

5

Planejamento da Expansão de Longo Prazo – Resultados do Plano Nacional de Energia 2030 [53-64]

5.1

Introdução

5.1.1

Os Estudos do PNE 2030

Compõe os estudos do Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030 um vasto conjunto de Notas Técnicas, quase uma centena, definidas no Termo de Referência anexo ao contrato dos estudos pelo MME à EPE, que documentam as análises e pesquisas realizadas no sentido de fornecer subsídios para a formulação de uma estratégia para a expansão da oferta de energia, com vistas ao atendimento de diferentes cenários para evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo para o uso integrado e sustentável dos recursos disponíveis.

Os estudos do PNE 2030 foram desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, coordenados pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia - MME, com o apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). As primeiras investigações tiveram início ainda em janeiro de 2006. Objetivando o exame dos recursos energéticos, a EPE promoveu, durante os meses de fevereiro e março, uma série de reuniões temáticas. Tomaram parte desses encontros, como convidados-chave, renomados técnicos e profissionais, todos eles de notória experiência e reconhecida competência em assuntos relacionados a cada um dos temas.

Em paralelo, seguindo a diretriz de oferecer ao debate os estudos do PNE 2030, o MME promoveu diversos seminários públicos, que tiveram por objeto a apresentação e a discussão das questões relacionadas com a oferta e a demanda de energia. Foram, ao todo, nove (9) seminários específicos em 2006, no auditório

térreo do MME, dois sobre os estudos da demanda e sete sobre os estudos da oferta, que observaram a seguinte agenda:

Estudos da demanda

26/04/2006 Cenários Econômicos Nacionais até 2030

21/09/2006 Evolução do Mercado de Energia a Longo Prazo

Estudos da Oferta

27/04/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Hidrelétricas e demais Fontes

Renováveis/Transmissão

14/06/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis

(Carvão Mineral)

14/06/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis

(Energia Nuclear)

13/07/2006 Eficiência Energética na Expansão da Oferta de Energia

13/07/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis

(Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Líquidos)

29/08/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Combustíveis Líquidos:
Petróleo e Biocombustível

22/11/2006 Estratégia da Expansão da Oferta

Importa destacar que os aspectos socioambientais, se não objeto de um seminário específico, foram necessariamente abordados em todos os eventos, com a multidisciplinaridade e transversalidade que o assunto requer.

5.2

Conclusões e recomendações

5.2.1

Conclusões

5.2.1.1

Economia e energia

Os estudos do Plano 2030 referentes aos cenários econômicos e energéticos, para o país, foram estabelecidos para quatro trajetórias distintas, com as seguintes taxas anuais médias de crescimento do PIB, no período 2005/2030: Cenário A com 5,1%, cenário B1 com de 4,1%, cenário B2 com de 3,2% e cenário C com 2,2%.

Aos cenários econômicos foram associadas quatro trajetórias de consumo energético distintas. Como essa energia final é consumida de duas formas principais, como eletricidade ou como combustível, a análise aqui apresentada é igualmente abordada. Partindo-se do consumo de 165 milhões de tep, registrado em 2005, espera-se evoluir para valores entre 309 e 474 milhões de tep, em 2030, em termos de energia em geral. Quanto à energia elétrica, em particular, o consumo verificado em 2005, de 375 TWh, espera-se que se eleve para valores entre 847 e 1.244 TWh, em 2030.

O quadro a seguir apresenta as taxas de crescimento do consumo de energia e de energia elétrica para os cenários considerados.

Tabela 5.1 – Brasil Período 2005/2030 – Taxa Anual Média de Crescimento (%)

	Cenário A	Cenário B1	Cenário B2	Cenário C
Energia	4,3	3,6	3,1	2,5
Energia Elétrica	5,1	4,1	3,9	3,5

Como se vê, em qualquer desses cenários há uma expansão da energia elétrica que cresce sempre a taxas maiores que as da energia em geral, devido ao fato de que em todos os cenários há um crescimento do setor de serviços na

economia, aumento da participação de indústria de maior valor agregado, bem como o aumento da posse de equipamentos eletrodomésticos por parte da população.

O cenário B1 foi priorizado para o estabelecimento das estratégias de expansão do sistema energético nacional, complementado com análises de sensibilidade. A elaboração dos demais cenários foi determinante para a avaliação da robustez da proposta de expansão. De forma simplificada pode-se interpretar que a realização dos demais cenários implica em correspondentes deslocamentos temporais nas estratégias de expansão do sistema energético nacional.

5.2.1.2

Oferta Interna de Energia

As figuras a seguir apresentam as matrizes energéticas de 1970 e 2005, com valores verificados, e de 2030, com valores projetados, correspondentes ao cenário B1, sobre os quais cabem os seguintes comentários:

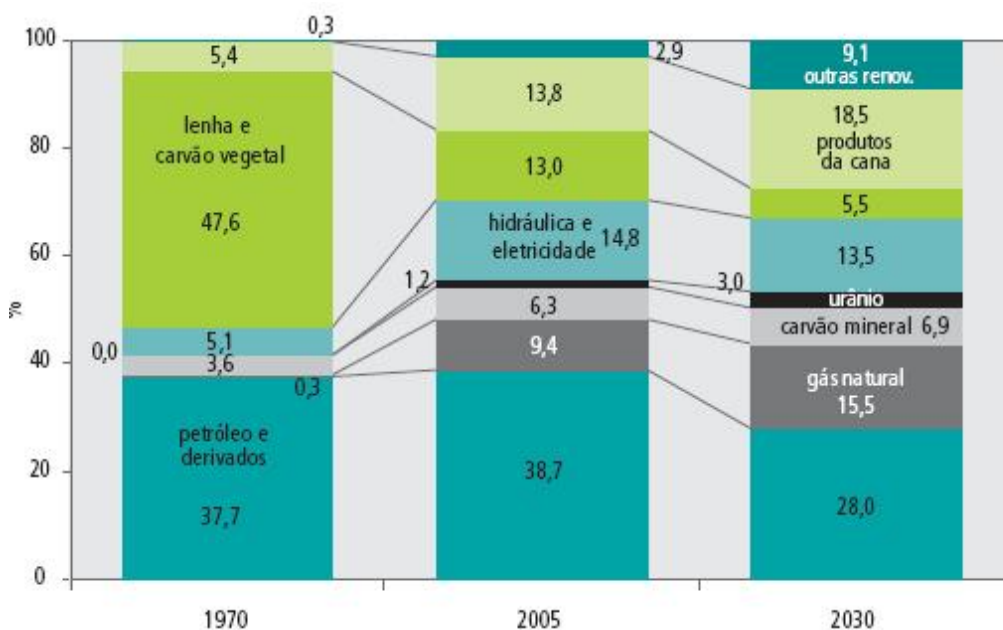


Figura 5.1 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia

A evolução da Matriz Energética, no período 2005/2030, apresenta uma ampliação na sua diversificação. Assim, no período 2005/2030, haveria uma redução significativa da utilização de lenha e carvão vegetal, de 13% para 5,5%; um aumento da participação do gás natural, de 9,4% para 15,5%; uma redução da participação do petróleo e derivados de 38,7% para 28%; uma elevação na participação das fontes energéticas oriundas de produtos da cana-de-açúcar e outras renováveis, (etanol, H-Bio, Biodiesel e outras), de 16,7% para 27,6%; e a manutenção da participação das fontes renováveis, atualmente em torno de 45%, diante do valor de 14% no mundo.

O cenário demográfico considerou um crescimento populacional de 185,4 milhões de habitantes, em 2005, para 238,5 milhões de habitantes, em 2030. A oferta interna de energia per capita, verificada em 2005, de 1,19 tep/habitante.ano, evoluiria para 2,32 tep/habitante.ano, para o cenário B1, em 2030.

Com relação ao PIB, esta oferta interna de energia final implicaria em praticamente manter a intensidade energética ao longo do horizonte do Plano. O valor expresso em tep/1.000 US\$ é de 0,275 em 2005 e de 0,261 em 2030.

A Matriz Energética brasileira apresenta uma elevada participação das fontes primárias de energia nacionais, sendo o valor de 2005 de aproximadamente 90%, o que nas hipóteses deste Plano se mantém no ano de 2030 (ver Fig 7.5). A importação de energia se concentra no carvão mineral, para siderurgia, no gás natural (gasodutos/GNL) e na energia elétrica, esta última principalmente oriunda da parcela paraguaia da usina de Itaipu. Pode-se afirmar que, de acordo com as mesmas hipóteses, o Brasil encontrar-se-ia numa situação, neste período 2005/2030, sempre próxima à auto-suficiência energética.

Petróleo – Atualmente, o setor de transporte responde por 61% da demanda nacional por combustíveis líquidos e consome 78% do diesel ofertado. Quando se adiciona o setor agropecuário, ambos representam 92% da demanda nacional de diesel. Os estudos apontam a tendência de manutenção desta liderança do diesel de petróleo, mesmo com a introdução do biodiesel e do H-Bio, mantendo a taxa de 3,6% a.a. no período 2005-2030. O querosene de aviação será o único combustível líquido derivado de petróleo, com taxa de crescimento (4,7% a.a.) superior à expansão do PIB.

A exploração das reservas provadas permitirá que a produção atinja um máximo de 2,5 milhões de barris por dia, entre 2010 e 2016. A incorporação dos recursos ainda não descobertos deverá possibilitar que a produção aumente para cerca de 3 milhões de barris por dia, compatível com o consumo previsto em 2030, dessa mesma ordem de grandeza, mantendo uma relação reserva/produção adequada.

H-Bio – Dentro do mercado do diesel de 260 milhões de litros por dia em 2030, estima-se que cerca de 10% desse mercado será suprido pela ampliação do processo H-Bio nas refinarias, perfazendo a participação de 27 milhões de litros por dia, a partir de óleos vegetais. A rota do H-Bio deverá expandir-se no horizonte do PNE, dependendo dos custos e da disponibilidade de matérias-primas.

Biodiesel – O cenário que se visualiza no PNE 2030 é estar no mercado acima da mistura B5 a partir de 2010, chegar-se à mistura B8 em 2020 e B12 em 2030. A exceção fica por conta do consumo agropecuário com estimativa do B38 em 2020 e B60 em 2030, fazendo com que em 2030 o biodiesel adicionado atinja 18,9% (18,5 bilhões de litros por ano).

Refino – A expansão do refino no período 2015-2030 para atendimento adequado da demanda nacional comporta a instalação de pelo menos três novas unidades, sendo duas do tamanho modular típico, admitido por hipótese (250 mil bbd) e uma orientada para a produção de produtos petroquímicos (150 mil bbd)

Gás Natural – Em 2030, estima-se uma produção de 252 milhões m³/dia, sendo 57 milhões m³/dia para perdas e reinjeção, 72 milhões m³/dia de importação (20 milhões m³/dia GNL), totalizando uma disponibilidade interna total de 267 milhões m³/dia.

A introdução do GNL na matriz energética nacional não é excludente com os investimentos na ampliação da produção do gás natural nacional. Uma produção de gás natural nacional abundante e o desenvolvimento de uma malha de gasodutos robusta devem ser o centro da política nacional de gás natural.

Cana-de-açúcar – A competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal elemento que justifica a expansão expressiva da

produção de etanol, com excedentes para exportação. Assim, há um aumento da produção dos demais derivados, em especial da biomassa destinada à geração de energia elétrica.

Destaque-se que ao longo do horizonte, parte da biomassa será destinada à produção do etanol, pelo processo de hidrólise. No final do horizonte vislumbra-se uma redução do montante de etanol para exportação, em função do crescimento do consumo interno. O uso do etanol reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre o meio ambiente e a demanda e o refino do petróleo. A previsão de produção de etanol, no Brasil, em 2030, é de 66 bilhões de litros por ano.

5.2.1.3

Oferta Interna de Energia Elétrica

O Brasil possui fontes primárias para produção de energia elétrica em quantidade suficiente para o suprimento do mercado de eletricidade, no horizonte além de 2030. De fato, apenas considerando a disponibilidade de recursos e reservas de energia no território nacional pode-se atender os mercados previstos no horizonte do Plano. No entanto aspectos como competitividade entre as fontes, diversificação da matriz energética, restrições socioambientais, racionalização do uso da energia leva a um portfólio múltiplo de alternativas na estratégia da expansão.

As estruturas de oferta e consumo de eletricidade para os anos de 2005 (verificada) e 2030 (projetada) são apresentadas nas figuras a seguir, para o cenário B1, destacando-se os seguintes comentários:

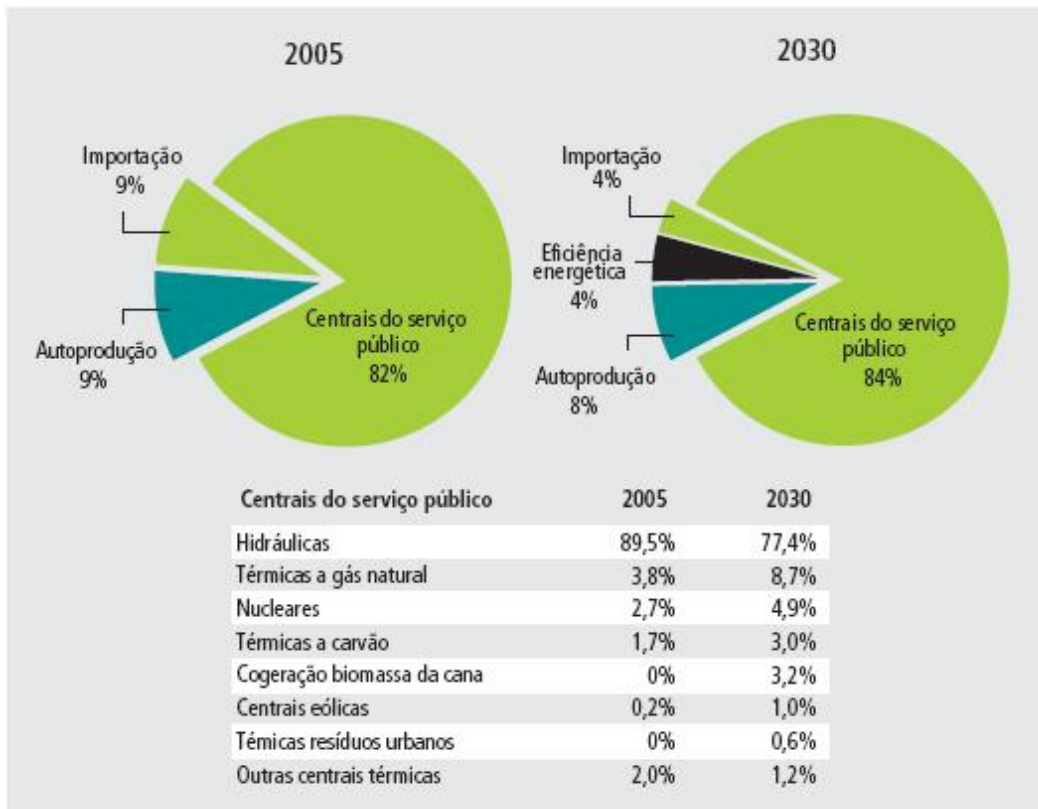


Figura 5.2 – Estrutura da Oferta de Eletricidade

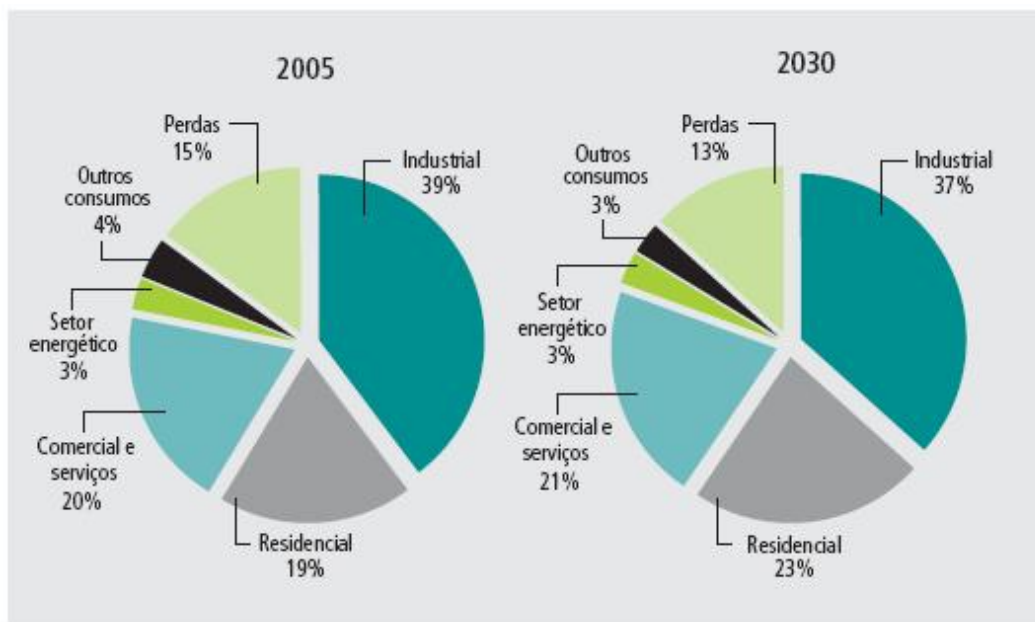


Figura 5.3 – Estrutura do Consumo de Eletricidade

Hidreletricidade

No ano de 2005, considerando a parcela paraguaia de Itaipu, a hidreletricidade, em termos de capacidade instalada, situou-se em torno de 78%, e prevê-se que esse percentual se mantenha no ano 2030. Em outras palavras, dentre as diversas fontes de geração, a hidreletricidade ainda se manterá predominante no período de 25 anos, 2005/2030. Considerando as demais fontes renováveis nacionais, centrais eólicas, biomassa da cana e resíduos urbanos, a parcela de energia renovável para produção de eletricidade se situaria em torno de 83%, em 2030, bastante elevada quando comparada com a média mundial atual de apenas 20%.

Do potencial hidrelétrico nacional total que permitiria a instalação de uma capacidade de cerca de 260 GW, foi identificada uma parcela de 174 GW como aproveitável, sob o ponto de vista ambiental, até o ano 2030. Considerando a parcela atualmente em operação, acrescida do previsto no horizonte decenal até 2015, que totaliza 98 GW, estaria, portanto, disponível para aproveitamento, no período 2015/2030, um montante de 76 GW. Importante notar que grande parcela deste potencial encontra-se localizado na Região Norte, na Amazônia, cuja viabilidade socioambiental deve considerar também os benefícios para os estados e para as comunidades onde se situam estas usinas hidrelétricas. Destaca-se a grande experiência brasileira em planejamento, projeto, construção, operação e fabricação de barragens e equipamentos para usinas hidrelétricas.

Os estudos referentes à estratégia de expansão até 2030, para o cenário B1, considerando a conservação de energia, indicam, por razões de competitividade econômica com as termelétricas, a utilização da quase totalidade do potencial considerado como aproveitável até 2030. Assim, no horizonte do Plano, dos 174 GW considerados, estariam aproveitados, em 2030, aproximadamente 164 GW, o que representa 94% do montante disponibilizado, incluindo o aproveitado em 2005. Considerando que a capacidade instalada necessária para atendimento da demanda, em 2030, é de 222 GW, deve-se dispor de cerca de 58 GW em outras fontes de geração não hidráulicas, com predominância para fonte térmica que aponta valores da ordem de 45 GW, incluindo o existente em 2005.

Assim os aproveitamentos hidráulicos da Região Norte, são necessários e estratégicos nesse plano de longo prazo. Nessa região encontra-se a maior parcela dos recursos hidrelétricos nacionais para desenvolvimento, a partir de 2010. O não aproveitamento desse potencial implicaria na necessidade de desenvolver um programa termelétrico adicional, em montantes da ordem de 50 GW. As dificuldades relacionadas com os aspectos ambientais, de suprimento do combustível, e de custos de tal programa termelétrico seriam muito mais complexas do que o desenvolvimento das hidrelétricas amazônicas, com reflexos na dependência externa de energia e de importação de tecnologia.

Termeletricidade

Com relação ao programa complementar termelétrico, os estudos apontam a necessidade de expansão de usinas, operando prioritariamente na base, resultando numa ênfase para as opções carvão mineral, nuclear e biomassa. Por essa razão o carvão mineral evolui de 2% para 3%, e a nuclear de 3% para 5%, no período 2005/2030. As usinas térmicas a gás natural, em regime de complementação, por razões de competitividade, seriam também incorporadas ao sistema energético.

a) Nuclear – Os estudos indicam, por competitividade econômica, um montante mínimo de 4 GW, podendo alcançar 8 GW adicionais à Angra III, até 2030, localizados nas regiões Sudeste e Nordeste. Assim, estaria estabelecido um programa nuclear após as três unidades de Angra, no horizonte do Plano. Este programa nuclear apresenta o grande diferencial de não emitir gases causadores do efeito estufa.

b) Carvão Mineral – Os estudos indicam que este recurso energético nacional, localizado na Região Sul, em grande quantidade e adequado para a produção de energia elétrica, apresenta custos competitivos, no período 2015/2030. Uma expansão mínima de 3,5 GW, foi estabelecida pelos estudos, podendo alcançar 6,0 GW, adicionais em relação à capacidade instalada de 2,5 GW, prevista para o ano de 2015. A utilização de tecnologia limpa possibilita a

redução média de 80% de particulados na atmosfera e de mais de 90% de compostos de enxofre e nitrogênio.

c) Biomassa – A geração de energia elétrica a partir da biomassa é uma opção competitiva, ambientalmente viável e apresenta, para alguns combustíveis, diversidade sazonal dentro do ano, com a geração hidrelétrica. Quantidades adicionais de biomassa resultam das atividades agrícolas e do lixo urbano. Considerou-se um incremento de geração, a partir da biomassa, em função da oferta prevista de combustível, de 4,7 GW para a biomassa, a partir de cana-de-açúcar e de 1,3 GW, a partir de resíduos urbanos e outras biomassas, ambos no período 2015/2030.

d) Gás Natural – A geração de energia elétrica a partir do gás natural se insere no contexto de competição pelo uso do gás natural em outros setores como por exemplo, matéria prima na indústria química e na geração de calor industrial. A tecnologia de geração termelétrica a gás natural apresenta, no entanto, vantagens socioambientais, de cronogramas de construção, de competitividade (com operação em regime de complementação), de flexibilidade e de confiabilidade, o que recomenda a sua inclusão, no horizonte do Plano. Os estudos indicaram uma expansão, no período 2015/2030, de 8 GW, podendo atingir 15,5 GW, em um cenário de demanda alta e de disponibilidade do combustível.

Outras Fontes Alternativas

A inclusão das outras fontes alternativas foi considerada no horizonte do Plano, com uma expansão fixada, no período 2015/2030, de 6,0 GW para a alternativa PCH, podendo alcançar 8 GW, no cenário alto de demanda, e de 3,3 GW para as usinas eólicas. Além disto, o documento apontou direcionamentos de recursos de P&D para estudos de desenvolvimento tecnológico neste tema, o que poderá acarretar, ainda neste horizonte estudado, a inclusão de novos montantes de energia oriundos de fontes alternativas que se tornem maduras e viáveis para competirem no mercado.

Integração Energética Internacional

No caso da energia elétrica, para intercâmbios internacionais com os Países vizinhos, adicionais em relação aos atuais, com o Paraguai, a Argentina, o Uruguai e a Venezuela, foram adotadas premissas conservadoras considerando os prazos de maturação dos acordos, negociações e desenvolvimento dos projetos. Por sua vez, no caso do gás natural além dos atuais níveis de importação foi considerado um suprimento adicional de importação o que poderá ter origem nos países vizinhos. A despeito dessas premissas adotadas há um grande potencial a ser avaliado em estudos específicos a serem desenvolvidos oportunamente, envolvendo os países com os quais seriam viabilizadas estas integrações energéticas.

Expansão da Transmissão

Quanto à transmissão, estão previstos os sistemas de integração das usinas hidrelétricas da Região Amazônica ao Sistema Interligado Nacional, em particular as dos rios Madeira, do Xingu e do Tapajós, além dos reforços nas interligações regionais Norte/Nordeste, Sul/Sudeste, Norte/Sul e Sudeste/Nordeste.

Estes sistemas de transmissão deverão estar adequadamente dimensionados para o suprimento de grandes blocos de energia, em longas distâncias. Do ponto de vista tecnológico, deverão ser adotadas soluções compatíveis com estas características energéticas, tanto na fase de implantação dos sistemas, como na fase de operação dos mesmos.

5.2.1.4

Eficiência Energética

A eficiência no uso da energia considerou uma parcela denominada de progresso autônomo, composta por: ações intrínsecas a cada setor, como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais; e Programas e ações de conservação em uso no país.

Os números obtidos, em torno de 8,7% no final do horizonte de estudo, para o cenário B1, podem ser considerados modestos se olharmos para o potencial técnico de conservação. Merece destaque o setor de transportes que alcança 12,1% no longo prazo, em função da melhoria de rendimento dos veículos em geral, em especial os de passeio. Admitiu-se também uma redução gradual da participação do transporte rodoviário de cargas no país, a partir de políticas públicas visando privilegiar o transporte de cargas ferroviário e aquaviário.

No caso da energia elétrica, por hipótese de trabalho, foi considerada a instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas, recebendo a denominação de progresso induzido.

Energia elétrica progresso autônomo – Decorrentes principalmente da substituição de equipamentos elétricos por outros mais eficientes, incorporando avanços tecnológicos. No cenário B1 a conservação de 53 TWh (em torno de 5%), equivalente ao consumo atual das regiões Sul ou Nordeste do país ou ainda, de um país como a Grécia. Pode-se estimar investimentos evitados no segmento de geração da ordem US\$ 9 bilhões.

Energia elétrica progresso induzido – Para o cenário B1 estima-se que em 2030 poderia ser ofertado um montante de 53 MWh (cerca de 5%), com viabilidade econômica, a partir de medidas indutoras de eficiência energética. Isto exigirá o desenvolvimento e implementação de mecanismos legais, financeiros e de mercado que serão estudados e detalhados em um documento específico chamado Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf, com base nas diretrizes da Política de Eficiência Energética a ser publicada.

5.2.1.5

Emissão de Gases de Efeito Estufa

O Brasil se destaca por apresentar reduzidos índices de emissão, oriundos do setor energético, comparativamente ao resto do mundo. Projetam-se emissões de pouco mais de 770 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, com taxa anual média de 4,1%, enquanto que a demanda de energia cresce a 3,6% a.a. Neste horizonte, os derivados de petróleo serão os maiores contribuintes para as

emissões totais. Apesar de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para cerca de 17%, face à maior participação na indústria, bem como para geração elétrica. Por outro lado, tem-se uma maior participação das energias alternativas renováveis (como bioenergia e eólica) e as medidas de eficiência energética, tanto na matriz de combustíveis como na de energia elétrica, que contribuem para a minimização de emissão pela indústria da energia.

5.2.1.6

Desenvolvimento Tecnológico

Foi identificado o potencial de inserção de algumas tecnologias no horizonte 2030, tais como: etanol por hidrólise, gaseificação da biomassa, célula a combustível e utilização de hidrogênio entre outras.

Identifica-se a oportunidade do desenvolvimento de novas tecnologias de transporte de energia a grandes distâncias, que permitam redução de investimentos, com aplicação para o resto do Sistema Interligado Nacional, não se restringindo somente à sistemas de longa distância, e com o compromisso total no tocante ao respeito às questões socioambientais.

5.2.2

Recomendações

1) Considerar a fonte primária hidrelétrica como a opção prioritária, em termos quantitativos, para o suprimento dos requisitos de energia elétrica do país, no período 2015/2030. Assim, considerando a capacidade instalada hidrelétrica prevista de 98 GW, em 2015, a estratégia de expansão, no período 2015/2030, prevê um montante de 70 GW hidrelétricos adicionais, com cerca de 60% deste valor constituído de usinas na Região Norte, resultando numa capacidade instalada total no país de 168 GW, em 2030.

2) Planejar o aproveitamento das bacias hidrográficas da Região Norte, por razões de viabilidade sócioambiental, sem grandes reservatórios de regularização

plurianual, evitando áreas inundadas semelhantes às existentes nas bacias do São Francisco e do Paraná. No planejamento e no dimensionamento destas usinas hidrelétricas e dos respectivos sistemas de transmissão, considerar que a regularização anual e plurianual da geração sazonal das mesmas seria viabilizada através da integração com o Sistema Interligado Nacional, que apresenta um elevado grau de regularização, proporcionado pelos grandes reservatórios já existentes.

3) Reavaliar, com novos estudos de engenharia e sócioambientais, a parcela de 86 GW do potencial hidrelétrico nacional, não considerada na parcela a ser aproveitada até 2030. Isto objetiva caracterizar a viabilidade de seu aproveitamento, com o enfoque de uso múltiplo do recurso hídrico, após o horizonte deste Plano, considerando a importância estratégica para o país deste recurso natural.

4) Priorizar a realização, até o ano de 2012, dos estudos de inventário das bacias hidrográficas e dos rios onde se localizam as usinas hidrelétricas consideradas para aproveitamento até 2030. Simultaneamente à conclusão destes inventários, desenvolver os estudos de viabilidade das usinas hidrelétricas, com os melhores índices de economicidade, visando disponibilizar uma carteira de projetos hidrelétricos para ser considerada nas atividades de planejamento, no âmbito dos Planos Decenais.

5) Prosseguir o aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais, incluindo as PCHs, nos montantes estabelecidos por este Plano, nas diversas regiões geográficas do país. Nas usinas da região Norte, priorizar o atendimento dos mercados da própria região, disponibilizando os excedentes para o Sistema Interligado Nacional.

6) Incorporar nos futuros Planos Decenais um programa termelétrico nos montantes identificados neste Plano e analisar sua economicidade visando a inclusão de usinas termelétricas nos futuros leilões de energia, nas regiões geográficas identificadas neste Plano.

7) Definir o prosseguimento do programa nuclear brasileiro, após Angra III, com uma expansão mínima de 4 GW, podendo alcançar 8 GW até 2030, nas

regiões Sudeste e Nordeste, iniciando os estudos de localização destas novas centrais nucleares.

8) Programar a elevação da produção de petróleo, dos valores atuais de 1,7 milhões de barris/dia em 2005, para 3 milhões de barris/dia em 2030, procurando ajustar a produção à demanda prevista, mantendo neste horizonte de longo prazo a auto-suficiência nacional no setor de petróleo. Continuar o esforço em exploração e produção, priorizando a pesquisa para avanços no conhecimento geológico das bacias sedimentares e nas tecnologias de prospecção e extração, de forma a manter a relação reserva/produção em níveis semelhantes aos atuais no Brasil, considerando também a prática internacional.

9) Considerar a agroenergia como uma contribuição importante para a solução dos problemas da sustentabilidade do fornecimento de combustíveis, com menor impacto ambiental, social e econômico para o consumidor. Monitorar as áreas agriculturadas e agriculturáveis, e investir em tecnologia para a melhoria do processo produtivo, de forma assegurar o desenvolvimento sustentável.

10) Promover a elevação da produção nacional de gás natural, reduzindo a necessidade de importação no longo prazo, minimizando a dependência do país deste energético. Realizar um estudo específico visando estabelecer a participação mais adequada, quanto às importações, sob a ótica de estratégia de abastecimento, entre gasoduto e GNL.

11) Promover a eficiência energética para que se torne uma opção sustentável aos investimentos na expansão da oferta de energia, com o objetivo de minimizar impactos ambientais, por meio de mecanismos estruturantes e operacionais, para induzir os consumidores e produtores de energia a atingir as metas definidas neste Plano.

12) Analisar mecanismos de fomento às fontes alternativas renováveis de forma a aumentar a participação destas fontes na Matriz Energética Nacional, tais como da agroenergia (biomassa da cana, óleos vegetais e resíduos sólidos urbanos) e a energia eólica, conforme apontado neste Plano.

13) Direcionar os recursos de P&D disponíveis no setor para as áreas prioritárias estudadas neste documento, com especial destaque para os temas

bioenergia, eficiência energética e energias renováveis, além de reservar uma parcela dos recursos para novas pesquisas.

5.3

Resultados consolidados

5.3.1

Evolução da oferta interna de energia

- **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 energointensivas, 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 oferta interna de energia era inferior a 70 milhões de tep enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. No ano 2005, a oferta interna de energia multiplicava-se por 3,1, alcançando 219 milhões de tep, e a população ultrapassava 184 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 naturezas diversas. 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 se 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 os cenários macroeconômicos formulados, os estudos do PNE 2030 sinalizam, para os próximos 25 anos, um forte crescimento na demanda de energia primária 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 3,7% e 3,5% ao ano nos períodos 2010 -2020 e 2020-2030, justificado, principalmente, por uma maior eficiência energética, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta. A tabela 5.2 resume a projeção da oferta interna de energia no horizonte do PNE 2030.

• Diversificação

Vale assinalar, ainda, que os estudos apontam para uma maior diversificação da matriz energética brasileira.

De fato, pode-se perceber uma tendência clara nessa direção: em 1970, apenas dois energéticos (petróleo e lenha), respondiam por 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 5.4 ilustra o exposto.

Tabela 5.2 – Projeção da Oferta Interna de Energia (milhares de tep)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	121.350	159.010	216.007	297.786
Petróleo e derivados	84.553	97.025	119.136	155.907
Gás natural	20.526	37.335	56.693	86.531
Carvão mineral e derivados	13.721	20.014	30.202	38.404
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	2.549	4.635	9.976	16.944
Energia renovável	97.314	119.999	182.430	259.347
Hidráulica e eletricidade	32.379	37.800	54.551	75.067
Lenha e carvão vegetal	28.468	28.151	28.069	30.693
Cana-de-açúcar e derivados	30.147	39.330	69.475	103.026
Outras fontes primárias renováveis	6.320	14.718	30.335	50.561
TOTAL	218.663	279.009	398.437	557.133

1/ Dados realizados. Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2005).

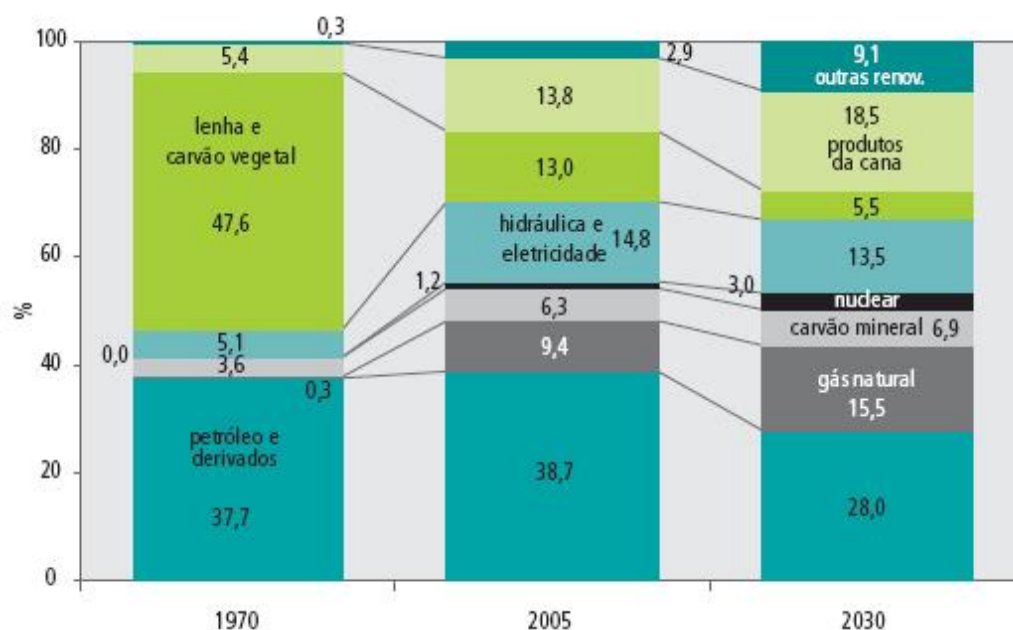


Figura 5.4 – Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia

- **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 a lenha, tal participação caiu para 53% no ano 2000, chegando a 44,5% em 2005. Essa tendência deve se manter nos próximos anos, porém, o PNE indica a possibilidade de reversão a partir de 2010, em razão da possibilidade da forte penetração de biodiesel e H-bio, como mostrado na figura 5.5.



Figura 5.5 – Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira

- **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 energointensiva. 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 4,7 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 brasileiro de energia per capita 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, uma demanda total de energia primária (oferta interna de energia) de cerca de 555 milhões de tep. A demanda per capita (tep/106 habitantes) evolui, nessas condições, de 1,19 (2005) para 2,33 (2030), como indicado na figura 5.6.

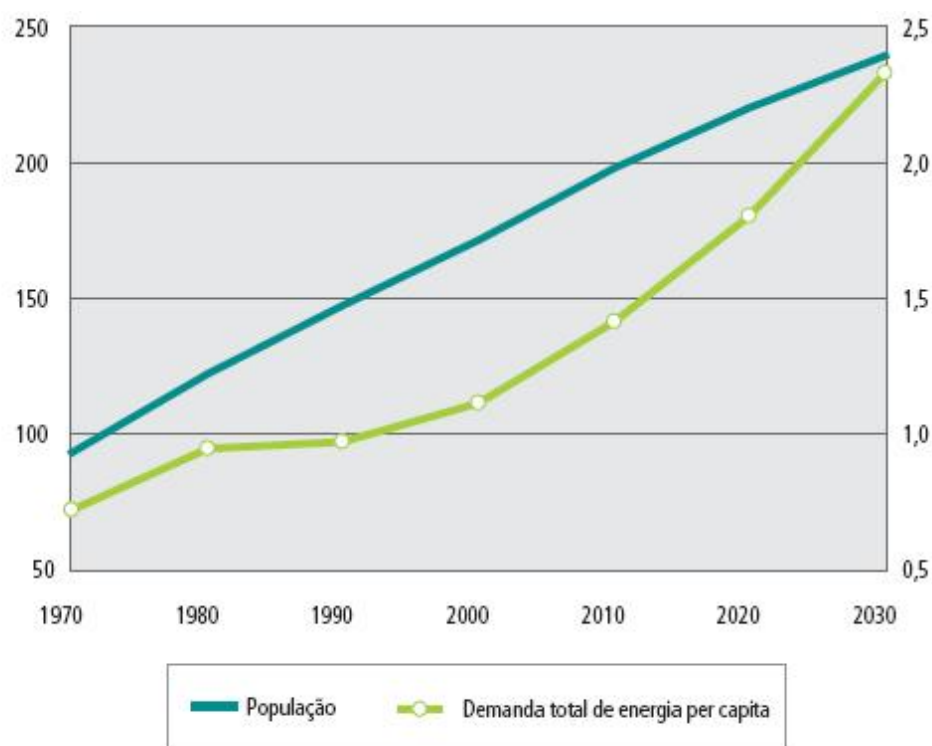


Figura 5.6 – População e Demanda de energia per capita

Mas, a despeito desse crescimento, deve-se reconhecer que o consumo brasileiro de energia per capita ainda se mostrará reduzido, especialmente quando comparado a países desenvolvidos.

- **Eficiência energética global**

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). 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. A tendência só é revertida ao longo do horizonte do estudo, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos, além de menor presença relativa de setores energointensivos na estrutura produtiva do país. A trajetória percorrida evidencia o que se chama de efeito colina. Nessas condições, no Cenário B1, o conteúdo energético do PIB, em 2030, será aproximadamente igual ao de 1990, porém a economia será quatro vezes maior. Conforme indicado na tabela 5.3 e na figura 5.6, 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.

Tabela 5.3 – Projeção da Oferta Interna de Energia (milhares de tep)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Oferta interna de energia (10 ⁶ tep)	218.663	279.009	398.437	557.133
PIB (10 ⁹ US\$ [2005])	796,3	955,8	1.377,4	2.133,2
Intensidade energética (tep/10 ³ US\$)	0,275	0,292	0,289	0,262

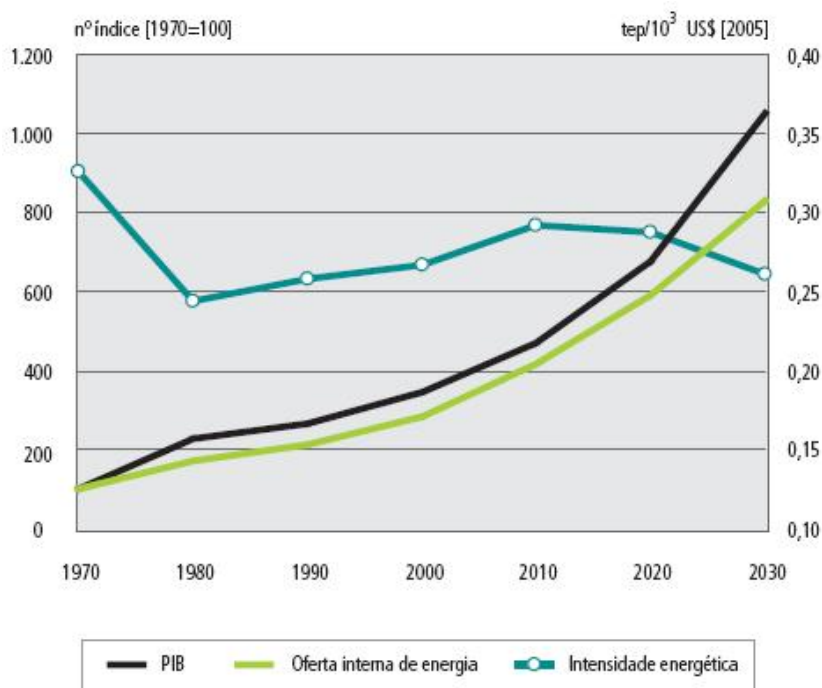


Figura 5.7 – Evolução da Intensidade Energética (com base na oferta interna e energia)

- **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 mantém trajetória decrescente ao longo dos primeiros 15 anos do horizonte de projeção, revertendo essa tendência ao final do período como resultado do crescimento da demanda, associado à expansão da economia, e das hipóteses sobre a evolução das reservas e produção de petróleo e gás natural. Ainda assim, não ultrapassa 10%.

A redução da dependência externa no final do período depende das hipóteses de crescimento da produção doméstica de petróleo e gás natural, que, conservadoramente, foram mantidas constantes após atingir um valor máximo definido pelas reservas provadas atuais e das expectativas com relação aos campos licitados pela ANP.

Destaque-se, no período, a redução da dependência de energia elétrica, reflexo da menor participação relativa da parte paraguaia de Itaipu no fornecimento ao Brasil. Destaque-se, ainda, o aumento da dependência de carvão

mineral, para atendimento à demanda industrial (expansão do parque siderúrgico) e a redução, no final do horizonte, das disponibilidades de etanol para exportação em função do crescimento do consumo doméstico. O gás natural, após atingir dependência de 40% em 2010, passa ao patamar de 30%, em razão de forte expansão da produção. A figura 5.8 mostra a evolução da dependência externa de energia do Brasil.

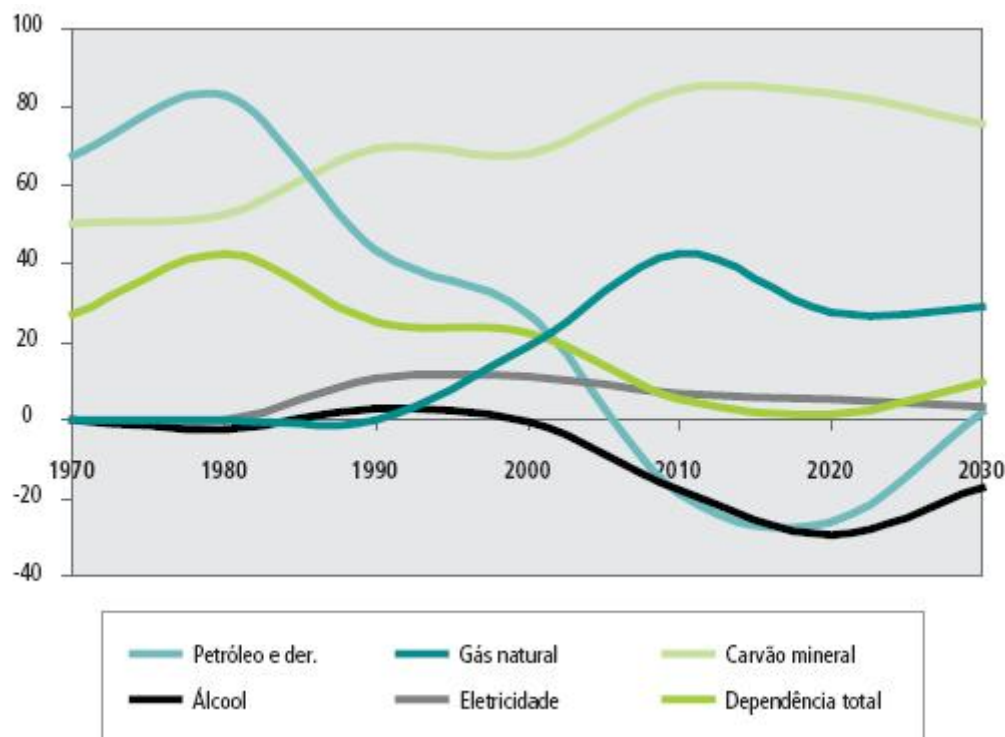


Figura 5.8 – Brasil. Evolução da Dependência Externa de Energia

- **Petróleo e Derivados**

Como reflexo da política continuada de investimento em exploração e produção, estima-se que a produção de petróleo atinja 2,96 milhões de barris por dia em 2020 e mantenha-se nesse patamar até o fim do horizonte de estudo. Prevê-se que a produção de derivados de petróleo atinja 3,66 milhões de barris por dia, em 2030, em razão da expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica.

O consumo de petróleo segue trajetória de crescimento, acompanhando as condicionantes do cenário macroeconômico (Cenário B1). Ressalta-se que ao

longo do período de estudo poderá haver superávit no balanço produção-consumo de petróleo.

O balanço de produção e consumo de derivados de petróleo mostra 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, tornam o balanço superavitário ao longo do período de estudo. Ainda no caso do diesel, merece destaque a produção a partir de óleos vegetais (H-Bio), que contribui para a redução da demanda de óleo cru.

Em razão da presença 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 indique 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 atual (2005), acentuando a tendência que se verifica nos últimos anos.

A tabela 5.4 resume os principais indicadores relacionados à evolução da produção e consumo de petróleo e derivados. A figura 5.9 apresenta a estrutura do consumo de derivados em 2005 e no ano horizonte.

Tabela 5.4 – Petróleo e Derivados: Indicadores Seleccionados (em milhares de barris por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção de petróleo ¹	1.632	2.270	2.960	2.960
Produção de derivados ²	1.807	2.053	3.039	3.869
Do qual H-bio e biodiesel	-	89,6	256	487
Imp./Exp. líquida de petróleo	68	- 515	- 431	- 36
Importações líquidas de derivados	-63	100	- 294	79
Consumo de derivados ³	1.777	2.175	2.821	3.968
Consumo de óleo diesel ⁴	662	907	1.190	1.686
Consumo de gasolina	305	337	452	728
Consumo de GLP	201	239	331	412
Reservas de petróleo ⁵	11.775	14.910	19.450	19.450
Capacidade nominal de refino	1.916	2.127	2.877	3.377

1/ Não inclui líquidos de gás natural

2/ Inclui líquidos de gás natural, H-bio e biodiesel

3/ Corresponde ao consumo total de derivados, inclusive outras secundárias de petróleo e produtos não-energéticos do petróleo

4/ Inclui H-Bio e biodiesel

5/ Considera R/P= 18; em bilhões de barris

(-) exportação líquida, (+) importação líquida

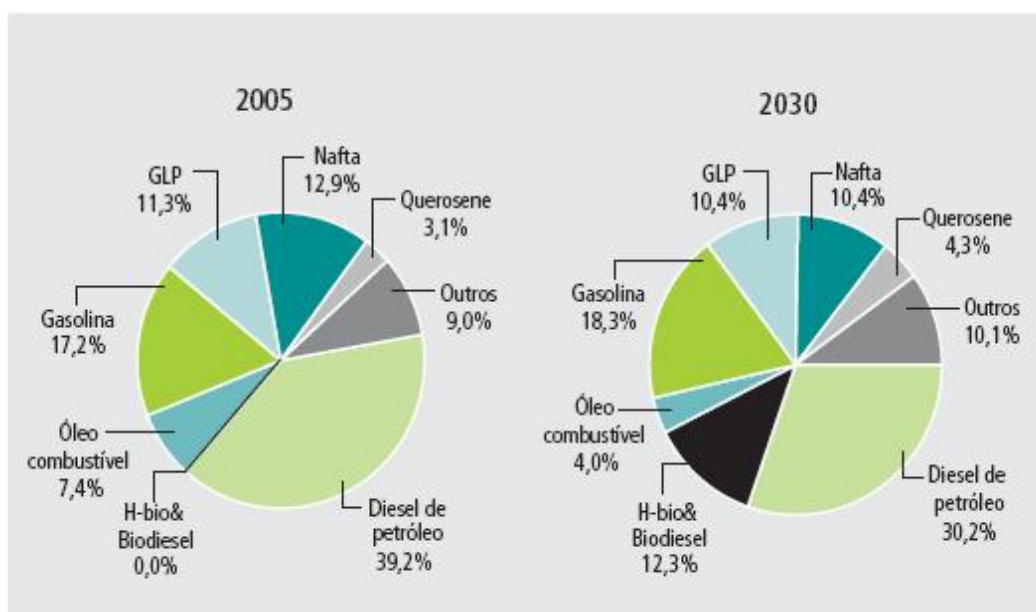


Figura 5.9 – Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo

• Gás Natural

A continuidade dos investimentos em exploração e produção permite elevar a produção além de 250 milhões de m³ por dia em 2030, o que significa uma expansão ao ritmo médio de 6,3% ao ano ao longo do horizonte (2005-2030). 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

m³/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m³/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m³/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL, com capacidade de regaseificação de 20 milhões de m³/dia até 2009, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m³/dia.

O setor industrial permanecerá como principal consumidor do gás natural, em processo continuado de substituição do óleo combustível. Na geração de energia elétrica, a demanda por gás, de 76 milhões de m³/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m³/dia, na hipótese de despacho continuado das termelétricas em carga máxima. Nessas condições, o volume de importação acima indicado pode ser maior. A estratégia poderia ser a de 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 m³/dia por gasodutos.

Na figura 5.10 pode-se ver a evolução da estrutura do consumo de gás e na tabela 5.5 são apresentados os principais indicadores do balanço do gás natural. Como resultado, 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.

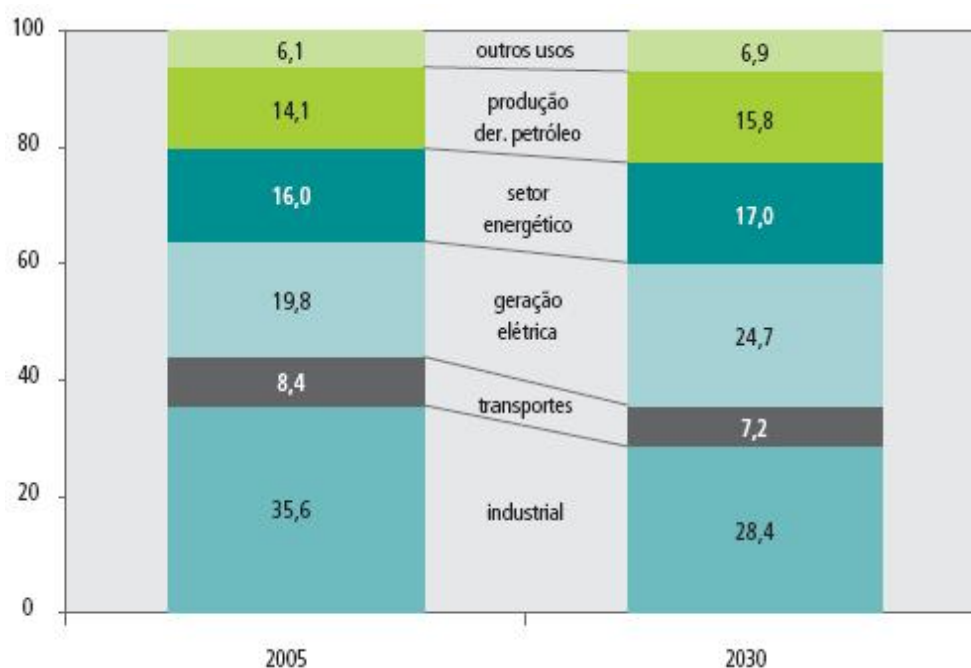


Figura 5.10 – Estrutura do Consumo de Gás Natural (% sobre dados em tep)

Tabela 5.5 – Gás Natural: Indicadores Selecionados (em milhões de m3 por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	55	94	169	252
Perdas e reinjeção	15	26	38	54
Importação	25	47	46	72
Disponibilidade interna total	64	116	177	269
Produção de derivados de petróleo	3,9	13,4	22,2	42,1
Geração de energia elétrica ¹	12,5	38,3	43,4	65,9
Consumo na indústria	22,5	31,6	51,8	75,9
Reservas ²	306	595	1.110	1.654
Capacidade de processamento	47	64	104	154

1/ considera despacho médio das usinas térmicas, conforme estudos da expansão da oferta de eletricidade;

2/ considera R/P = 18; em bilhões de metros cúbicos

• Cana-de-açúcar

Em um cenário macroeconômico de aproveitamento das potencialidades nacionais em meio a um ambiente externo favorável (Cenário B1), 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, há um aumento da produção dos demais derivados da cana-de-açúcar, em especial da biomassa destinada à geração de energia elétrica. Destaque-se, ainda, que, ao longo do horizonte, parte da biomassa produzida é destinada à produção do etanol, pelo processo de hidrólise.

No final do horizonte, há uma redução da disponibilidade de etanol para exportação em decorrência do crescimento do consumo interno de energia no setor de transportes, em face, principalmente, do aumento da frota de veículos leves flex fuel. Ainda contribui para essa redução eventuais limitações que possam surgir a uma maior expansão da área ocupada com a cultura da cana. O uso mais intenso do etanol como combustível automotivo reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre a demanda e o refino de petróleo.

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. A tabela 5.6 resume os principais indicadores do balanço da cana para fins energéticos.

Tabela 5.6 – Produtos da Cana-de-açúcar: Indicadores Seleccionados

	2005	2010	2020	2030
Etanol (10⁶ m³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,3	14,2	11,5
Consumo em transportes	13,3	18,6	32,4	53,3
Energia primária (10⁶ t)				
Produção de caldo de cana ¹	97,9	150,5	291,5	345,3
Produção de melão ¹	12,5	19,2	38,9	53,1
Produção de biomassa ²	106,5	136,3	245,0	367,4
Cana-de-açúcar				
Produção (10 ⁶ t)	431	518	849	1.140
Área plantada (10 ⁴ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Produtividade (t/ha)	77,0	77,3	80,1	81,4

1/ processado nas destilarias para produção de etanol

2/ inclui bagaço e recuperação da palha: biomassa em base úmida

• Eletricidade

O consumo total de energia elétrica, em 2030, é estimado em 1.083,4 TWh, o que significa uma expansão de 4,0% ao ano desde 2005. Note-se que a estratégia para atendimento dessa demanda contempla iniciativas na área de eficiência energética (adicionais a um progresso autônomo intrinsecamente considerado nas projeções), que “supririam” uma parcela, cerca de 5%, dessa demanda. Assim, o requisito de produção seria de 1.030,1 TWh. A tabela 5.7 resume os principais indicadores relativos ao balanço da eletricidade.

Do lado da oferta, destaca-se a redução das perdas totais, que se admite reduzidas, em 2030, para 13,8%.

A energia hidráulica segue mantendo 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% (considerando que grande parte da importação é de origem hidrelétrica: Itaipu e outras binacionais). Em contrapartida, a geração térmica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis (ou não convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentam 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.

Tabela 5.7 – Eletricidade: Indicadores Seleccionados (em TWh)

	2005	2010	2020	2030
Balanco geral				
Oferta interna	441,9	572,1	826,6	1.194,9
Produção	402,9	533,4	782,5	1.151,0
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	486,2	706,6	1.030,1
Perdas	15,1%	15,0%	14,5%	13,8%
Produção¹				
Centrais de serviço público	363,1	496,0	719,3	1.055,8
Hidráulica	325,1	395,0	585,7	817,6
Nuclear	9,9	15,0	30,5	51,6
Carvão mineral	6,1	13,0	15,6	31,4
Gás natural	13,9	58,4	61,5	92,1
Biomassa da cana	0	1,1	14,6	33,5
Centrais eólicas	0,9	3,6	5,0	10,3
Resíduos urbanos	0	0	1,0	6,8
Outras fontes	7,2	9,9	5,4	12,5
Autoprodução	39,8	37,4	63,2	95,2
Consumo²				
Programa de conservação ³	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	17,6	25,8	39,0
Residencial	83,2	105,3	169,1	283,3
Industrial	175,4	237,0	338,3	455,5
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3
Outros ⁴	16,9	19,0	26,1	38,3

1/ a partir de 2010, a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção das centrais elétricas de serviço público.

2/ a projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica.

3/ programa de conservação induzido

4/ inclui transportes e agropecuária.

Do lado da demanda, além das iniciativas de incremento da eficiência energética, observa-se que o setor industrial segue sendo o principal segmento do consumo (42% em 2030), mas 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, não obstante os avanços que possam ser obtidos na área de eficiência energética. 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.

Nas figuras 5.11 e 5.12 pode-se observar a evolução da estrutura da oferta e do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

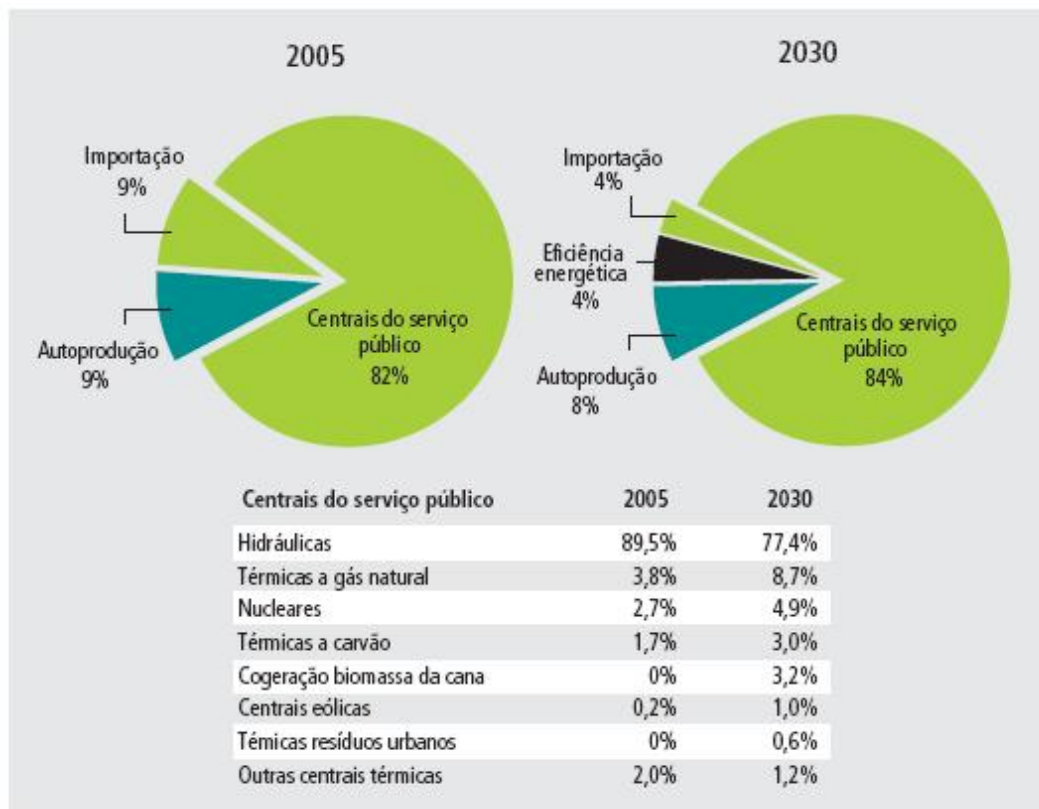


Figura 5.11 – Estrutura da Oferta de Eletricidade

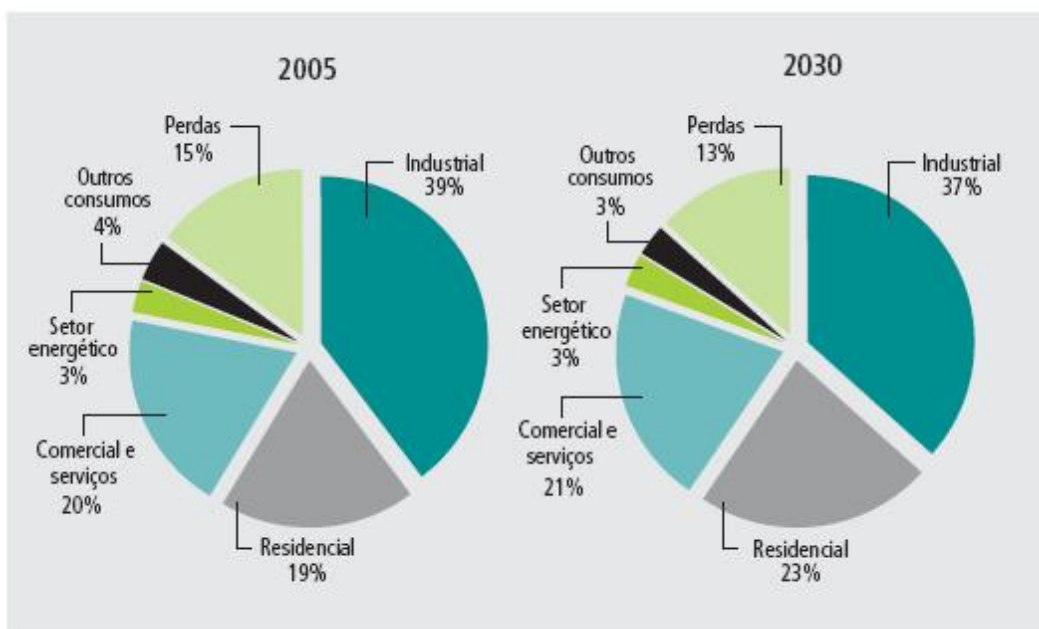


Figura 5.12 – Estrutura do Consumo de Eletricidade

A estratégia de atendimento à demanda contemplou a execução de um programa de ações e iniciativas na área de eficiência energética tal que pudesse “retirar” do mercado algo como 53 TWh em 2030. Trata-se de uma conservação adicional àquela intrinsecamente considerada nas projeções de demanda. A hipótese de frustração dessa conservação adicional significa admitir, por consequência, uma expansão maior da oferta, quantificada em 6.400 MW. Tendo em vista as limitações à expansão hidrelétrica dadas pela classificação socioambiental considerada para o potencial hídrico, essa oferta adicional seria basicamente constituída por termelétricas (cerca de 94%, ou 6.000 MW).

A estratégia para o atendimento em um cenário alternativo, mais alto, de demanda (Cenário 1), envolveria uma expansão adicional não só do programa de conservação, como também do parque gerador, inclusive com maior utilização do potencial hidrelétrico, isto é, além daquele definido pela análise dos condicionantes ambientais. Significa admitir a consideração, nesse caso, de parte do potencial classificado como de maior complexidade ambiental. A potência adicional total requerida seria de 20.900 a 22.200 MW, dependendo da extensão da utilização do potencial hidrelétrico. A expansão termelétrica corresponderia entre 45 a 55% da potência adicional requerida. Em relação ao cenário de referência, apenas no segmento de geração de energia elétrica, seriam demandados investimentos adicionais de US\$ 37 a US\$ 46 bilhões.

Essas análises de sensibilidade ratificam a tendência de que, a longo prazo, o sistema elétrico passa a demandar termelétricas tipicamente de base, ainda que, abstraindo-se da questão da complexidade ambiental, haja um potencial hidrelétrico importante a aproveitar.

5.3.2

Emissões de gases de efeito estufa

A emissão de gases de efeito estufa torna-se, a cada dia, uma questão das mais relevantes diante da crescente preocupação mundial com as mudanças globais do clima, especialmente o aquecimento do planeta.

Nesse aspecto, o Brasil tem-se destacado por apresentar 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 brasileira², 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 CO₂. Como destacado anteriormente, prevê-se forte crescimento na evolução do consumo total de energia primária no Brasil. Nos primeiros anos este crescimento é capitaneado pelos condicionantes de curto prazo e pelo reflexo de decisões de investimento já tomadas. Nas décadas seguintes são os condicionantes inerentes do cenário econômico que determinam a evolução da demanda de energia. Não obstante essa forte expansão, a taxa de crescimento da demanda de energia é progressivamente menor em relação à taxa do PIB.

Assim, em razão do aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética, o nível de emissões de CO₂ deverá se ampliar ao longo do horizonte do estudo, mas com taxas médias de crescimento abaixo das taxas da demanda interna de energia. De fato, projetam-se emissões de pouco mais de 770 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, com taxa média anual de 3,5% sobre 2005, enquanto que a demanda de energia cresce a 3,8% aa.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica em distintos ritmos de crescimento das emissões totais de CO₂. 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. Assim, como se pode observar na figura 5.12, são os derivados de petróleo os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 58% do total. A despeito de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para aproximadamente 21% 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 18% das emissões totais de CO₂ em 2030.

Do lado produtivo, o setor de transportes e a indústria são os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo – 68% do total (ver Figura 2.13). A geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), cerca de 5% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 9% em 2005 para 14% em 2030.

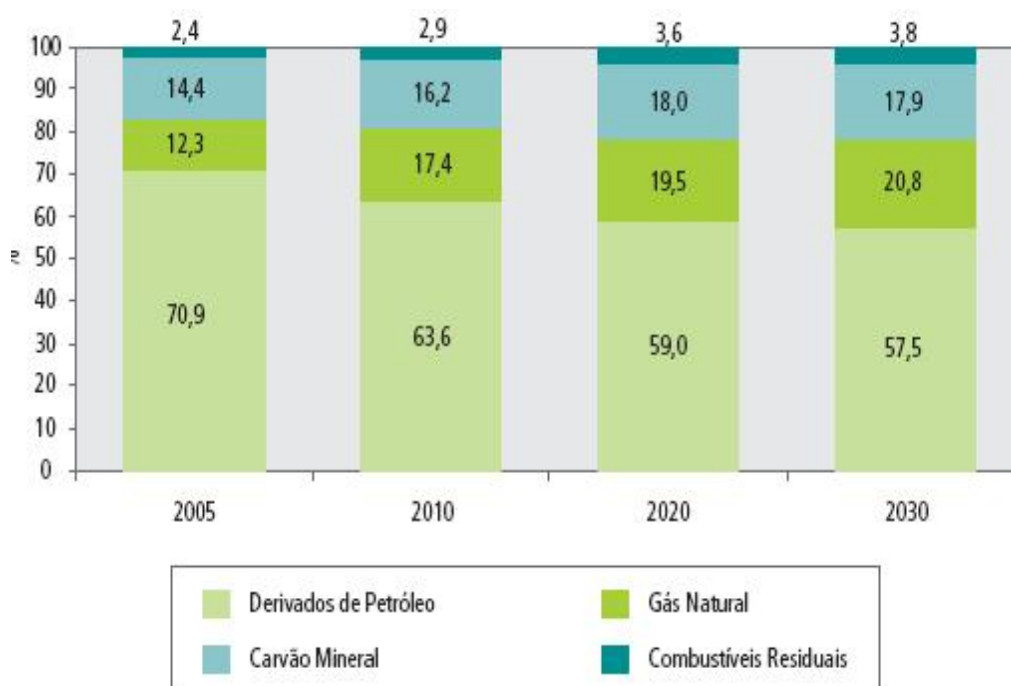


Figura 5.13 – Estrutura das Emissões de CO₂ por Fonte



Figura 5.14 – Estrutura das Emissões de CO₂ por Setor (em milhões de t de CO₂)

As emissões específicas, isto é, por unidade de energia consumida, crescem no início do período de estudo porém, passado o efeito das condições iniciais e dos fatores inerciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, passam a apresentar uma tendência declinante, como reflexo do aumento da participação de fontes renováveis (ver Figura 5.15). Nesse panorama, o índice de 1,48 tCO₂/tep, calculado para 2005, diminui para 1,38 tCO₂/tep no final do horizonte, passando por um valor máximo de 1,49 tCO₂/tep em 2010. Assim, o Brasil segue com uma matriz energética ainda mais limpa que a atual, e com índice de emissão de CO₂ ainda bastante inferior à média mundial atual.

Se, por um lado, o desenvolvimento de uma nação parece tornar irreversível o aumento das emissões, por outro há que procurar tornar também irreversível que, a médio e longo prazos, 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 podem induzir a reduções ainda maiores. Por exemplo, alterações estruturais nos modais de transporte de carga na direção de maior participação de ferrovias e hidrovias são possibilidades de ganhos na direção de reduzir o índice de emissões por unidade de energia consumida.

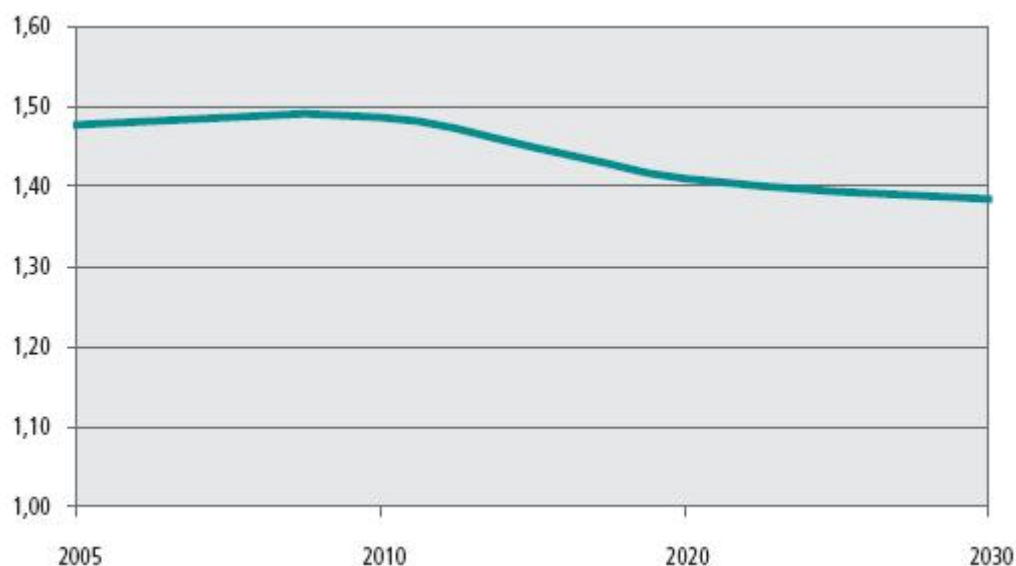


Figura 5.15 – Evolução das Emissões Específicas de CO2

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 ampliação de fontes renováveis de energia. Essas premissas refletem, em grande medida, políticas já definidas pelo governo brasileiro e medidas complementares na mesma direção. Entre as políticas já definidas, são evidências o PROINFA, os programas de conservação (PROCEL, CONPET e horário de verão), o Programa Brasileiro de Etiquetagem, a Lei de Eficiência Energética, o Programa Nacional do Biodiesel, o Programa do Álcool, 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.

5.3.3

Resumo dos Investimentos

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 5.15. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético será de US\$ 32,1 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB. A figura 5.15 ilustra a repartição dos investimentos projetados no período pelos principais setores.

Tabela 5.8 – Investimentos no Setor Energético (em US\$ bilhões)

	2005-2030	média anual	
Petróleo de derivados	392	15,7	48,8%
Gás natural	95	3,8	11,8%
Cana-de-açúcar	30	1,2	3,7%
Elettricidade	286	11,4	35,6%
TOTAL	803	32,1	100%

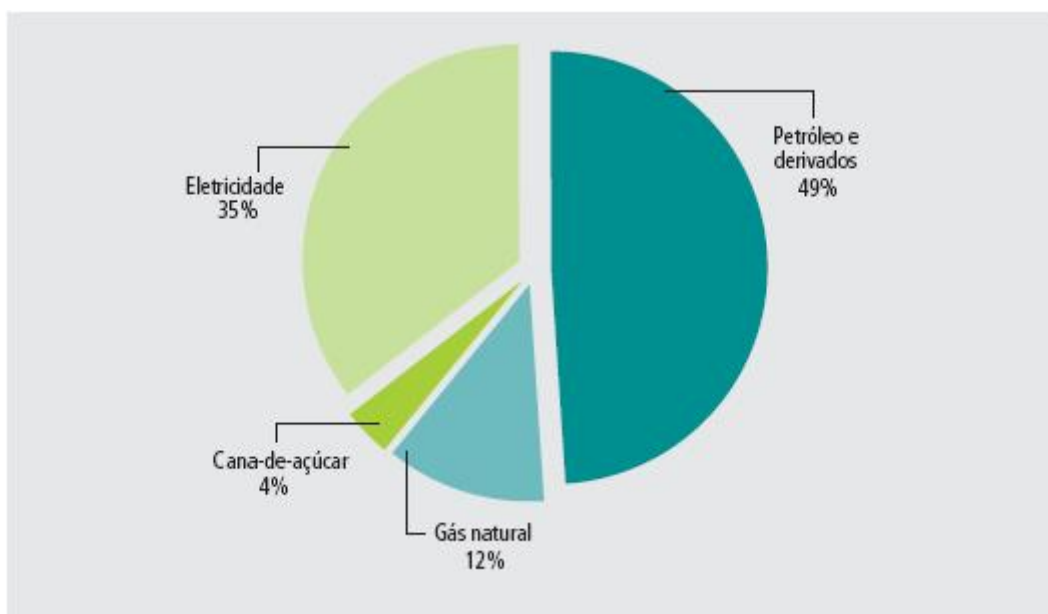


Fig. 5.16 – Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético
(período 2005-2030)

É importante ressaltar que essas estimativas de investimentos, 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 que 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.