

Substituição de derivados do petróleo no Brasil: questões urgentes

JOÃO LIZARDO DE ARAÚJO *
ANDRÉ GHIRARDI **

A política energética brasileira pós-1974 teve como eixo central a substituição do petróleo importado por fontes domésticas de energia, combinada com esforços conservacionistas. Porém, tanto nos esforços quanto nos resultados predomina a substituição. Este trabalho busca, então, analisar os componentes desta estratégia, revendo os mecanismos dos principais programas de substituição do petróleo e identificando seus impactos sobre o mercado energético, de modo a avaliar as implicações sobre esses programas da atual conjuntura, em particular as novas perspectivas de produção nacional de petróleo e gás natural.

1 — Introdução

Em resposta às crises do petróleo ocorridas em 1974 e 1979, que ameaçaram a segurança do fornecimento para a economia brasileira e elevaram opressivamente o custo das importações de petróleo do país na última década, a política energética brasileira convergiu para a substituição do petróleo importado por fontes domésticas de energia, combinada com esforços conservacionistas. No entanto, os resultados alcançados pela substituição têm sido, de longe, os mais espetaculares.

A estratégia da substituição apóia-se em dois elementos: primeiramente, no aumento da exploração e da produção domésticas do petróleo; e, em segundo lugar, na promoção dos combustíveis não-petrolíferos como uma alternativa para os setores industrial e de transportes, substituindo, respectivamente, o óleo combustível e a gasolina. A promoção dos combustíveis não-petrolíferos baseou-se, substancialmente, em dois instrumentos:

a) desincentivos ao emprego de derivados do petróleo através do aumento de preços e de impostos — especialmente da gasolina — e da imposição de quotas: após a crise do petróleo em 1979, alongando-se pelos anos 80, foi severamente racionada a utilização do óleo combustível, gerando incerteza quanto à sua disponibilidade para usuários industriais; e

* Da Área Interdisciplinar de Energia da COPPE.

** Do Lawrence Berkeley Laboratory da Universidade da Califórnia, Berkeley.

b) incentivos fiscais e subsídios às formas alternativas de energia, ou seja: acordos e subsídios ao emprego do carvão vapor nas indústrias de cimento, aço e papel; subsídios ao uso da hidreletricidade (disponível devido à existência temporária de capacidade ociosa) para produzir vapor na indústria; e incentivos e subsídios à produção e utilização de álcool combustível como substituto da gasolina nos automóveis. Os principais exemplos de programas que oferecem tais incentivos são o PROÁLCOOL, o EGTD e os Protocolos do Papel, do Cimento e do Aço.

O cruzamento entre a estratégia de substituição, a estrutura de refino do petróleo no país e a composição da demanda teve como fruto grandes excedentes, tanto de gasolina quanto de óleo combustível, ao mesmo tempo em que o óleo diesel tornou-se o mais utilizado dentre os derivados do petróleo. A médio e longo prazos, não é fácil exportar esses excedentes, uma vez que há ampla disponibilidade de óleo combustível no mercado mundial e o baixo número de octanas da gasolina produzida no Brasil não é compatível com os motores de automóveis em outros pontos da região ou do mundo. Além disso, embora seja possível melhorar a qualidade da gasolina, as perspectivas para o mercado mundial continuam desencorajadoras, não justificando uma estratégia baseada na exportação, diante dos excedentes cada vez maiores.

Em vista disso, parece não haver estímulo econômico para continuar subsidiando as alternativas para a gasolina e o óleo combustível, especialmente se levarmos em consideração que estes subsídios consomem fundos extremamente necessários em outras áreas. Por outro lado, os subsídios ora existentes não podem ser eliminados sem causar graves desequilíbrios sócio-econômicos, que acarretariam graves perdas para o mercado energético e outros setores da economia.

O objetivo desta análise é rever os mecanismos dos principais programas de substituição do petróleo atualmente existentes, identificando o impacto que tiveram no passado sobre o mercado energético e as possíveis consequências de alterações nos objetivos e condições operacionais destes programas, tendo em mente as novas perspectivas de aumento na produção doméstica de petróleo e de auto-suficiência nacional.

2 — Retrospectiva da história recente

A política energética brasileira após 1974 caracterizou-se por seus intensos esforços voltados para a diminuição da dependência do petróleo importado, em duas vertentes: a) aumentar significativamente a produção doméstica de petróleo; e b) substituir o petróleo por outros recursos domésticos. A conservação em si mesma não foi alvo da mesma atenção, embora tenham sido alcançados alguns resultados expressivos e ainda sejam dignos de nota alguns programas, como o CONSERVE (que será discutido mais adiante). Esta política, a grosso modo, foi bem-sucedida.

Mas este sucesso só foi obtido a um preço que deve ser (e está sendo) avaliado para possibilitar uma redefinição da política energética, tanto a curto como a longo prazo.

Embora tenhamos falado de uma política energética, um exame mais atento traz à luz períodos ou fases que não são totalmente consistentes entre si. Assim, o período 1974/84 abrange três fases distintas: a) 1974/78; b) 1979/81; e c) 1982/84. Como veremos, o ano de 1985 pode representar o início de um novo período, que trará desdobramentos expressivos. Revisemos sucintamente as principais características destas fases.

2.1 — 1974/78: o melhor dos mundos entre dois choques

As linhas mestras da política global em relação a programas e instituições foram traçadas durante este período. Contudo, suas premissas básicas, bem como o contexto internacional, diferiam daquelas de outros períodos. O “milagre brasileiro” estava ainda na ordem do dia, os petrodólares fluíam obsequiosamente, a taxas de juros bastante baixas, ou até mesmo negativas — dada a inflação do dólar —, e os preços do petróleo eram estáveis (ou diminuía, em termos reais). Na suposição de que as condições internacionais permaneceriam favoráveis por um período suficientemente longo, o governo federal lançou uma série de projetos que tinham como meta reduzir a vulnerabilidade do país não somente no setor energético, mas na economia como um todo. A escala de muitos destes projetos era tal que os investimentos exigiam a tomada de vultosos empréstimos do exterior, o que, dada a premissa, não parecia constituir uma ameaça para o futuro da economia. Como demonstraremos mais adiante, seus resultados foram mistos: embora as condições favoráveis tivessem durado menos do que o previsto, e a alta das taxas de juros fizesse a dívida crescer como bola-de-neve antes que muitos projetos pudessem apresentar resultados, pode-se argumentar em alguns casos que os projetos foram bem-sucedidos e que deram ao país uma flexibilidade adicional que compensa, em muito, o que custaram.¹ Em outros casos, porém, tal como no Programa Nuclear, o saldo parece ser essencialmente negativo: de fato, as premissas implícitas de condições favoráveis e contínuas altas taxas de crescimento com um alto grau de centralização de decisões políticas e econômicas tendiam a conduzir a desperdícios.

Eram os seguintes os componentes da política energética durante este período:

Petróleo. Aumento da produção, tanto domesticamente (esquemas de produção acelerada na bacia de Campos) quanto no exterior (especial-

¹ Recentemente, alguns autores reexaminaram a política econômica global deste período, que coincidiu com o II PND, salientando alguns destes aspectos [ver, por exemplo, Castro e Souza (1985)].

mente no Iraque, onde a PETROBRAS descobriu o campo gigante Majnoon; mais tarde, as atividades da empresa no exterior voltaram-se para a negociação de melhores condições com os fornecedores de petróleo e para a atuação como empresa comercial de importação-exportação), intensificação da prospecção e, especialmente, abertura de campos selecionados para exploração e desenvolvimento por companhias transnacionais sob contrato de risco.

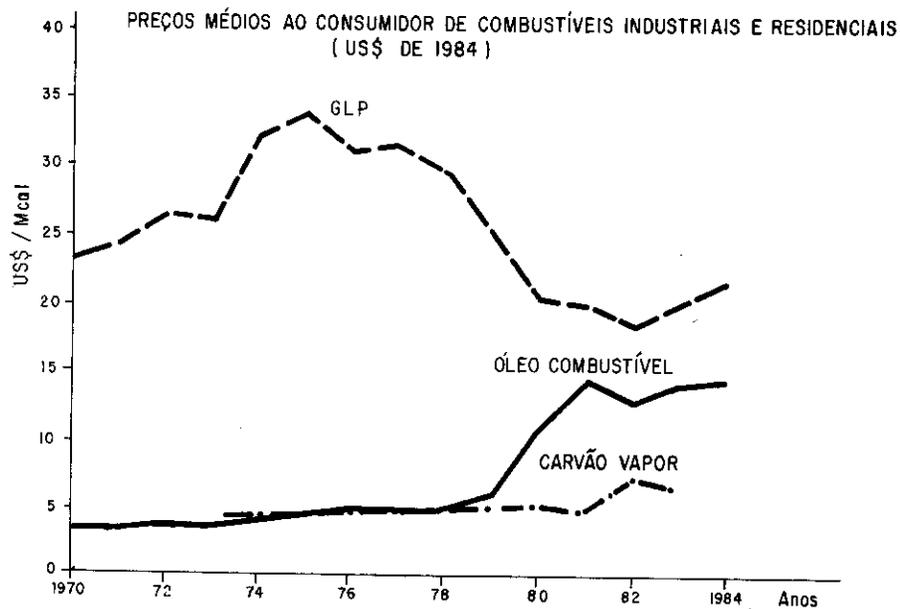
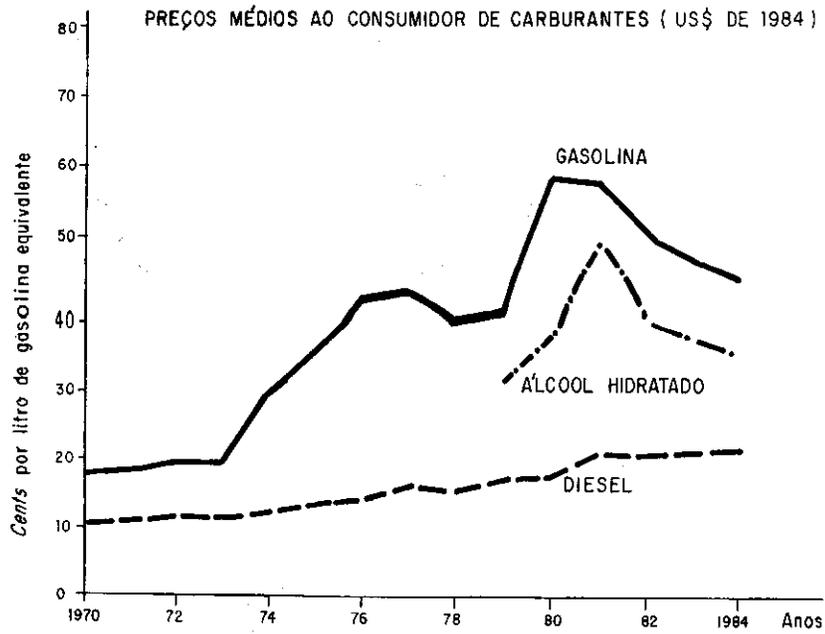
Derivados de petróleo. A gasolina era vista como o derivado crítico que poderia ser facilmente substituído, dentro de certos limites. Assim sendo, seu preço foi substancialmente elevado, os postos de gasolina foram fechados durante os fins de semana e, além disto, foi implementada a primeira fase do PROÁLCOOL (discutida adiante). Quanto a outros derivados de petróleo, durante este período seus preços sofreram aumentos menores; no caso do GLP, houve uma redução de preço após o aumento que se seguiu imediatamente ao primeiro choque do petróleo (Gráfico 1). Muito embora os preços do óleo diesel e do óleo combustível tenham aumentado em 40 a 50% em comparação com a sua média em 1973, os preços da gasolina foram elevados em mais de 120% entre 1973 e 1977. De fato, não só esses derivados (diesel, óleo combustível e GLP) eram considerados não-críticos, mas havia uma preocupação de não penalizar seu uso, quer devido a seu papel na produção econômica, quer em vista do desejo de expandir seu uso, como era o caso em relação ao GLP.

Carvão. Enfatizava-se, por um lado, o emprego da produção doméstica de carvão vapor, que era um subproduto da produção de carvão metalúrgico, e, por outro, a intensificação da prospecção e da produção. No entanto, durante este período, os aumentos reais no uso do carvão limitaram-se às indústrias de aço e de cimento, através de protocolos formais. Foram ensaiados acordos semelhantes com outras indústrias, os quais produziram um pequeno aumento na utilização do carvão. Contudo, a intensidade de uso desse combustível na produção de celulose e papel na verdade decaiu durante esta fase. Além disso, planejaram-se usinas termelétricas a carvão junto às minas, a fim de utilizar o carvão com alto teor de cinzas, pré-tratado no local.

Eletricidade. O desenvolvimento de grandes projetos hidráulicos prosseguia num ritmo acelerado, e o acordo Brasil-Alemanha deu início ao Programa Nuclear. A premissa básica era que o crescimento da demanda atingiria índices tais que, em 1990, o Sudeste do país estaria deficitário, e a transmissão do Norte, a longa distância, seria antieconômica. No entanto, mesmo durante este período, novos estudos demonstravam que o potencial econômico da energia hidráulica era substancialmente superior ao que se supunha anteriormente, enquanto o oposto se deu em relação à energia nuclear, cujos custos aumentaram muito [ver ELETROBRAS (s.d.)]. Estes fatos levaram a grandes reduções no plano nuclear, de 65 para 18 GW no final do período, ao passo que os projetos hidrelétricos não foram afetados, sendo Itaipu e Tucuruí os exemplos mais conhecidos.

Alcool. O Programa Nacional do Alcool (PROÁLCOOL) foi criado em novembro de 1975, com o duplo objetivo de substituir a gasolina

Gráfico 1



FONTE: Dados do CNP (preços correntes) deflacionados pelo IGP e convertidos à taxa de câmbio de julho de 1984. Considerou-se que 1 litro de diesel equivale a 1,4 litro de gasolina e que 1 litro de álcool hidratada corresponde a 0,8 litro de gasolina.

pelos combustíveis do álcool e, ao mesmo tempo, garantir estabilidade à indústria açucareira.

Como o açúcar sempre foi um dos principais produtos de exportação do Brasil, a estabilidade da indústria açucareira é importante para a economia brasileira. Os preços internacionais do açúcar podem variar muito em períodos de poucos meses, o que freqüentemente causa problemas financeiros aos produtores. A criação do PROALCOOL ocorreu em resposta às mutações do mercado do petróleo, mas era, também, ao mesmo tempo, um instrumento de sustentação para a indústria açucareira, num momento em que esta se defrontava com uma grande queda de cotação de seu produto, após um período de preços recordistas no final de 1974.

O sucesso do PROALCOOL só pode ser compreendido no contexto da longa tradição do uso do álcool combustível no Brasil, misturado à gasolina, em pequenas quantidades, desde 1934, como um mecanismo regulador do mercado açucareiro. Para este fim, todo engenho de cana mantinha, junto a si, uma destilaria anexa, tendo acumulado muita experiência e pesquisas sobre o emprego de misturas de álcool com a gasolina.

Com o PROALCOOL, porém, tanto a escala como os objetivos eram novos, e a produção de álcool só veio a aumentar consideravelmente em 1976/77. Só quando os preços do açúcar caíram vertiginosamente, em 1975/76, é que teve início a produção de quantidades maiores de álcool.

Ao ser implantado, o PROALCOOL baseava-se, primordialmente, no aproveitamento da capacidade ociosa das destilarias anexas aos engenhos e no aumento da quantidade de álcool anidro adicionada à gasolina em uma ordem de grandeza (o plano também estimulou a construção de novas destilarias autônomas e pesquisas sobre motores movidos a álcool).

O incentivo básico aos produtores era, e ainda é, o fato de a PETROBRÁS adquirir o álcool de maneira equivalente ao que ocorria com o açúcar (com preços e alíquotas fixadas pelo IAA com base no custo, o que significa que o preço do produtor varia entre regiões, embora os preços ao consumidor sejam equiparados pelo CNP, ocorrendo, assim, uma transferência de renda em favor de regiões menos eficientes em termos de custos), mas foram estabelecidos incentivos adicionais, mormente através de subsídios creditícios para produtores.

Outras biomassas. Pouco foi feito, além da assinatura de protocolos com alguns setores da indústria — aço e ferro, cimento, papel e celulose — para aumentar sua utilização de lenha ou de carvão vegetal como combustível. De fato, tratavam-se de setores que já utilizavam estes combustíveis, e os protocolos tinham como meta basicamente uma maior eficiência e continuidade, demandando um crescente comprometimento com lenha oriunda de florestas plantadas. Houve, cumpre mencionar, algumas pesquisas em termos de alternativas ao etanol de cana-de-açúcar como combustível para motores, tais como o etanol de mandioca ou de óleos vegetais, mas que não foram levadas adiante.

2.2 — 1979/81: conseqüências do segundo choque

O segundo choque do preço do petróleo aniquilou grande parte das premissas da antiga política. A transformação radical das condições internacionais foi tão precipitada, repentina e intensa que não permitiu uma transição suave sequer em projetos que eram basicamente sólidos. Para alguns, como, por exemplo, o Programa Nuclear, o preço a pagar tornou-se desproporcional a seu benefício esperado, e o desperdício antes tolerável passou a restringir drasticamente a gama de escolhas possíveis. A orientação da política econômica mudou várias vezes (apesar de estar centralizada nas mãos de um só decisor), embora seu eixo central continuasse a ser a súbita carga imposta pelos exorbitantes aumentos das taxas de juros e dos preços do petróleo. Os empréstimos, anteriormente contraídos para financiar projetos, eram agora necessários para financiar as despesas da própria dívida.

A política energética reagiu freneticamente a esta situação. Ao lermos o “Modelo Energético Brasileiro” (MEB) [ver Ministério das Minas e Energia (1979)], não encontramos um modelo, ou sequer um plano, mas sim uma descrição de metas que, essencialmente, equivalem a tentar substituir, ao máximo, o petróleo importado, explorando todas as vias possíveis; o xisto betuminoso, a turfa e grande número de outros combustíveis não-convencionais eram explicitamente mencionados. Objetivos ambiciosos foram estabelecidos para o carvão e o álcool, e os investimentos na exploração e produção do petróleo mais do que dobraram em 1981, em relação a 1978. Outro exemplo desta atitude foi a quota de óleo combustível imposta às indústrias durante 1980, que, embora extinta em seguida, teve o efeito de fazer os industriais preocuparem-se com o fornecimento de energia, começando a buscar substitutos e maior eficiência. Deste modo, foram atraídos por um programa de conservação de energia,² apesar das reclamações sobre sua lenta burocracia.

Revisemos algumas das características deste período:

Petróleo. Os investimentos totais aumentaram de US\$ 1,7 milhão (1984) em 1978 para US\$ 2,2 milhões em 1981, enquanto a parcela dedicada à exploração e produção subiu de 54 para 90% dos investimentos naquele período [ver PETROBRÁS (1985)]. A atividade de perfuração duplicou, e tanto as reservas como a produção aumentaram.

Derivados de petróleo. O óleo diesel passou a ser considerado como o derivado restritivo, e cada vez mais, já que praticamente todos os veículos comerciais novos estavam equipados com motores a diesel. No

² Denominado CONSERVE e administrado pela Secretaria de Tecnologia Industrial (STI) do Ministério da Indústria e do Comércio (MIC), seu objetivo era principalmente prestar auxílio a indústrias que desejavam melhorar sua eficiência energética, buscando assessoramento e incentivos.

entanto, admitiu-se que as refinarias poderiam suportar uma mudança razoável de perfil, de tal modo que os esforços de substituição da gasolina e do óleo combustível significariam uma redução líquida da quantidade de petróleo importado. Ao mesmo tempo, elevaram-se substancialmente os preços da maioria dos derivados, com duas exceções: a nafta para a indústria química e o GLP para o setor residencial.

Programas de substituição. Foram revisados os protocolos para carvão, carvão vegetal e madeira, sendo estabelecidas novas metas. De acordo com o MEB (versão revista: 1981), a produção total de carvão deveria ser elevada de cinco para 19,7 milhões de toneladas por ano até 1985; começaram a ser exploradas, também, alternativas para o óleo diesel. Sem dúvida, o programa de substituição levado mais longe foi o PROALCOOL, merecendo, portanto, exame em separado.

Alcool. Teve início uma segunda fase do PROALCOOL, com ênfase em destilarias autônomas e veículos movidos a álcool hidratado. Até então, a produção de álcool baseava-se primordialmente na capacidade existente; por outro lado, a quantidade de etanol misturada à gasolina podia variar livremente (até o limite de 20%), pouco alterando o desempenho do veículo, o que fazia do etanol um excelente regulador para fins de política. A esta altura, foram introduzidos dois fatores de inflexibilidade: havia necessidade de substanciais aumentos da capacidade, e dois tipos diversos de motores adequados para combustíveis distintos (o programa deixou de ser um mecanismo reversível, tornando-se um compromisso irreversível). A indústria automobilística, inicialmente reticente, converteu-se em entusiasta, motivada pela queda de vendas de veículos a gasolina.

Foi introduzido um novo elemento de política: vantagens fiscais para compradores de veículos movidos a álcool (e vantagens creditícias também, durante vários anos) e um compromisso governamental de limitar o preço do álcool hidratado a 65% do preço da gasolina. Esta política introduziu uma certa defasagem entre os preços do produtor e os preços ao consumidor, resultando em subsídios temporários ao álcool (embora não estejam publicadas evidências suficientes que comprovem ter sido substancial seu valor líquido), dependendo do momento e do volume de reajustes para ambos os preços. A euforia inicial em torno dos carros a álcool foi seguida de uma queda vertical nas vendas, tão logo problemas técnicos foram detectados e depois de ter ficado claro que a produção de álcool, àquela altura, não podia atender à demanda.

Eletricidade. O Programa Nuclear foi seguidamente revisto para baixo, embora o lobby nuclear alcançasse vitórias parciais, tais como o compromisso de construir usinas adicionais em São Paulo. Olhando para trás, a característica mais extraordinária do período é que empresas financeiramente sólidas, como a PETROBRAS e a ELETROBRAS, foram forçadas a contrair empréstimos não por necessidade própria, mas para suprir o governo com divisas fortes, assim enfraquecendo muito sua posição financeira, especialmente no setor elétrico.

2.3 — 1982/84: crise da dívida e recessão doméstica

Em 1981, o país já havia sofrido uma recessão econômica. Em 1982, presenciou-se um crescimento muito pequeno, mas a dívida externa era tal que, em setembro, o Brasil precisou imitar outros países latino-americanos e apelar ao FMI. As negociações geraram uma política de produção de grandes excedentes a qualquer preço, através da combinação de um aumento das exportações e um corte das importações, desembocando numa recessão em 1983. Nos dois anos que se seguiram, a economia demonstrou elasticidade suficiente para criar grandes *superavits* na exportação e ainda crescer a um índice razoável de 6% ao ano, surpreendendo não só a maior parte dos observadores, mas também os planejadores.³ (Mais notável ainda é que este crescimento deveu-se à indústria, em particular a seus setores modernos.)

No setor energético, as principais características foram: cortes dos investimentos, com o setor elétrico sendo particularmente afetado; consolidação da segunda fase do PROALCOOL, vencendo obstáculos técnicos e tornando-se um forte grupo de interesses; maturação dos esforços anteriores na exploração do petróleo e criação do programa EGTD (ver adiante), fornecendo hidreletricidade a baixos custos para uso em caldeiras, dado o excesso na capacidade de geração que a recessão criou.

Petróleo. Embora os cortes efetuados em 1983 e 1984 reduzissem o investimento total do recorde de US\$ 3,1 bilhões em 1982 para US\$ 1,7 bilhão em 1984 (dólares constantes de 1984) [ver PETROBRAS (1985)], esta quantia era ainda superior aos investimentos de 1980; e a atividade de perfuração sofreu apenas um declínio moderado, de 10 a 15%. Neste meio tempo, a produção elevou-se a mais do dobro dos números para 1981, chegando, em 1984, a 27 milhões de metros cúbicos ou 470 mil barris por dia, enquanto as reservas aumentavam em 36%, para aproximadamente 2,6 bilhões de barris [ver PETROBRAS (1985)].

Derivados de petróleo. As medidas anteriormente adotadas levaram a um substancial aumento da parcela do óleo diesel na refinação e a uma igualmente substancial queda nas parcelas tanto da gasolina como do óleo combustível. Deste modo, vários esquemas tiveram de ser adotados para impedir a criação de excedentes virtualmente não vendáveis destes combustíveis. Dentre estas estratégias, predominou a mistura de uma parte de nafta leve ao diesel até um nível que não fosse prejudicial aos motores, embora as especificações do óleo diesel tenham ficado substancialmente alteradas. Adicionalmente, a razão entre o preço da gasolina e do óleo

³ Comunicação pessoal de um economista que na época pertencia aos quadros da Secretaria de Planejamento da Presidência da República (SEPLAN).

diesel, que havia atingido a cota de 2,3 em 1980, foi baixada para 1,4 em 1984 (os preços reais da gasolina sofreram uma queda de 23% no mesmo período), e os preços do GLP tiveram um ligeiro aumento, invertendo a tendência anterior num esforço para desencorajar seu uso clandestino nos automóveis.

Alcool. A solução de problemas técnicos, combinada com um conjunto abrangente de incentivos ao consumidor e uma grande capacidade de produção, reverteu decisivamente o mercado. Em dois anos, os veículos a gasolina assumiram uma posição marginal nas vendas de veículos novos, criando assim um novo problema: um excedente de gasolina estruturalmente crescente. A capacidade instalada das destilarias de álcool cresceu rapidamente, de modo que, a partir de 1983, os estoques de álcool tornaram-se sistematicamente superiores ao tecnicamente recomendável, criando uma nova fonte de preocupação. É verdade que a superprodução provinha parcialmente da recessão, a qual não havia sido prevista nos objetivos e créditos estabelecidos para o PROALCOOL. Em 1984, o consumo de álcool (em barris de óleo equivalente) já era superior ao da gasolina e, em 1985, foram ultrapassados os objetivos estabelecidos pelo MEB.

Nesta nova situação, reduziram-se drasticamente os créditos para a produção e expansão da produção e enrijeceram-se os critérios para o licenciamento de destilarias, o que, no entanto, não impediu a criação de nova capacidade, com ou sem fundos do governo.⁴ Com efeito, a indústria do álcool tinha alcançado maturidade suficiente para poder passar sem empréstimos subsidiados, demonstrando assim que os preços recebidos pelos produtores eram suficientes para a capitalização do setor, apesar das reclamações das destilarias.⁵

Carvão. Devido à existência de capacidade excessiva, os cortes dos investimentos na produção de carvão não tiveram grandes conseqüências. Apesar dos objetivos do MEB — de 19,7 milhões de toneladas de produção vendável total em 1985 —, em 1984 atingiram-se apenas 7,5 milhões de toneladas, 50% acima dos números para 1979. Deste aumento, a produção

⁴ Em 1984, o aumento de capacidade enquadrado no PROALCOOL, foi de 1,4 milhão de m³/ano, dos quais apenas 0,2 com crédito do PROALCOOL [dados da CENAL, *apud* Silva e Guimarães (1985)].

⁵ Num texto muito bem documentado, Borges, do COPERSUCAR, apresenta a evolução dos custos de produção, dos preços do governo e dos preços esperados pelos produtores das safras de 1978/79 e 1982/83, demonstrando que havia uma tendência de diminuição dos custos equivalente a 4% ao ano e que os preços do governo estavam muito próximos ao custo e eram insuficientes para remunerar adequadamente a indústria. Em vista do dinamismo demonstrado por aquela indústria e do fato de que, em ano algum, os preços do governo atingiram as expectativas dos produtores, é válido indagar se estas expectativas eram de fato mais um instrumento de barganha do que uma avaliação realista. [Ver Borges (1985) e Oliveira e La Rovere (1985).]

de carvão para vapor aumentou em dois terços, enquanto a do carvão metalúrgico efetivamente diminuiu devido à recessão [ver *Informativo Anual da Indústria Carbonífera* (1985)]. Mesmo assim, os dados colhidos para 1983 demonstram que a produção real, embora fosse, em média, 23% menor do que a produção planejada para o carvão para vapor, o consumo estava 8% abaixo da produção real e mais ou menos igual aos estoques existentes no final do ano. Este fato refletia o mercado limitado para o carvão, e não os estrangulamentos da produção e do transporte, embora estes sejam reais. Com efeito, a produção de eletricidade a carvão e a indústria do cimento responderam, em 1983, por três quartos do total do consumo do carvão para produção de vapor, sendo metade do restante dividido entre as indústrias química e de papel e celulose [Araújo (1985)].

Em vista das restrições e da capacidade excessiva, a maior parte dos subsídios foi reduzida ou eliminada, em particular aqueles para o transporte do carvão [ver *Informativo Anual da Indústria Carbonífera* (1985)]. É difícil apontar números exatos, já que os custos são um segredo bem-guardado das companhias mineradoras [Araújo (1985)] e que o mercado é estritamente regulado, com 18 preços diferentes, de acordo com o tipo e a origem do carvão, além de condições especificadas em contratos industriais individuais (que, cumpre recordar, concentram-se num número relativamente pequeno de grandes usuários).

Eletricidade. Vários projetos foram atrasados para atender aos cortes de investimentos, mas esta medida, devido à recessão, não afetou as condições da oferta em si. As condições de mercado foram grandemente alteradas, porém, pela instituição do programa EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado), criado especificamente para promover a substituição do óleo combustível pela hidreletricidade nas caldeiras industriais. No início de 1982, o EGTD começou a oferecer eletricidade a custos muito baixos (30% do preço normal) para indústrias dispostas a substituir caldeiras a óleo combustível por caldeiras elétricas. O diferencial de preço era tal que propiciava períodos curtos de amortização (de até 10 meses) para o novo equipamento, levando muitos usuários a mudar para a eletricidade como meio de gerar vapor. A motivação básica para esta política era que, como consequência da recessão econômica, havia um excesso de capacidade firme.⁶ Adicionalmente, tinha havido uma deterio-

⁶ Este conceito está ligado a sistemas de hidreenergia e significa a energia mínima que pode ser fornecida durante vários anos com uma margem fixa de risco, dado o comportamento conhecido das condições hidrológicas, do reservatório e das turbinas instaladas. Caso o consumo caia abaixo da capacidade firme, será preciso jogar fora a água; deste modo, o custo marginal de gerar energia é zero, uma vez que os custos operacionais são fixos para a hidreletricidade. Se, além disso, houver capacidade excessiva para a transmissão e a distribuição, o custo será apenas aquele relativo aos transformadores no ponto de distribuição, se houver.

ração das próprias tarifas normais: a taxa paga por um consumidor industrial com uma demanda de 25MW e um fator de carga de 90%, que havia atingido um pique de 26 milésimos de dólar/kWh em 1982, caiu para 18 milésimos de dólar/kWh em 1984 — e a queda continuou em 1985. Outras categorias de tarifas ao consumidor apresentaram o mesmo comportamento: uma queda de 30 a 35% em dois anos, continuando até junho de 1985 (ver tabela a seguir e Gráfico 2) [ELETROBRAS (1985b)].

A rigor, enquanto houve um excesso de capacidade firme, a tarifa do EGTD não implicava um subsídio, pois o custo marginal da hidrenergia, sob estas condições, era simplesmente o custo capitalizado de transformadores adicionais no ponto de entrega (apesar de isto ser discutível e se poder argumentar que as tarifas devessem incluir todos os custos fixos, mesmo com capacidade excessiva). Embora, a curto prazo, o EGTD pudesse fazer algum sentido, sua implantação e a deterioração das tarifas impostas ao setor elétrico tiveram duas conseqüências graves: em primeiro lugar, o excesso de capacidade foi logo absorvido, reduzindo a margem necessária para reagir a uma recuperação econômica; e, em segundo, as condições financeiras do setor foram enfraquecidas pelas tarifas reduzidas, numa época em que sua carga financeira era muito elevada, difi-

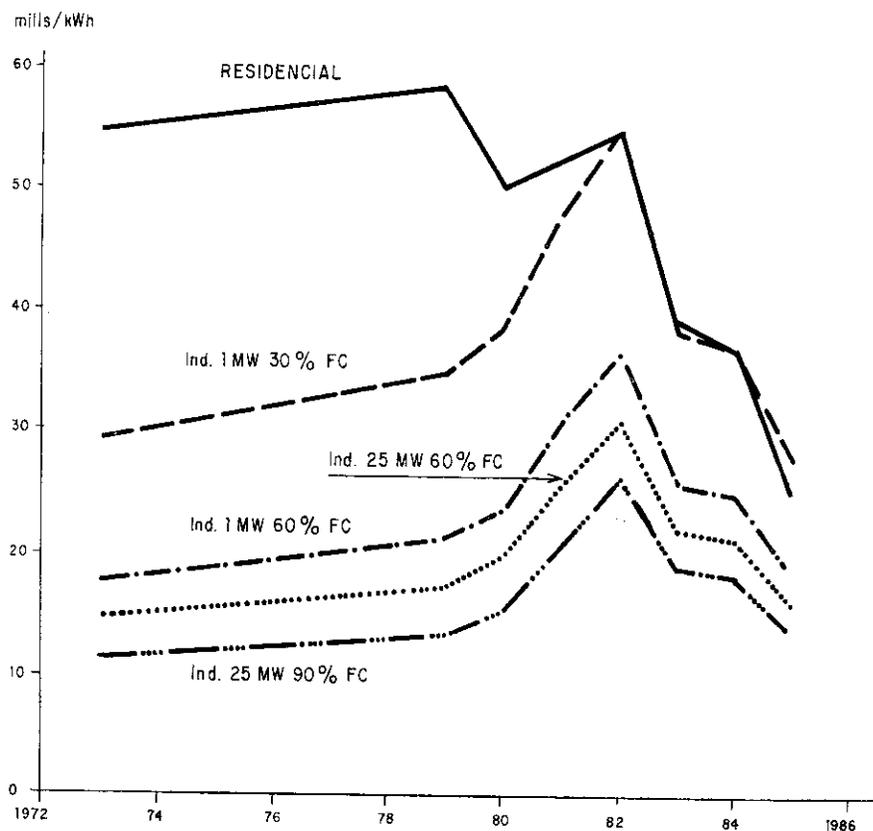
Tarifas elétricas em 1.º de junho (US\$ (correntes) mills/kWh)

Anos	Residencial (200kWh/mês)	Industrial				Ranking da razão de tarifas*
		1MW, 30%FC	1MW, 60%FC	25MW, 60%FC	25MW, 90%FC	
1973	54,59	29,34	17,70	14,92	11,48	22
1979	58,43	34,61	21,24	17,35	13,49	23
1980	50,17	38,34	23,56	19,94	15,51	20
1981	52,20	47,96	30,72	25,69	20,51	16
1982	54,00	54,69	36,36	30,59	26,12	11
1983	38,94	38,16	25,86	22,06	19,04	11
1984	36,55	36,76	24,91	21,25	18,34	14
1985	25,14	27,79	18,83	16,06	13,86	11

FONTE: ELETROBRÁS.

*Esta coluna dá o ranking do Brasil entre 23 países quanto à razão entre as tarifas residencial e industrial (25MW, 90% fator de carga); 1 representa a razão mais baixa. O ranking para 1973 cobriu apenas 22 países, pois a amostra não incluiu Portugal nesse ano; a amostra total incluiu os seguintes países: Alemanha, Argentina, Austrália, Áustria, Bélgica, Brasil, Canadá, Chile, Espanha, Estados Unidos, França, Gana, Irlanda, Israel, Itália, Japão, México, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Uruguai.

Gráfico 2
 TARIFAS ELÉTRICAS EM 1º DE JUNHO
 (US\$ (correntes) mills / kWh)



FONTE: ELETROBRÁS (1985 b).

cultando para o setor reagir às demandas da recuperação quando esta chegou.

O Programa Nuclear sofreu novos atrasos, na medida em que a Usina Angra I continuou a ser assolada por problemas técnicos, as estimativas de custo foram elevadas ainda mais e as condições se tornaram menos favoráveis. Por outro lado, o uso comercial da lenha e do carvão vegetal como substitutos para o óleo combustível aumentava a carga sobre os recursos florestais, que já sofriam as pressões da expansão da fronteira agrícola, de acordo com um estudo efetuado pelo CETEC (Centro de Estudos Tecnológicos do Estado de Minas Gerais) [Araújo (1985)].

3 — Situação atual e perspectivas ⁷

Atualmente (primeiro semestre de 1986), o mercado internacional do petróleo atravessa sua fase de maior ajuste desde o choque de 1979, e as incertezas são maiores do que jamais o foram. ⁸ Como esta situação afeta a política energética brasileira e quais são as perspectivas a longo prazo? Ao tentar responder a esta pergunta, devemos estar cientes do fato de que em 1985 já houve uma reorientação considerável da política energética brasileira. Apesar de muitos elementos de continuidade, a Nova República difere do regime anterior em dois aspectos decisivos: os decisores estão sujeitos à prestação política de contas e cresceu o espaço para a expressão das demandas sociais. Estas características propiciaram uma efetiva reorientação da política econômica em direção ao crescimento do mercado interno e dos programas sociais e, embora ainda não haja uma política energética claramente definida, notamos um interesse em reavaliar os programas existentes.

Esta reavaliação assume importância maior diante dos recursos limitados disponíveis para cobrir todos os investimentos necessários, o que significa que deve ser feito um esforço para reverter ou, pelo menos, atenuar a tendência passada de aumentar a parcela dos investimentos em energia na formação bruta de capital fixo. Além disso, a política adotada nos últimos anos levou ao surgimento de situações com profundas implicações para a futura política energética, as quais enumeramos a seguir.

3.1 — Acréscimos substanciais aos recursos de petróleo e de gás

Entre 1979 e 1985, a PETROBRAS aumentou sua produção de petróleo de 171 para 572 mil barris por dia (a partir de setembro de 1985, a média passou a exceder 600 mil barris por dia); neste mesmo período, triplicou a produção de gás, atingindo quase 15 milhões de m³ por dia em setembro último. Este crescimento fez-se acompanhar por um aumento menor nas reservas, de 1,25 para 2,0 bilhões de barris de petróleo e de 45 para 84 bilhões de m³ de gás, ambos entre dezembro de 1979 e dezembro de 1984 [ver Ministério das Minas e Energia (1980 e 1985)]. Tanto o aumento da produção como o das reservas devem-se a campos

⁷ Esta seção utiliza muitos dados levantados por um seminário organizado pela AIE-COPPE e co-patrocinado pelo CEC, FINEP e UNESCO, em novembro 1985, no Rio de Janeiro, sobre as perspectivas energéticas para o Brasil a médio e longo prazos; seus anais serão publicados em breve.

⁸ Assim, o Prof. Jacoby (1986), do MIT, considera provável uma faixa de preços entre US\$ 15 e US\$ 25, mas aponta fatores que podem acarretar movimentos para fora desta faixa. Efetivamente, conforme se pode ler na *Gazeta Mercantil*, de 15 de julho de 1986, em meados de julho o petróleo do Mar do Norte caiu abaixo de US\$ 9 o barril.

na plataforma continental, a profundidades de 400 metros, e, de acordo com dados da PETROBRAS, avalia-se que, nesta faixa, a exploração garantirá uma produção constante de 800 mil barris de petróleo por dia e duplicará a atual produção de gás. As maiores descobertas até agora, contudo, estão na faixa de 400-1.000 metros. Embora, compreensivelmente, relute em fornecer estimativas precisas das dimensões destes campos, a PETROBRAS reconhece que, supondo que os problemas técnicos sejam resolvidos, as descobertas em águas profundas feitas até agora permitirão uma produção adicional de 1 a 1,3 milhão de barris por dia entre 1995 e 2000, mantendo uma boa razão reserva/produção, acompanhada por uma produção de gás de 25 a 30 milhões de m³ por dia, ou aproximadamente entre 170 e 200 mil barris por dia em equivalente a petróleo. Os problemas técnicos em questão não devem ser subestimados, mas a PETROBRAS uniu-se a um esforço conjunto de grandes companhias transnacionais para desenvolver tecnologia de perfuração em águas profundas e já está aprimorando um esquema semi-automático para uma faixa intermediária de 400-600 metros. Supondo que tais esforços sejam bem-sucedidos, as necessidades de capital tenderão a ser maiores, embora as dimensões dos campos recém-descobertos tornem provável que seu custo por barril permaneça na vizinhança dos atuais custos (aproximadamente US\$ 15 por barril na plataforma continental).⁹ Naturalmente, este desenvolvimento dependerá, em grande parte, dos esforços feitos para desenvolver a tecnologia necessária, não só para que seja atingida a auto-suficiência de petróleo (em 1985, a produção nacional foi maior do que as importações de petróleo, com o consumo total de produtos de petróleo ficando em torno de 900 mil barris/dia), como também para que o petróleo desempenhe um papel mais importante do que aquele que lhe tem sido atribuído recentemente.

3.2 — *Deficits e superávits estruturais no perfil de refino*

Entre 1973 e 1974, mudou substancialmente a estrutura da demanda por produtos de petróleo. O uso do GLP aumentou de 6,6 para 10% do volume total consumido e o do óleo diesel teve um crescimento de 21,8 para 34,3%, enquanto o uso da gasolina em automóveis caiu de 30,6 para 14,2% e o do óleo combustível de 28,3 para 18,5%, de acordo com dados da PETROBRAS. Uma vez que uma alteração de tal ordem não poderia ser facilmente absorvida pelas refinarias, um terço da produção de gasolina e um quarto da produção de óleo combustível foram exportados em 1984, apesar de todas as medidas tomadas. Caso persistam as atuais tendências de substituição, as pressões sobre a estrutura de refino aumen-

⁹ Agradecemos ao Prof. A. Oliveira, da COPPE/UFRJ, por nos apontar este fato.

tarão: cenários de demanda construídos no Rio de Janeiro em novembro de 1985 apontaram projeções do consumo de gasolina caindo para menos de 1 milhão de m³ por ano no ano 2000 devido à obsolescência dos veículos a gasolina, substituídos por outros movidos a álcool e a diesel. De fato, caso seja mantida a atual política fiscal e de preços, o consumo da gasolina cairá a níveis desprezíveis num prazo de 10 a 15 anos.

As projeções também mostram que a parcela do óleo diesel aumentará até atingir metade de todos os produtos do petróleo consumidos e que a parcela do GLP permanecerá em torno de 12%. O destino do óleo combustível depende, em grande medida, de até que ponto e por quanto tempo a substituição persistirá.

Com efeito, como discutiremos adiante, há motivos para crer que a substituição do óleo combustível poderá, em breve, entrar em desaceleração, embora ainda haja espaço para o gás natural, o carvão vegetal e o bagaço de cana (que está intimamente ligado à expansão do álcool); todos têm custos baixos, embora o carvão vegetal tenda a ficar mais caro à medida que a oferta passe a ser baseada na madeira plantada, o que diminuirá suas vantagens comparativas.

Por contraste, o bagaço passou de um estorvo a ser queimado (e a ineficiência estava, portanto, embutida no projeto e operação das destilarias) para um bem comerciável que tem sido progressivamente adotado por indústrias próximas às destilarias. Trata-se de um mercado considerável, já que a maior parte da indústria de alimentos de São Paulo está localizada nesta área. Assim, em 1983, o bagaço já era o segundo combustível industrial mais usado em São Paulo [Conselho Estadual de Energia (1985)] e, no final do ano passado, conforme se pode ler no *Jornal do Brasil*, de 6 de janeiro de 1985, tomou a frente no fornecimento de energia para a indústria, ultrapassando o óleo combustível. No entanto, a cobertura e a forragem para o gado são outros crescentes usos do bagaço; devido a isso e à sua baixa densidade energética, seu papel como combustível deverá manter-se restrito.

O gás natural também contribuirá para a substituição do óleo combustível. Estima-se que a extensão desta substituição alcance 50 mil barris por dia num futuro próximo [ver Encarnação Jr. (1985)]. Porém, não parece provável que estes combustíveis continuem a aumentar sua participação, caso perdue a recuperação industrial. Em 1985, a produção industrial já havia alcançado os níveis recordes atingidos em 1980, e o crescimento futuro exigirá do combustível características que somente o óleo combustível (e o gás natural, embora geograficamente mais restrito) terá a necessária flexibilidade para satisfazer.

Dado o padrão atual de substituição de combustíveis, fica claro que, sob a atual estrutura de refino, os *superavits* de gasolina (e de óleo combustível, em grau menor) continuarão a se acumular, a não ser que medidas imediatas sejam tomadas para reestruturar a demanda de derivados de petróleo.

3.3 — Problemas com o fornecimento de energia elétrica

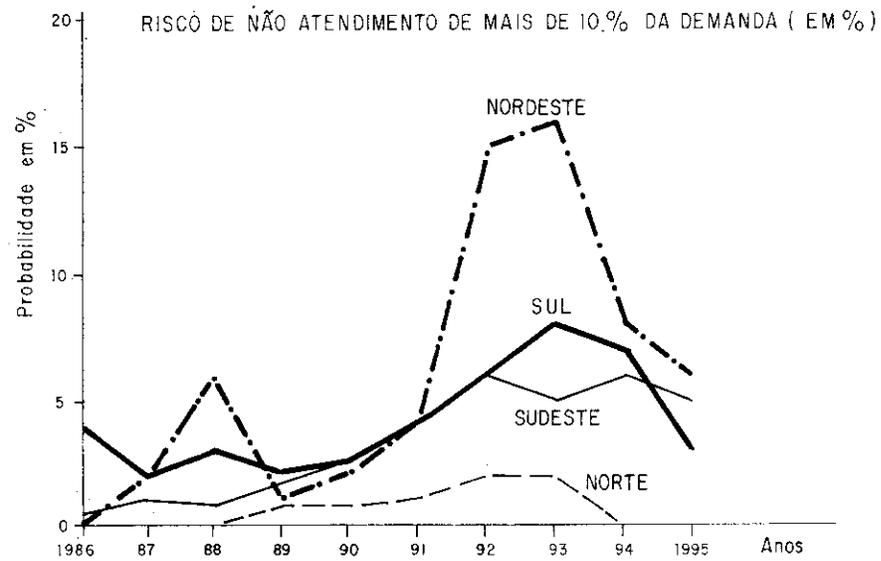
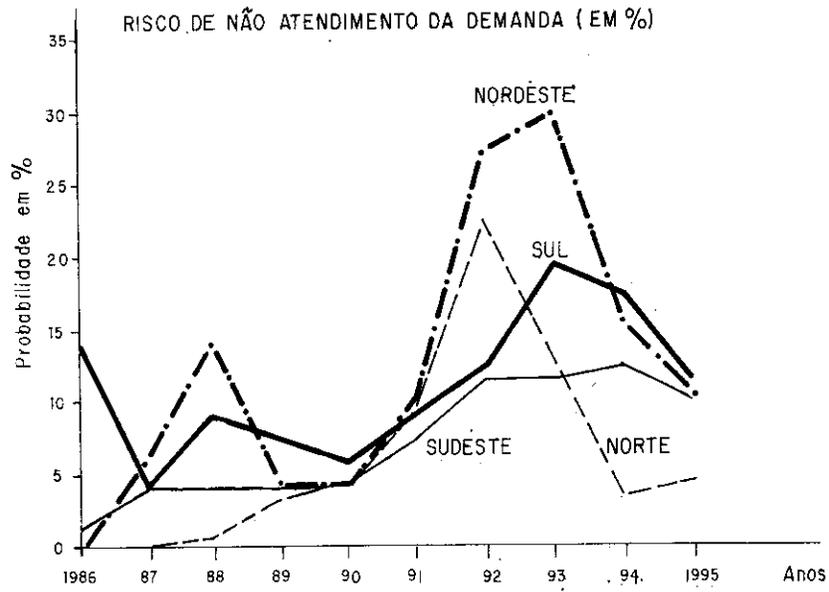
A erosão financeira do setor elétrico conduziu a cortes nos investimentos e, ao mesmo tempo, a redução das tarifas (especialmente as fornecidas pelo EGTD) induziu um crescimento na demanda por eletricidade, apesar da recessão econômica. Portanto, quando começou a recuperação, não havia capacidade ociosa; um grave *black-out* ocorreu no Sudeste, revelando vários pontos fracos do sistema. Apesar de ter sido feita uma revisão dos investimentos não somente na geração, mas particularmente na transmissão e distribuição, não são encorajadoras as perspectivas para os próximos 10 anos. Supondo um crescimento do consumo de energia elétrica de 18GW/ano em 1984 para 41GW/ano em 1995, a última versão de um trabalho elaborado pela ELETROBRÁS (1985a) estima que o risco de falta de energia crescerá significativamente durante o período. Mais ainda, este risco estará desigualmente distribuído: no Sudeste (o maior mercado), crescerá dos atuais 2% até aproximadamente 10% de 1992 a 1995, quando começará a cair; para o Sul, os números são consideravelmente mais altos, atingindo 18% em 1982/83; no Norte, os anos críticos serão 1990/93, com o risco excedendo a 20% em 1992; mas, talvez, a situação mais difícil seja encontrada no Nordeste, onde o risco de falta de energia se avizinhara de 30% em 1993, antes que comece a cair. O risco de uma perda de energia substancial (mais de 10% do mercado) é também significativo, exceto no Norte, onde apenas alcançará 2% durante os anos críticos, enquanto em outras regiões estará entre 5 e 15% (Gráfico 3) [ver ELETROBRÁS (1985a)].

4 — O álcool na encruzilhada

O PROÁLCOOL constitui, indiscutivelmente, o maior esforço jamais feito para substituir derivados de petróleo por biomassa, e tem em seu ativo expressivos êxitos. No entanto, tem também passivos que não podem ser menosprezados. O primeiro, e talvez mais óbvio, é o fato de que o etanol é mais caro do que a gasolina: embora a maior parte das estimativas varie entre US\$ 40 e US\$ 65 por barril equivalente de gasolina¹⁰ (no Sudeste, pois para o Nordeste o custo é mais próximo de US\$ 100 por barril equivalente de gasolina, sendo a diferença subsidiada através do mecanismo de equiparação discutido anteriormente), mesmo uma cifra modesta de US\$ 45-50 é significativamente superior ao custo da gasolina (ou ao preço internacional, antes da recente debacle), implicando uma

¹⁰ Um litro de álcool hidratado equivale a 0,8 litro de gasolina no Brasil, já que os índices de compressão superiores possíveis com o álcool parcialmente compensam seu menor poder calorífico.

Gráfico 3



FONTE: ELETROBRÁS (1985σ).

transferência de renda de outras partes da economia para o setor produtor de álcool. Enquanto a transferência era feita a partir das famílias de alta renda, através de elevados impostos sobre a gasolina, podia-se argumentar que o programa não somente economizava dólares muito necessários, mas também que tinha um impacto positivo sobre o emprego e a produção. Porém, à medida que a gasolina vai sendo deslocada para dar lugar ao álcool, dois efeitos perversos fazem-se sentir: por um lado, diminuem as receitas dos impostos sobre a gasolina, reduzindo assim os fundos disponíveis ao governo; e, por outro, à medida que a frota de automóveis particulares se torna predominantemente movida a álcool, mas o diferencial de custos entre combustíveis persiste, os subsídios existentes exigirão mais fundos, e não menos. Portanto, a não ser que uma atitude firme seja tomada para eliminar os subsídios ao álcool, o consumidor de alta renda passará a ser o grande beneficiado pela transferência de renda, cujos impactos econômicos e sociais serão grandemente reduzidos, se não totalmente negativos, já que a diferença provirá, cada vez mais, de setores produtivos ou de famílias de baixa renda. A questão é ainda agravada pelo fato de que veículos comerciais leves também estão tendo os seus motores convertidos para o uso do álcool, criando pressões inflacionárias potenciais quando os subsídios forem finalmente abandonados.

Além disso, o etanol compete com terras que poderiam ser usadas para outros fins, particularmente a produção de alimentos. Este problema não tem sido grave no Sudeste, onde a substituição afetou pastagens na maior parte, mas, à medida que se expande a área plantada com cana-de-açúcar, agrava-se o conflito, especialmente com o possível deslocamento de culturas necessárias tanto para o abastecimento alimentar como para auxiliar o controle da inflação durante o processo de recuperação [Melo (1985)]. No Nordeste, a situação é claramente pior, pois as melhores terras aráveis concentram-se numa estreita faixa litorânea e são dominadas por plantações de cana-de-açúcar, que vêm progressivamente ocupando a área. Se acrescentarmos a isso o fato de que o Nordeste é a região que enfrenta os mais agudos problemas sociais — a subnutrição endêmica é particularmente elevada nas áreas da região que produzem cana-de-açúcar —, exibindo uma renda *per capita* substancialmente abaixo da média nacional e, ao mesmo tempo, altamente concentrada, fica evidente o conflito: já que a cana-de-açúcar representa uma grande parcela da economia regional (mais de 30% em alguns estados) e se beneficia com os subsídios, como observamos acima, esta situação provavelmente não mudará sem uma ação política firme por parte das autoridades federais, bem como regionais. A necessidade de evitar um sério colapso da economia regional, porém, indica que somente uma estratégia abrangente terá sucesso.

Entrementes, a capacidade contratada atualmente garante uma produção de 16 milhões de m³ de etanol, que exigirá 4,8 milhões de ha, mais 2,5 mHa para o açúcar, a não ser que a produtividade aumente significativamente. Embora as fontes do PROÁLCOOL estimem que a demanda acompanhará esta capacidade e atingirá 32 Mm³ no ano 2000 [Silva (1985)], esta avaliação pressupõe que persistem as tendências atuais.

5 — O que deve ser feito?

Qualquer que seja o vigor que a economia brasileira tem demonstrado e esperamos venha a demonstrar no futuro, o serviço da dívida externa continuará a limitar severamente a disponibilidade de recursos para investimentos, pelo menos durante a próxima década. Se o desenvolvimento econômico e social é uma meta a ser atingida, serão necessárias substanciais modificações de prioridades. O ritmo da substituição do petróleo deve ser revisto, e os programas reavaliados, levando em conta as novas condições de mercado. Embora isto não implique repudiar as realizações dos programas existentes, exigirá que novas iniciativas sejam extremamente rigorosas quanto a custos, bem como compatíveis com as metas globais de um desenvolvimento econômico e social duradouro para o país.

Entre as políticas energéticas existentes, quatro questões parecem-nos merecer prioridade maior na reavaliação: produtividade e custos na produção do etanol, política de carburantes, tarifas elétricas (particularmente EGTD) e o papel do óleo combustível.

5.1 — Produtividade e custos do álcool

De acordo com o COPERSUCAR, assim como a SFI, existem possibilidades de reduzir-se os custos em 30 a 40% e de aumentar em 50% a produção de combustíveis do álcool até o final do século [ver Borges (1985) e ELETROBRAS (1985b)]. Isto significaria reduzir os custos do etanol até a vizinhança de US\$ 25 por barril equivalente de gasolina e também permitiria atender à demanda de 24 milhões de m³ sem aumentar a área cultivada sob contrato. Tais resultados, porém, exigem uma política firme que restrinja tanto os preços ao produtor como o licenciamento de nova capacidade.

Quanto à regulamentação da produção dos combustíveis do álcool no Nordeste, serão necessárias modificações estruturais mais profundas, exigindo amplo debate político antes de sua implantação, já que devem ser parte de um projeto de desenvolvimento coerente para a região.

De modo geral, parece claro que não são mais necessários subsídios ao crédito no Sudeste, devendo os mesmos ser extintos. A indústria está suficientemente madura para operar por conta própria e atingir as melhorias necessárias em produtividade e custos.

5.2 — Política de carburantes

A atual política de carburantes leva a uma divisão do mercado entre o óleo diesel e o etanol, com a gasolina sendo progressivamente eliminada. As tentativas de sanar este crescente desequilíbrio têm sido enfocadas do

ponto de vista da oferta, o que é surpreendente, considerando que esta situação foi criada por uma combinação de medidas de oferta e de gerenciamento da demanda.

Hoje, a maior parte das medidas examinadas visa ao problema de como absorver o crescente *superavit* estrutural de gasolina. As sugestões variam de gasolina aditivada para uso em motores diesel até misturas de etanol-gasolina-óleo diesel.

As medidas voltadas para a demanda não têm recebido atenção, em parte devido à instabilidade do mercado de veículos com motor de ciclo Otto: uma vez que os veículos movidos a etanol e os movidos a gasolina (melhor dizendo, gasolina + etanol) têm o mesmo custo de produção, seu mercado é essencialmente instável, alternando entre eles de acordo com os custos operacionais; mas também porque se enfatizava o estímulo a veículos movidos a álcool, que eram favorecidos não somente pelos preços do combustível, assim como pelos impostos sobre veículos.

No entanto, é, em princípio, concebível uma segmentação do mercado de veículos: embora a regulamentação seja difícil, em vista do número de veículos existentes para cada combustível, pode-se restringir o mercado do álcool a usuários residenciais através da taxaço diferencial de veículos e combustíveis, criando assim um ponto de equilíbrio para o álcool e a gasolina + etanol.¹¹ Baixando os preços da gasolina e elevando as taxas sobre veículos a gasolina, pode-se estabelecer um ponto de equilíbrio em 30 mil km/ano. Esta quilometragem é superior à maior parte do uso de carros particulares e inferior à maior parte do uso de veículos comerciais. Assim, seria efetivamente criado um mercado para veículos a gasolina (gasolina + etanol), solucionando-se o problema do excedente. Ao mesmo tempo, retardaria o crescimento da demanda de álcool e forneceria o incentivo necessário para induzir as mudanças necessárias nos custos e na produtividade.¹²

5.3 — Tarifas elétricas

O endividamento do setor elétrico e as projeções da demanda exigem que as tarifas sejam alteradas para cima, o que é necessário para garantir os recursos aos investimentos e também para auxiliar a regular o crescimento da demanda.

¹¹ Agradecemos ao Dr. Alvim da Silva por apontar este fato.

¹² Após terminar este texto, lemos no *Jornal do Brasil*, de 9 de fevereiro de 1986, que há estudos em elaboração para eliminar todos os subsídios concedidos ao álcool e trazer o seu preço, assim como o da gasolina + álcool, à paridade, o que está de acordo com nossa tese geral e mostra a profundidade das reavaliações que atualmente ocorrem no Brasil.

De fato, em junho de 1985, as tarifas elétricas brasileiras estavam entre as mais baixas, num grupo de 23 países¹³ (sem incluir o EGTD). Devemos enfatizar, mais uma vez, que as taxas baixas estimularam o consumo de eletricidade em processos nos quais outros combustíveis seriam escolhidos sob condições normais. Por outro lado, deve-se também enfatizar que, nos últimos anos, pela primeira vez, a razão entre as tarifas residenciais e industriais tem sido semelhante aos valores internacionais (ver tabela anterior), o que representa um progresso em relação a uma situação anterior em que as residências eram efetivamente penalizadas. Deve-se ter cautela para não inverter esta situação, particularmente em vista do grande número de consumidores residenciais de baixa renda.

Quanto ao EGTD, não há qualquer desculpa para prolongar os contratos existentes. No final de 1986, todos os contratos de fornecimento de eletricidade a preços vis sob o EGTD devem expirar. A situação de excesso de capacidade não mais existe. Ao contrário, há grande preocupação em relação à confiabilidade do fornecimento de energia a médio prazo, devido à recente recessão econômica, que suspendeu os investimentos em nova capacidade de geração, bem como em linhas de transmissão e distribuição para acompanhar as novas usinas instaladas.

Muito provavelmente, o término dos contratos do EGTD encontrará a oposição daqueles que se têm beneficiado com as tarifas subsidiadas. No entanto, os subsídios fornecidos eram tais que já foi paga a maioria dos investimentos feitos em caldeiras elétricas, de modo que não deverá haver perda associada à retirada da eletricidade (provavelmente em favor do óleo combustível).

O desequilíbrio iminente entre a oferta e a demanda de eletricidade deveria fornecer motivação para uma administração mais eficiente da demanda. Especialmente importante seria o estabelecimento de uma política tarifária que esteja atenta aos seguintes aspectos:

a) Melhore o perfil de carga. A implementação de um sistema de tarifas e horo-sazonais deslocaria parte dos usuários industriais e residenciais para longe das horas de pico — embora isto envolva investimentos em medidores, parece viável uma substituição gradual que dê prioridade a cargas maiores.

b) Reflita o custo marginal de investimentos para nova capacidade de geração e de transmissão. Nos últimos anos, o Brasil tem oferecido eletricidade a preços que são insuficientes para saldar as dívidas financeiras que o setor assumiu nos mercados doméstico e internacional, assim como para atender à necessidade de novos investimentos.

¹³ ELETROBRÁS (1985b). Os países são: Alemanha, Argentina, Austrália, Áustria, Bélgica, Brasil, Canadá, Chile, Espanha, Estados Unidos, França, Gana, Irlanda, Israel, Itália, Japão, México, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Uruguai.

c) Não sobrecarregue desproporcionalmente os usuários residenciais de baixa renda. Poderiam ser acrescentadas a isto medidas de gerenciamento da demanda, tais como tarifas mais altas para usuários com altos picos de demanda, desencorajando o desperdício e passando o ônus para as famílias efetivamente responsáveis pela capacidade adicional. Política semelhante tem sido implementada, a baixos custos, com sucesso, em países como a Costa do Marfim.¹⁴

5.4 — O papel do óleo combustível: retomada da demanda industrial

Durante a última década, o óleo combustível foi deslocado tanto por conservação como por substituições. Seus substitutos têm sido essencialmente o carvão (principalmente para siderurgia, cimento e papel e celulose), o carvão vegetal (principalmente para siderurgia), a madeira, a eletricidade e, ultimamente, o bagaço de cana e o gás natural.

Não há dúvida de que tiveram êxito as medidas de conservação e substituição adotadas a fim de reduzir o uso de óleo combustível na indústria, que em 1984 foi de 5,6 milhões de TEP, em comparação com os 13 milhões de TEP em 1980, tendo sua parcela relativa na energia industrial decrescido para 11%, em comparação com os 30% registrados em 1976 [Ministério das Minas e Energia (1984)]. Durante o mesmo período, as parcelas relativas da eletricidade e do carvão sofreram aumentos tão impressionantes como o declínio do óleo combustível.

Há, porém, razões para crer que a natureza deste perfil de substituição seja reversível e que as condições para uma reversão já estejam em efeito. Há dois principais indicadores da reversibilidade da substituição do óleo combustível na indústria brasileira: primeiro, a falta de qualquer incentivo para continuar subsidiando alternativas ao petróleo; e, segundo, a crescente participação de ramos industriais intensivos em energia, o que compensou os esforços de conservação que efetivamente ocorreram desde 1979, resultando na estabilização da intensidade energética da indústria.

Quando foram estabelecidas medidas de conservação do óleo combustível na indústria, as seguintes condições prevaleciam no mercado energético:

- a) o Brasil importou 83% de suas necessidades de petróleo em 1980;
- b) o custo médio do petróleo importado pelo Brasil foi de cerca de US\$ 40 por barril em 1980;

¹⁴ Comunicação pessoal de um engenheiro sênior da EDF.

c) em 1979, o óleo combustível era o derivado de petróleo mais amplamente utilizado no Brasil e sua demanda alcançava 19 milhões de m³ (seguida pelo diesel, com 17,6 milhões), o que também significava que o óleo combustível era a chave para a redução das importações do petróleo; e

d) em 1980, o Brasil era grande importador de óleo combustível, tendo adquirido 1,1 milhão de TEP daquele combustível, além da produção doméstica.

Em contraste, as condições que prevaleceram no passado recente e no presente são:

a) o Brasil importou 51% de suas necessidades de petróleo em 1984 e 40% em 1985;

b) foram descobertos recursos de petróleo e gás que podem atender a uma substancial expansão da produção doméstica durante a próxima década, ou mesmo para além dela;

c) o custo do petróleo no mercado mundial está agora abaixo de US\$ 15 por barril;

d) a demanda por óleo combustível em 1984 foi de 9,9 milhões de m³, o que equivale a cerca da metade da demanda por óleo diesel (o óleo combustível há muito cessou de ser um fator limitante para a redução das importações de petróleo); e

e) desde 1981, o Brasil tem sido exportador de óleo combustível (em 1984, a exportação líquida daquele combustível foi de 2,9 milhões de TEP).

O segundo indicador é que, apesar da profunda substituição do óleo combustível, não tem havido declínio global na intensidade energética da indústria brasileira, apesar de significativas conquistas na conservação de energia em ramos individuais. A reduzida intensidade energética foi eclipsada pela mudança de estrutura do setor, com os produtos intensivos em energia correspondendo a uma parcela cada vez maior da produção do setor. O efeito total destas mudanças é que a intensidade energética global da indústria brasileira permaneceu virtualmente constante em termos de uso final de energia por unidade de valor agregado [Araújo e Oliveira (1984) e Ghirardi (1985)]. Muito embora o processo de recuperação vá modificar a estrutura industrial, diminuindo a importância relativa da indústria de alimentos, a curto e médio prazos significará um aumento da produção de aço, cimento, alumínio, produtos químicos e papel, além da mineração, sendo todas estas atividades intensivas em energia. Assim sendo, embora a eficiência energética provavelmente continue a melhorar, a intensidade global pode apresentar pouco ou nenhum progresso nos próximos anos. Isto indica que, dado um crescimento

econômico continuado, e na ausência de subsídios e alternativos, o uso de óleo combustível poderia rapidamente retornar aos níveis observados no final da década de 70. Embora haja alguns elementos permanentes no processo de substituição (por exemplo, o uso de carvão e gás natural na indústria siderúrgica e, até certo ponto, carvão vapor para o cimento, como também a madeira para o papel e celulose, ou bagaço de cana na vizinhança das destilarias), o óleo combustível provavelmente aparecerá como a alternativa mais econômica para a maioria das outras atividades intensivas em energia.

Qual será o papel dos combustíveis alternativos no futuro? O uso da eletricidade, por exemplo, provavelmente retornará a seus padrões anteriores ao programa EGTD, e seu crescimento deverá ocorrer em atividades que tradicionalmente dependeram da eletricidade. O bagaço de cana e o gás natural aumentarão sua penetração em vários mercados importantes, mas isto será limitado por sua disponibilidade. A lenha e o carvão vegetal, bem como o carvão mineral, trazem as indagações mais difíceis. A expansão do uso da lenha e do carvão vegetal traz consigo a ameaça do desmatamento: a não ser que medidas rigorosas sejam tomadas, as florestas comerciais não serão desenvolvidas em tempo para evitar a destruição de uma parcela significativa das florestas nativas existentes. Mais grave ainda é a possibilidade de que um declínio continuado dos preços do óleo combustível (que pode ocorrer se seu excedente aumentar) induzirá uma reconversão das indústrias ao petróleo antes do desenvolvimento das florestas plantadas e depois que o desmatamento tenha avançado mais.

A situação do carvão é mais clara: falhou em penetrar mercados sem o apoio de vários subsídios. Isto ficou evidente depois que a maior parte dos subsídios foram retirados, acarretando a estagnação da produção e do consumo. Não parece aconselhável incentivar a produção do carvão novamente através de medidas artificiais. Ao contrário, o que parece ser adequado é o estabelecimento de uma estratégia para a racionalização de sua produção e uso, mantendo ao mesmo tempo os olhos abertos para suas perspectivas a longo prazo.

Parece claro que o papel do óleo combustível na indústria tenderá a crescer na próxima década, após sua quase eliminação do mercado industrial. No entanto, não é provável, nem ao menos sensato, permitir que o óleo combustível retome sua parcela do uso de energia anterior a 1979. A estratégia mais aconselhável parece ser a diversificação das fontes de energia industrial, com o bagaço de cana, o gás natural e o óleo combustível aumentando um pouco suas participações, e uma retirada relativa da eletricidade, do carvão mineral, do carvão vegetal e da lenha. A longo prazo, é claro, a eletricidade aumentará em importância devido à tendência à automação e à computadorização, mas, num futuro próximo, perderá terreno.

Abstract

The Brazilian energy policy after 1974 had as its center the substitution of imported oil by domestic energy sources, combined with conservation efforts. However, substitution had the largest share both in efforts and results. This work aims at analyzing the components of this strategy, reviewing the mechanism of the main oil substitution programs and identifying their impacts on the energy market, in order to evaluate the implications on these programs of the new situation, in particular the new perspectives for national production of oil and natural gas.

Bibliografia

- ARAÚJO, J. L. de, coord. *Relatório de integração do subprojeto indústria do PROCONT*. Rio de Janeiro, AIE/COPPE/UFRJ, jul. 1985.
- ARAÚJO, J. L. de, e OLIVEIRA, A. *Evolução recente do consumo de energia no setor industrial brasileiro*. Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, nov. 1984.
- BERTELLI, L. G. *Evolução de eficiência na indústria de açúcar e álcool e a utilização de seus subprodutos*. São Paulo, SOPRAL, 1985. Mimeo.
- BORGES, J. M. National Alcohol Program: perspectives for 1990 and 2000. In: OLIVEIRA, A., e LA ROVERE, E., orgs. *Potential use of biomass for energy purposes in Brazil up to the year 2000*. Rio de Janeiro, AIE/COPPE/UFRJ, FINEP/UNDP/UNESCO Project BRA/82/004, maio 1985.
- CASTRO, A. B. de, e SOUZA, A. E. P. de. *A economia brasileira em marcha forçada*. Rio de Janeiro, Paz e Terra, 1985.
- CONSELHO ESTADUAL DE ENERGIA. *Balanço energético do Estado de São Paulo: 1982 e 1983*. São Paulo, CESP, 1985.
- ELETROBRÁS. *Plano 90*. Rio de Janeiro, s. d.
- . *Plano 2000 (revisado)*. Plano de suprimento aos requisitos de energia elétrica até o ano 2000. Rio de Janeiro, 1985a.
- . *Comparação internacional de tarifas de energia elétrica, 1973/1985*. Rio de Janeiro, 1985b.
- ENCARNAÇÃO JR., G. *Perspectivas da demanda de petróleo*. Trabalho apresentado no Seminário sobre "Energy Technologies for Brazil to the Year 2000". Rio de Janeiro, nov. 1985. Mimeo.

- GHIRARDI, A. Trends of energy use in Brazil: is self-sufficiency in sight?
The Journal of Energy and Development, 10 (2), 1985.
- INFORMATIVO ANUAL DA INDÚSTRIA CARBONÍFERA — 1984. Brasília, 1985,
v. 6.
- JACOBY, H. D. The market takes control: a shock that OPEC won't
overcome. *The New York Times*, 26 jan. 1986.
- MELO, F. H. de. Agriculture, energy and economic recession. In: OLIVEIRA,
A., e LA ROVERE, E., orgs. *Potential use of biomasse for energy pur-
poses in Brazil up to the year 2000*. Rio de Janeiro, AIE/COPPE/
UFRJ, FINEP/UNDP/UNESCO Project BRA/82/004, maio 1985.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Brazilian energy model*. Brasília, 1979
[versão revista: 1981].
- . *Balanco energético nacional*. Brasília, 1980, 1984 e 1985.
- OLIVEIRA, A., e LA ROVERE, E., orgs. *Potential use of biomasse for energy
purposes in Brazil up to the year 2000*. Rio de Janeiro, AIE/COPPE/
UFRJ, FINEP/UNDP/UNESCO Project BRA/82/004, maio 1985.
- PETROBRÁS. *Principais indicadores, 1973-1984*. Rio de Janeiro, ago.
1985.
- SILVA, C. F. A. da. *Communication to the Rio November 85 Workshop*.
Mimeo.
- SILVA, C. F. A. da, e GUIMARÃES, A. J. *Programa Nacional do Alcool:
perspectivas*. Brasília, STI/MIC, jul. 1985.

(Originais recebidos em março de 1986. Revistos em julho de 1986.)