimentos na produção de eletricidade para a rede elétrica serão considerados no item que trata desse energético).

Na fase agrícola são requeridas inversões na implantação e formação do canavial, o que ocorre em etapas, ao longo de um período que se estende por três a cinco anos. Conforme a prática normal do setor, essas etapas dizem respeito à aquisição de terras, à seleção e aquisição das mudas de variedades adequadas e aos tratos culturais. Essa etapa compreende também investimentos em equipamentos agrícolas.

Esses investimentos são, naturalmente, são sensíveis à região escolhida, não apenas pelo custo da terra, mas também pelas suas características edafoclimáticas, que podem exigir mudas de cana-de-açúcar de variedades diferentes e demandar tratos culturais diversificados.

Na etapa industrial da produção de etanol os investimentos se referem às instalações comuns (obras civis, estação de recepção, preparo e moagem da cana, geração de vapor e de energia elétrica), à destilaria de etanol propriamente dita e a instalações auxiliares. O montante investido varia, fundamentalmente, em função da escala de produção (tamanho das unidades) e da tecnologia empregada.

As referências disponíveis para os investimentos na fase agrícola são a DATAGRO (2006) e um estudo realizado pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE da UNICAMP, de 2005. A primeira indica um índice que sintetiza o valor agregado do investimento entre R\$ 58,00 e R\$ 63,00 por tonelada de cana produzida anualmente. O estudo da UNICAMP aponta um valor um pouco maior, de R\$ 75,00. Com base nessas referências, considerando a expansão da produção de cana cenarizada neste estudo e que 60% dessa produção se destina à produção de etanol<sup>11</sup> (o restante se destina à produção de açúcar), estima-se que os investimentos na fase agrícola envolvam, entre 2005 e 2030, recursos de US\$ 11 a US\$ 14 bilhões.

A DATAGRO e o estudo da UNICAMP fornecem ainda referências de custo para a fase industrial da produção do etanol. De acordo com a DATAGRO, os investimentos iniciais requeridos na etapa industrial de produção de etanol são, em função da quantidade de cana-de-açúcar processada, da ordem de R\$ 90,00 a R\$ 100,00 por tonelada. O estudo da UNICAMP indica um valor da mesma ordem de grandeza porém um pouco maior, de R\$ 102,50 por tonelada de cana processada para etanol. Esse estudo, porém, apresenta um maior detalhamento, que permite exprimir o investimento inicial em termos da quantidade (anual) de etanol produzido, ou seja, em termos da capacidade da unidade de processamento. O valor do investimento nessas condições é de R\$ 1.025,00 por m<sup>3</sup>. Nessas condições, considerando a expansão da produção de etanol cenarizada, de 39 milhões de m<sup>3</sup> entre 2005 e 2030, estima-se que os investimentos na fase industrial envolvam, no período, recursos de US\$ 18 bilhões.

---

<sup>11</sup> Hoje (safra 2006/2007), a destinação da cana para a produção de etanol é menor, correspondendo a cerca de 48%. As projeções do próprio setor indicam que essa proporção deve se elevar e já para a safra 2012/2013 prevê-se que 60% da produção de cana se destinem para produzir o etanol.

Dessa forma, os investimentos totais na cadeia de produção de etanol ao longo do horizonte do PNE são estimados entre US\$ 29 e US\$ 32 bilhões, o que significa um índice de US\$ 740 a US\$ 820 por m<sup>3</sup>.

## Eletricidade

O investimento na cadeia de produção da eletricidade abrange três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição (inclusive instalações gerais). Na geração, refere-se à implantação das novas usinas. Na transmissão, além das inversões na expansão e na construção de novas interligações entre os subsistemas, incluem-se também o reforço de toda a malha da rede básica, em consonância com o aumento da carga e dos fluxos de energia. A distribuição envolve a instalação de equipamentos e a expansão da rede de média e baixa tensão, dependente da evolução do consumo final.

Os investimentos na geração variam com a fonte utilizada e, portanto, com a estratégia de expansão adotada. Os custos de referência adotados são resumidos na Tabela 1. Considerando a expansão do parque gerador comentada no item precedente, estima-se que os investimentos globais na geração de energia elétrica, entre 2005 e 2030, possam atingir US\$ 168 bilhões, dos quais US\$ 117 bilhões (70%) em usinas hidrelétricas de grande porte, US\$ 22 bilhões (13%) em fontes de geração alternativa, US\$ 17 bilhões (10%) em termelétricas convencionais e US\$ 12 bilhões (7%) em centrais nucleares.

**Tabela 1: Custos de investimento referenciais na geração de energia elétrica (em US\$/kW)**

| Fonte de geração                       | US\$/kW |
|--|---------|
| Hidrelétrica <sup>1</sup>              | 1.330   |
| Potencial até 60.900 MW <sup>2</sup>   | 1.100   |
| Potencial entre 60.900 e 70.900 MW     | 1.450   |
| Potencial entre 70.900 e 80.900 MW     | 1.800   |
| Potencial acima de 80.900 MW           | 2.500   |
| PCH                                    | 1.200   |
| Cogeração a partir da biomassa da cana | 900     |
| Centrais eólicas                       | 1.200   |
| Resíduos sólidos urbanos               | 1.250   |
| Centrais nucleares                     | 2.200   |
| Térmicas a carvão mineral              | 1.600   |
| Térmicas a gás natural                 | 750     |
| Outras usinas <sup>3</sup>             | 500     |

1/ valor médio, considerando a instalação de 88.200 MW, conforme indicado nos estudos deste PNE.

2/ inclui a capacidade indicada nos estudos do plano decenal.

3/ instalações nos sistemas isolados remanescentes (predominantemente motores diesel).

Elaboração: EPE

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE 2006-2015) elaborado pela EPE e divulgado em 2006, o crescimento da carga do sistema interligado nacional no horizonte decenal, 186,6 TWh, demandaria investimentos na rede de transmissão de US\$ 17,9 bilhões, sendo 68% em linhas de transmissão com tensão iguais ou superiores a 69 kV e 32% em subestação e transformação. Considerada a mesma base de custos e tendo em vista que, entre 2005 e 2030, a expansão da carga nesse sistema será de cerca de 700 TWh (já admitida o progresso induzido da eficiência energética), os investimentos totais na transmissão (rede básica) poderiam ser estimados em US\$ 68 bilhões, valor esse que inclui a expansão das interligações indicada nos estudos de longo prazo.

Tomando ainda como referência o PDEE 2006-2015, percebe-se que essas estimativas sinalizam para redução na relação entre os investimentos na transmissão e na geração. De fato, naquele

estudo, as inversões no sistema de transmissão corresponderam a pouco mais de 50% do valor atribuído à geração. Aqui, considerados os valores acima indicados, essa relação cai para 40%. Uma primeira análise poderia sugerir uma subestimativa dos investimentos na transmissão. Porém, deve-se ter em conta que o custo da geração hidrelétrica é crescente na margem. Por outro lado, o custo da transmissão, a despeito da expansão da rede para regiões mais distantes e de acesso mais difícil, pode se apropriar mais visivelmente de avanços tecnológicos, o que contribuiria para sua redução.

Historicamente, os investimentos em distribuição e instalações gerais situaram-se entre 15 e 20% das inversões totais no setor elétrico. Entre 1970 e 1987, a média foi de 17,7%<sup>12</sup>. Não há indicações de que esta proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro. Estudo recente da consultoria Tendências<sup>13</sup>, tomando por base metodologias de estimação aceitas no mercado e considerando tanto as necessidades de financiamento para atender o aumento da carga quanto os investimentos requeridos para a reposição de equipamentos obsoletos ou que se aproximam do final de sua vida útil, estima que as inversões na distribuição correspondam, no período 2003/2012, a 17,1% dos investimentos totais no setor elétrico.

A partir dessas referências, e considerando as hipóteses assumidas para os custos de geração e transmissão, estima-se que, entre 2005 e 2030, sejam demandados investimentos na distribuição na faixa de US\$ 48 a US\$ 52 bilhões.

## Resumo

Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna de recursos, e que responderão por mais de 90% de sua expansão no horizonte do PNE 2030, estima-se que o montante de investimentos necessário para a expansão do setor energético no período 2005-2030 possa ultrapassar US\$ 800 bilhões, concentrados (mais de 80%) nos setores de petróleo e energia elétrica, como indica a Tabela 2. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético será de US\$ 32,3 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB. A Figura 11 ilustra a repartição dos investimentos projetados no período pelos principais setores.

**Tabela 2: Investimentos no Setor Energético  
(em US\$ bilhões)**

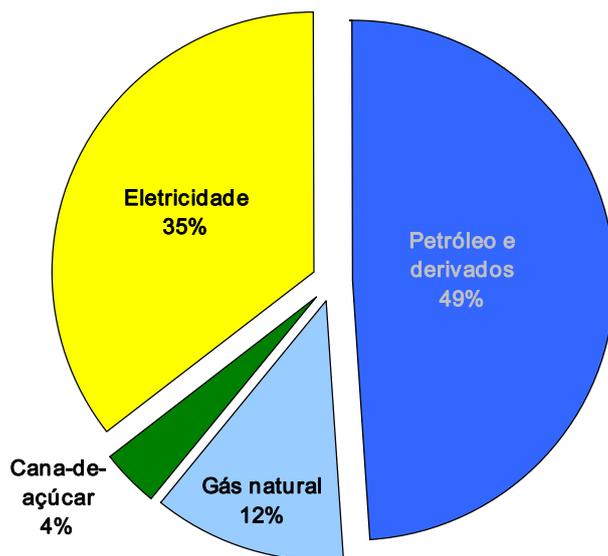
|                       | 2005-2030  | média anual |             |
|-----------------------|------------|-------------|-------------|
| Petróleo de derivados | 395        | 15,8        | 49%         |
| Gás natural           | 95         | 3,8         | 12%         |
| Cana-de-açúcar        | 30         | 1,2         | 4%          |
| Eletricidade          | 286        | 11,4        | 35%         |
| <b>TOTAL</b>          | <b>806</b> | <b>32,2</b> | <b>100%</b> |

Elaboração: EPE

<sup>12</sup> Conforme Fortunato, L.A.M. et alii ("Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica". Ed. Universitária da UFF: Niterói, 1990), no período 1970/74, a proporção foi de 20%, em 1975/79, 15,7%, em 1980/83, 13,8% e no intervalo 1984/87, 21,3% (p. 26).

<sup>13</sup> Camargo, J.M. e Guedes Fº, E.M. (coordenadores). "Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada dos Investimentos". Tendências Consultoria Integrada: São Paulo, novembro de 2003 (p. 135).

**Figura 11: Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético**



Elaboração: EPE

É importante ressaltar que essas estimativas de investimento, apesar de incluírem custos de mitigação e compensação de impactos ambientais, podem ser afetadas por restrições processuais no licenciamento de obras e empreendimentos, que alarguem os cronogramas de desembolso ou signifiquem custos adicionais. Da mesma forma, outros elementos de risco podem afetá-las, como a evolução da regulação das atividades de produção e uso da energia, a necessidade de adaptação de projetos a restrições físicas ou ocorrências não esperados em sua execução, condições de financiamento, etc. Por fim, importa observar não estão considerados:

- custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento;
- inversões na distribuição de gás e de combustíveis líquidos e
- no incremento da eficiência energética.

#### 4. Conclusão

A disponibilidade de energia nas condições de quantidade e qualidade adequadas, a custos competitivos, tem se constituído em um dos mais importantes pré-requisitos para o desenvolvimento econômico das nações. Em vista disso, a energia tem sido tratada como um bem de natureza estratégica e, não por acaso, um dos temas mais relevantes que se coloca na agenda mundial é a segurança energética.

De fato, o Brasil é uma nação com nível de desenvolvimento ainda insuficiente, ao qual se associa um baixo consumo específico de energia, onde predomina a carência de infra-estrutura energética e a concentração do uso das riquezas naturais. Como condição para reverter este quadro está o posicionamento do país enquanto nação no cenário internacional. Historicamente, o Brasil apresenta uma vantagem comparativa no setor energético associada à abundância de recursos naturais a baixos custos em termos relativos.

A questão que se coloca para os próximos anos é: o país terá condições de manter esta vantagem comparativa? Quais os desafios que estaremos enfrentando e quais as ações que teremos de empreender para continuarmos competitivos?

Nesse contexto, o Estado tem assumido papel essencial na condução dos rumos do setor energético, na medida da existência de barreiras de mercado e conflitos de interesses entre os vários agentes que atuam nesse mercado. É clara essa ação na direção da redução da pobreza e na ampliação do acesso à energia a camadas sociais menos desfavorecidas no país.

Mais recentemente, a preocupação com os impactos ambientais da produção e do uso da energia, notadamente as emissões de gases e seus efeitos sobre o clima do planeta, tem reforçado a necessidade de regulação e a definição de políticas especificamente orientadas para assegurar a

sustentabilidade do desenvolvimento econômico, o que exige, por certo, planejamento e ação governamental.

Foi dentro dessa concepção que se justificou a criação da EPE e o desenvolvimento dos estudos para o planejamento energético de longo prazo. A partir desses estudos, a partir do diagnóstico do quadro econômico e energético internacional e doméstico, podem ser identificadas tendências e elementos que permitem orientar a definição de políticas públicas voltadas para assegurar a disponibilidade adequada de energia, a redução das desigualdades regionais e da pobreza, a universalização do acesso à energia, o uso mais eficiente da energia, a minimização dos custos e a sustentabilidade ambiental.

O setor energético não pode prescindir de um processo contínuo, sistematizado e dinâmico para enfrentar os desafios de criar condições para a rápida expansão de oferta que se avizinha e para implantar o processo de diversificação da matriz energética, fundamental como posicionamento estratégico energético perante o panorama mundial em que a segurança energética e as questões ambientais são determinantes em termos de competitividade.