

**A Produtividade de capital
na área de petróleo no
Brasil e na Petrobras**

*Claudio David Dimande,
Carlos Feu Alvim,
José Fantine*

**Biocombustíveis
Líquidos no Brasil**

Omar Campos Ferreira

IMPRESSO
ENVELOPAMENTO AUTORIZADO
PODE SER ABERTO PELA ECT

Economia e Energia

Revista

Fotos da capa da frente: Felipe Dana

Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 Centro CEP 20040-005
Rio de Janeiro RJ Tel (21) 2222-4816 Fax 2242-2085
BH: Rua Jornalista Jair Silva, 180 Bairro Anchieta CEP 30310-290
Belo Horizonte MG Tel./Fax (31) 3284-3416
Internet :<http://ecen.com>.

Editor Gráfico: Marcos Alvim



Economia e Energia – <http://ecen.com>

Nº 74: Julho/Setembro de 2009

ISSN 1518-2932

Versão em Inglês e Português disponível em: <http://ecen.com>

Editorial::

Produtividade também do Capital.

pág. 2

A produtividade de capital está ganhando destaque como parâmetro mundial para avaliar a eficiência de países e empresas. O setor petróleo, analisado neste número, é importância na discussão do tema e o que nele se faça tem influência no crescimento brasileiro.,

Textos para Discussão:

A Produtividade de Capital na Área de Petróleo no Brasil e na Petrobras

pág. 3

Claudio David Dimande(), Carlos Feu Alvim e José Fantine*

A produtividade de capital no Brasil, após décadas de declínio e estagnação, vem se recuperando como mostrado no número anterior. Neste número a análise da e&e se concentra sobre um setor de vital importância para o futuro econômico do Brasil: o petróleo.

Biocombustíveis Líquidos no Brasil

pág. 34

Omar Campos Ferreira

A produção, oferta e uso de biocombustíveis no Brasil é analisada dos pontos de vista agrícola e econômico e são descritos os diversos programas governamentais criados para incentivo desses produtos no País, com destaque para o óleo vegetal.

Nota do Editor: No trabalho "As Perspectivas Brasileiras no Controle de Materiais Nucleares", publicado no número anterior desta revista, sem que fosse de conhecimento dos co-autores e do editor da e&e foi parcialmente baseado no artigo da Lic. Irma Arguello "Brazil and Argentina's Nuclear Cooperation "em Proliferation Analysis, January 8, 2009 Published: January 08, 2009. Aos leitores e autores, nossas desculpas pela omissão.

Editorial:**Produtividade também do Capital.**

A cobrança pela produtividade concentrou-se, durante décadas, no fator trabalho. Até hoje no Brasil, quando se fala em aumento da produtividade na indústria, o que se está medindo é a redução de horas trabalhadas (e de empregos) por valor agregado.

Felizmente, esta realidade está mudando. Cada vez mais se houve falar, ainda menos nos países em desenvolvimento que nos desenvolvidos, em produtividade total dos fatores ou de outros índices ainda mais abrangentes onde esteja sempre presente o componente capital.

O OCDE onde a preocupação institucional com o tema já esta sistematizada para todos os países que a compõem vem de lançar a publicação *"Statistics Sources & Methods, Measuring Capital-OECD Manual 2009 : Second edition"*. Publica ainda os índices de produtividade de capital para vários setores dos países membros. Para mostrar sua preocupação com a divulgação das técnicas associadas à determinação da produtividade de capital, seu manual está disponível gratuitamente na internet.

A produtividade de capital tem sido tema deste periódico desde seu primeiro número em 1997. Também é tema de pesquisas da OSCIP Economia e Energia. Esse esforço tem agora o decisivo apoio do Ministério da Ciência e Tecnologia, através de termo de parceria específico.

A produtividade de capital no Brasil, após décadas de declínio e estagnação, vem se recuperando como mostrado no número 73 desta revista. Neste número a análise da e&e se concentra sobre um setor de vital importância para o futuro econômico do Brasil: o petróleo. A produtividade da Petrobras cresceu extraordinariamente nos últimos anos e pode puxar o desenvolvimento do País. Parte desse crescimento foi devida ao preço, mas a produtividade física na extração duplicou. Nem tudo são boas notícias: os custos subiram extraordinariamente e há muito o que fazer para sua redução. Isto é importante tanto para a empresa como para o País, já que quanto maior o rendimento do capital maior a possibilidade de reinvesti-lo para tornar o novo desafio do pré-sal no caminho para o desenvolvimento nacional.

Texto para Discussão:

A Produtividade de Capital na Área de Petróleo no Brasil e na Petrobras

Este estudo é resultado parcial do Termo de Parceria Nº 130017.00/2005 entre a Organização Social Economia e Energia – e&e e o Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT

Claudio David Dimande()*
*Carlos Feu Alvim(**)*
José Fantine

() Doutorando do PENO/COPPE/UFRJ*

*(**) Editor da e&e*

*(**) Coordenador do Espaço Centros e Redes de Excelência - ECENTEX da COPPE/UFRJ*

Resumo

Este trabalho faz parte do Termo de Parceria e&e/MCT Nº 130017.00/2005 na área de produtividade de capital e tem como objetivo entender como se comporta este importante parâmetro da produção no setor de petróleo. Em razão do papel dominante da Petrobrás no setor, o estudo se concentrou no desempenho dessa empresa. São abordadas: a importância deste setor na economia brasileira, a metodologia para seu cálculo, e a revisão bibliográfica acerca da produtividade da empresa.

Subseqüentemente, analisam-se os investimentos em exploração e produção (E & P), o estoque de capital da organização e a produtividade para o investimento total.

O artigo conclui, preliminarmente, que o aumento da produtividade de capital entre 1990 a 2000 foi de 400% (fator 5). Este aumento foi de cerca de 100% (fator 2) na produtividade física (quantidade do produto/estoque de capital) e o restante pode ser atribuído a mudanças nos preços do petróleo. O significativo aumento na produtividade física tem razões técnicas e organizacionais, que são discutidas no texto.

This article is part of the Partnership Contract e&e/MCT Nº 130017.00/2005 in the capital productivity area and aims at understanding the behavior of this important parameter in the oil production sector. Due to Petrobras' dominant role in the sector, the study has been concentrated on the performance of this company. The importance of this sector in the Brazilian economy, the calculation methodology and a bibliographic revision are analyzed.

Subsequently, investments in exploration and production, capital stock of the company and productivity relative to the total investments are examined.

The preliminary conclusion of the article is that capital productivity was 400% (factor 5) between 1990 and 2000. This increase was about 100% (factor 2) in the physical productivity (product quantity/capital stock) and the rest was due to changes in oil prices. The significant increase in physical productivity is due to technical and organizational reasons that are discussed in the text.

Palavras- chave: produtividade da capital, petróleo, Petrobras, Brasil

1 - Introdução

O setor de petróleo vem desempenhando um papel importante em várias áreas da economia brasileira. Ele se confunde com a própria Petrobras que por longo período executou, em nome da União, o monopólio do petróleo (1954 a 1997) no Brasil. Um estudo do setor petróleo passa assim obrigatoriamente pelo estudo da Petrobras.

Esta organização produz em média cerca de dois milhões de barris de petróleo por dia, emprega diretamente mais de 50 mil funcionários e contribui decisivamente para a formação do superávit fiscal primário do País, sendo o maior contribuinte individual do Brasil. O superávit primário, próprio da Petrobras, representa cerca de 10% do superávit primário do governo. Só em 2008, a empresa faturou mais de R\$ 215 bilhões, tendo investido mais de R\$ 50 bilhões e auferido um lucro de mais de R\$ 30 bilhões. É uma empresa internacionalizada, quer em *joint ventures* ou na modalidade de *Project Finance* ou na participação direta no exterior (Petrobras, 2009).

Mas ao apresentar números esparsos, ou elucidar apenas a produtividade parcial, não é possível avaliar de maneira concreta a produtividade de uma determinada organização. Para tal é necessário avaliar (ao menos) a produtividade dos insumos capital e trabalho para obter a produtividade total dos fatores. Esta é definida como a razão entre o valor agregado e o estoque de capitais, ou, como assinala Feu (2005), o inverso da razão capital/produto (K/Y), que representa a quantidade média de produto gerada por uma unidade de estoque de capital.

O mesmo autor pondera que, teoricamente, uma maior produtividade pode advir de uma elevação na produtividade total dos fatores, nomeadamente o capital, o trabalho e/ou tecnologia ou no aumento na produtividade isolada de um só fator, sendo este maior do que a queda do outro fator.

As produtividades do trabalho e do capital podem estar negativa ou positivamente correlacionadas. Na maioria dos casos práticos elas aparecem correlacionadas negativamente: a maior intensidade de capital diminui a quantidade de trabalho por unidade de produto, aumentando a produtividade do fator trabalho e reduzindo a produtividade do fator capital. Este é o comportamento teoricamente esperado na substituição de um insumo pelo outro.

Em casos especiais, as duas produtividades podem estar positivamente correlacionadas, isso ocorrendo quando a alocação de recursos se faz com sensível aporte de tecnologia, o que pode elevar a produtividade de todos os fatores de produção.

Assim, após esta breve introdução, a seguir apresentam-se os objetivos do trabalho e a sua metodologia. Logo, uma breve revisão bibliográfica acerca da produtividade da Petrobras é feita e, posteriormente, analisam-se os investimentos e o estoque de capital da organização para cálculo da produtividade de capital. Neste item examina-se a produtividade dos investimentos em exploração e produção (E&P) e a produtividade para o investimento total. Em seguida, discutem-se as possíveis causas do incremento de tal produtividade e as conclusões preliminares. Finalmente, apresentam-se as referências bibliográficas e os anexos, onde constam os dados usados para a confecção dos gráficos apresentados ao longo do texto.

O objetivo do trabalho, coerentemente com o Termo de Parceria com o MCT, é entender como se comporta a produtividade de capital no setor de petróleo, mormente da Petrobrás para, a partir deste diagnóstico inicial, fazer proposições para incrementá-la.

2 – Metodologia e Justificativa

O projeto em andamento com O MCT prevê duas fases para o estudo. A primeira, correspondente ao presente trabalho está dirigida ao setor (que praticamente se confunde com a Petrobras até 1997). Na segunda, será feito um estudo específico sobre a produtividade de capital da Petrobrás como empresa (ou de alguma de suas unidades) e pretende-se utilizar a técnica de estudo de caso e ter acesso à própria empresa. Alternativamente, conta-se com a vantagem da disponibilidade de informações, na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA) e na Bolsa de Nova York (NYSE). Por lei, tanto a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) como o *Securities Exchange Commision* (SEC) exigem que empresas listadas em suas respectivas Bolsas de Valores divulguem informações contábeis e financeiras para livre acesso. Paralelamente, a Petrobrás conta com uma boa base de dados em seu sítio (www.petrobras.com.br) na internet; além disso, far-se-á consultas a dissertações, teses e periódicos, e acesso a circulares e memorandos da própria Petrobrás.

A produtividade dos investimentos em E&P é obtida a partir do valor do petróleo produzido no período estudado e de indicações de custos externos. Para avaliação da produtividade do investimento total usa-se o balanço da empresa.

O fato relevante para este estudo é que houve um aumento expressivo na produtividade total de fatores da Petrobras, tendo este duplicado entre 1990 e 2000, o que vale a pena ser analisado no âmbito do termo de parceria em curso, focalizado na produtividade de capital.

3 - A Produtividade da Petrobrás.

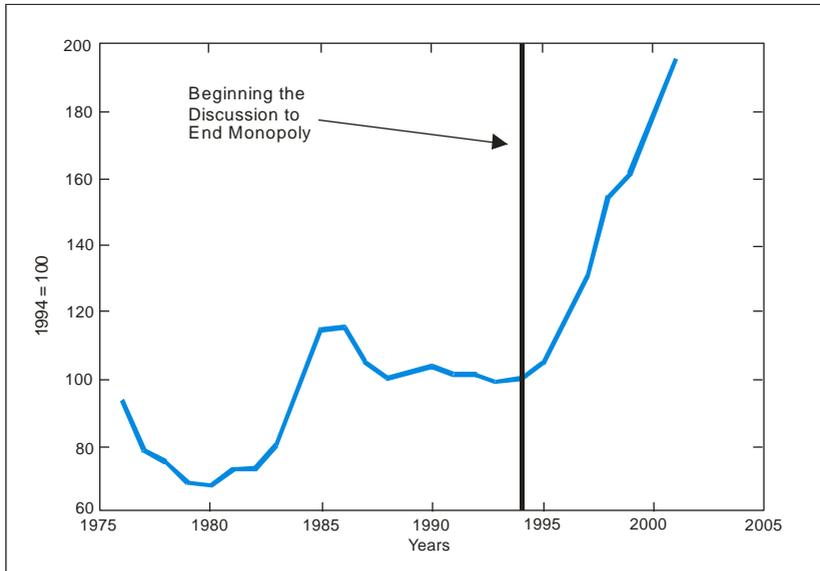
Desde a sua fundação, a Petrobrás vem incrementando a sua produção anualmente, como ilustra a Tabela 3.1, onde nota-se que a média de Produção de 1980 – 1990 foi aproximadamente, três vezes mais quando comparado ao período anterior, de 1970 -1980. Se nos fins da década de 70 a média de produção era de aproximadamente 200 mil barris/dia, em 2009 a Petrobrás atingiu uma média aproximada de 2 milhões de barris/dia, alcançando no período 2000/2009 a média de 1,5 milhões de barris de petróleo/dia. Isto se deve em parte, como se verá a seguir, ao aumento do estoque de capital, à experiência acumulada ao longo dos anos e o acesso a poços mais produtivos.

Tabela 3.1 – Média de produção da Petrobrás

INTERVALO DE ANOS	MÉDIA DE PRODUÇÃO (barris/dia)
1960 - 1970	130.758,28
1970 - 1980	185.173,53
1980 - 1990	503.205,26
1990 - 2000	911.571,06
2000 - 2009	1.424.757,45

Quando se analisa a produtividade total dos fatores da Petrobrás, como mostrado na Figura 3.1, nota-se que esta última teve um aumento expressivo, pois parte-se de uma base 100, em 1994, atingindo quase 200 em 2002 (Boura, 2007 e Bridgman, Gomes e Teixeira, 2006).

PTF da área de E&P da Petrobras 1976 – 2001



Fonte: Bridgman, Gomes e Teixeira (2006,p.12)

Figura 3.1 – Produtividade Total dos Fatores (PTF) na Petrobrás

Alguns trabalhos (Boura, 2007; Bridgman, Gomes e Teixeira, 2005; Bridgman, Gomes e Teixeira, 2008) procuram relacionar o aumento da produtividade parcial e total dos fatores da Petrobrás ao processo de início das discussões sobre a quebra do monopólio (1994) da mesma organização que ao efetivar-se resultou na emissão de *American Depositary Receipts* (ADR's) - papéis emitidos e negociados no mercado de capitais dos Estados Unidos. A tese defendida por tais autores é que a simples ameaça de quebra do monopólio, portanto, a ameaça de competição com outros *players*, foi suficiente para gerar largos ganhos de produtividade.

As conclusões do presente trabalho não apóiam essa tese e corroboram a de Aragão (2005) que aponta outros fatores mais relevantes associados às descobertas anteriores na Bacia de Campos e à variação de preços, que são importantes no aumento da produtividade e que devem obrigatoriamente ser considerados.

4 – Investimentos e Estoque de Capital.

Segundo Pinto Junior (2007), cada um dos segmentos da indústria petrolífera tem atividades intensivas em capital, mormente na fase de exploração e produção (E&P), em função do alto risco (geológico, político, etc.). Isto se acentua no caso do Brasil, onde a maior parte do petróleo extraído está em águas profundas, exigindo maiores investimentos.

O investimento contínuo em técnicas de exploração pode limitar a margem desse risco, mas segue sendo verdade que somente a descoberta de petróleo em quantidades economicamente rentáveis dá segurança de retorno do investimento. Ainda assim, existem outros fatores de risco que devem ser levados em consideração como a relação competitiva ente custos e preços praticados globalmente.

De uma maneira geral, preços do petróleo compensadores e as perspectivas geológicas existentes para as descobertas são os principais fatores que determinam o ritmo dos investimentos. Sobre a influência do preço real, a Figura 4.1 ilustra a correlação entre o preço do petróleo e os investimentos no setor. A leitura que se pode fazer dessa figura é que existe uma correlação direta e positiva entre essas duas variáveis, isto é, se o preço do petróleo sobe os investidores incrementam o capital na exploração e produção de petróleo por duas razões fundamentais: as empresas dispõem de recursos para fazê-lo e têm melhores perspectivas de auferir lucros dos investimentos (Aragão, 2005).

A Figura 4.1 elucida isso claramente, pois sempre que houve um pico no aumento do preço de petróleo os investimentos também aumentaram. Evidentemente que em uma empresa estatal como a Petrobras esses investimentos tendem a ser principalmente locais, desde que existam perspectivas concretas pra explorar e produzir petróleo.

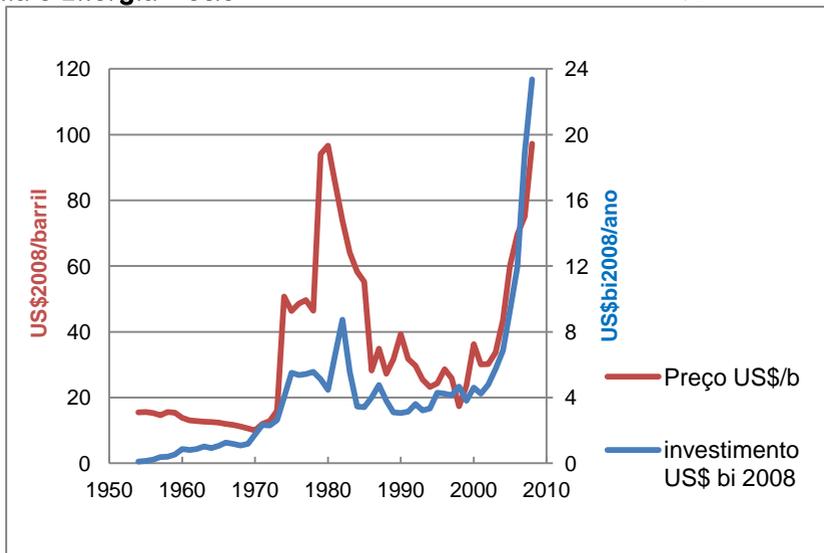


Figura 4.1 – Investimentos da Petrobrás versus preços do petróleo

Pode-se observar que os preços internacionais de petróleo a partir de 1974 (ano que se aponta como de início da discussão sobre o fim do monopólio) começam uma trajetória ascendente, excetuando os anos de 97-98 quando houve uma retração (devida às crises da Ásia e da Rússia). Em 1974 a média do preço do barril era de US\$ 23,00, em 2000 passou para US\$ 36,00 e em 2007 atingiu os US\$ 75,00. Como os preços influem diretamente na produtividade tanto do capital como do trabalho, fica óbvio que esta é uma das razões do aumento da produtividade observado.

Também, fica óbvio que com o preço praticamente crescendo entre 25 – 50% por ano os investimentos na produção de petróleo iriam aumentar. É interessante observar que a Petrobras manteve um ritmo de investimento em torno de US\$ 4 bilhões anuais mesmo depois da queda do preço de petróleo em 1986.

Observando-se a Figura 4.2 e comparando com os preços de petróleo na Figura 4.1, nota-se que, não obstante a tendência de queda nos preços que persistiu após 1986 a curva de investimentos em E&P continuou crescente.

Normalmente esse avanço ou queda nos investimentos é reativo, como se vê no pós-choque do petróleo em 1980. Mas, no caso da Petrobras, a descoberta da Bacia de Campos em 1974 e o desenvolvimento de tecnologias para águas profundas, bem como o plano estratégico de auto-

suficiência em óleo levaram a uma re-escalada dos investimentos antes mesmo da recuperação dos preços do óleo nos anos 2000, repercutindo, anos à frente, na sua produtividade.

A política da empresa estatal conseguiu, inclusive, superar as restrições ao investimento governamental na época (eram contabilizados no déficit público). No entanto, como será elucidado mais adiante, os investimentos na década de noventa eram pouco mais que os necessários para repor o estoque de capital.

Na Figura 4.2 nota-se que os investimentos em E&P, com exceção do início da década de setenta, sempre superaram os investimentos em abastecimento. Em comparação, com a figura anterior, observe-se que quando da crise de preços de 1979 a prioridade absoluta dos investimentos foi colocada na área de E&P já que o abastecimento de petróleo era o gargalo para a balança comercial do País. Também deve-se considerar que o refino contara com investimentos fartos que levaram à auto-suficiência na produção de derivados na década de setenta e, com a crise do petróleo de 1980, a demanda desabara sinalizando uma menor necessidade de investimentos na área. Em 2008, os investimentos em E&P aproximaram-se dos US\$ 14 bilhões (Petrobras 2009).

Já a área de abastecimento, que envolve o refino e o transporte, teve uma trajetória de ondas, em parte devido à natureza de sua atividade, que dependia à época do monopólio executado pela Petrobras, essencialmente da demanda interna. No caso da área de E&P, a condição de importador do Brasil e o controle do mercado interno e externo exercido, de direito e/ou na prática, pela estatal antes e depois da liberação do mercado praticamente assegurava a absorção de todo o petróleo produzido.

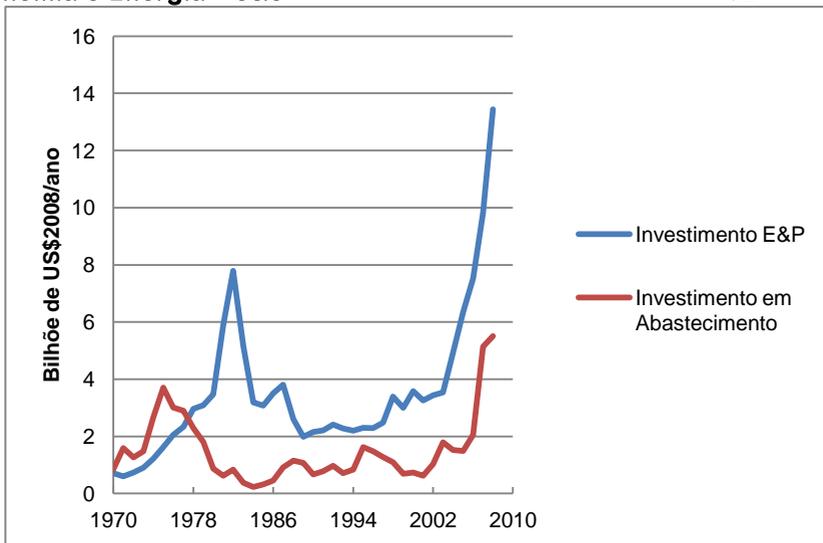


Figura 4.2 – Investimentos em E & P e em Abastecimento

Para Boura (2007) o estoque de capital é o nível de investimentos realizados por uma determinada organização depreciados a uma determinada taxa. Neste caso específico, considera-se a área de E&P de petróleo e uma taxa de depreciação de 5%. A taxa utilizada na avaliação do estoque de capital não corresponde obrigatoriamente ao critério contábil do setor, mas leva em conta a capacidade do investimento realizado agregar valor. No caso, supõe-se uma vida média dos equipamentos usados em E&P de 20 anos.

A Figura 4.2 elucida como os investimentos em E&P seguem uma curva de tendência crescente desde os primeiros anos da fundação da Petrobras. Um pico de investimentos, centrado em 1982, correspondeu à urgente necessidade de equilibrar a balança comercial após o choque de preços de petróleo de 1979.

Mais ilustrativa ainda é a correlação entre preço de petróleo e o número de poços de exploração perfurados apontada por Bridgman et. al. (2005) mostrada na Figura 4.3. Embora o número de poços perfurados não seja por si só um indicador que possa avaliar o esforço de exploração (os poços podem ser de superfície, de águas rasas ou profundas, com profundidades bastante variáveis), a coincidência no comportamento dos preços e do esforço de E&P mostra claramente a correlação entre essas variáveis.

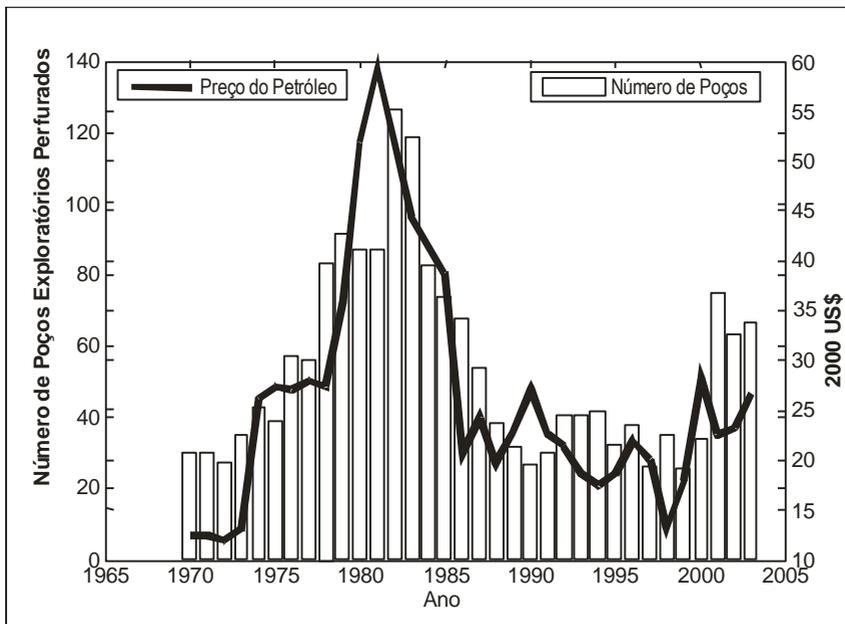


Figura 4.3 – Correlação entre o preço do petróleo e o número de poços perfurados (Bridgman, Gomes e Teixeira, 2005)

A Figura 4.4 representa os investimentos, a depreciação e a variação no estoque de capital (diferença entre os dois primeiros) e mostra que a depreciação dos investimentos em E&P no final da década de oitenta e durante quase a metade da década de noventa quase se igualava à depreciação. Deve-se chamar a atenção que a depreciação linear (usada aqui como primeira aproximação) não é adequada para investimentos em E&P cuja produtividade tem um retardo em relação ao ano do investimento e, inclusive, aumenta nos anos seguintes.

Deve-se levar em conta que na presente análise, setores estão sendo comparados e isto justifica a opção por uma depreciação simples como a linear. Na análise empresarial que deve seguir a presente avaliação, uma curva de depreciação que reflita melhor a capacidade de gerar produto deve ser considerada.

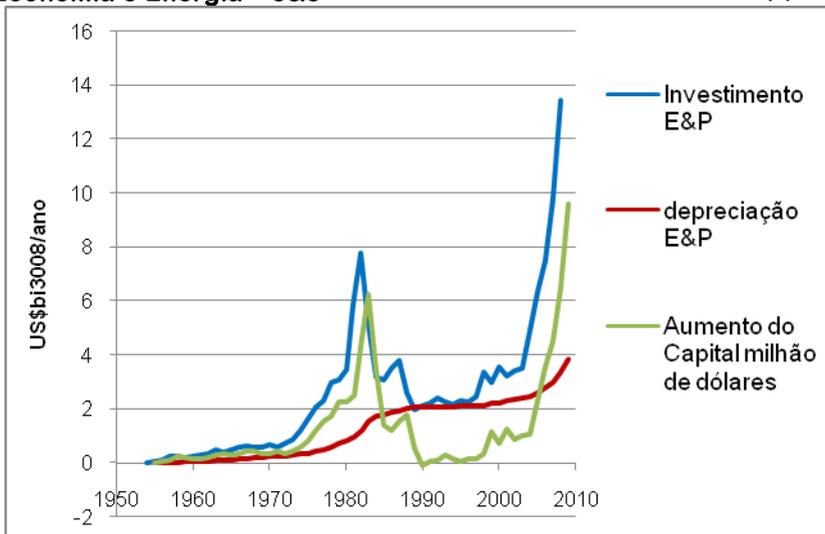


Figura 4.4 – Investimento, depreciação e variação no Estoque de Capital

A Figura 4.5 mostra o estoque de capital acumulado nas atividades de Exploração e Produção e a curva de investimentos.

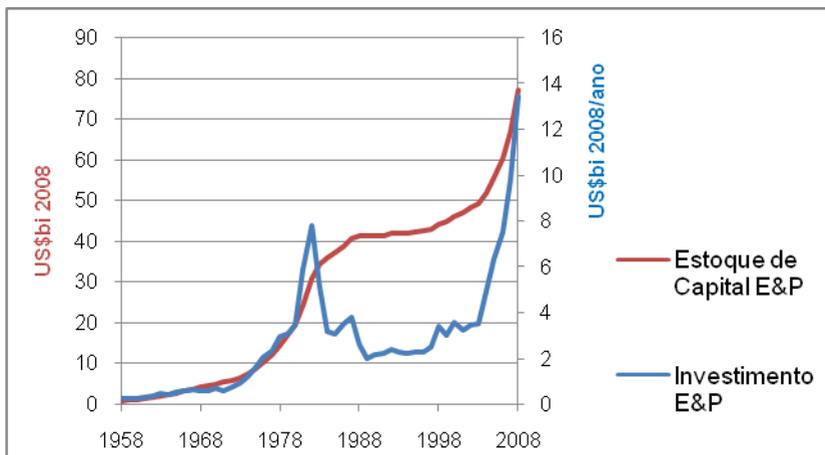


Figura 4.5 – Estoque de Capital e Investimento em E&P

Deve-se assinalar que em 1986 com o choque frio, isto é, quando os preços de petróleo despencam, os investimentos em prospecção e produção não cessaram, mas ficaram em um nível muito inferior ao do período 1975-1985.

Nota-se uma retração nesses investimentos na última metade da década de 80, que podem ser creditadas a crises (Carneiro, 1988) e uma oscilação para baixo no fim da década de 90, que pode ser decorrente da segunda onda das crises que abalaram o México, Rússia e países asiáticos e/ou das indefinições quanto ao novo regime jurídico.

Paralelamente, nota-se ainda na mesma figura uma evolução do estoque de capital, que parte de aproximadamente US\$ 40 bilhões em 1986 e atingindo quase US\$ 80 bilhões em 2008 (valores corrigidos para 2008).

Na aproximação adotada, também provisoriamente (espera-se melhorar o tratamento dos dados no nível empresarial), neste trabalho a taxa de depreciação foi considerada constante e, como tal, independente da idade do investimento. Em um próximo trabalho em que se considere uma curva de depreciação variável com o tempo (parabólica, por exemplo), o cálculo será efetuado considerando o ano de origem do bem e uma forma mais adequada de depreciação.

Note-se que no setor de E&P o resultado esperado dos investimentos é o aumento das reservas e da produção. Nesta análise preliminar, os valores se referem apenas ao petróleo. Os valores de gás natural serão oportunamente acrescentados (grosso modo, seguem o petróleo já que o GN brasileiro é quase todo associado ao óleo, no período considerado). A correlação entre produção e estoque de investimento é positiva, mas sujeita a incertezas inerentes à uma atividade de risco.

A Figura 4.6 mostra a produção de petróleo em função do estoque de capital acumulado, e a Figura 4.7 mostra as reservas em função desse estoque de capital. Existe obviamente uma relação entre as grandezas, mas uma defasagem considerável entre suas curvas ao longo do período, sendo que o investimento adianta-se à produção e ao aumento das reservas.

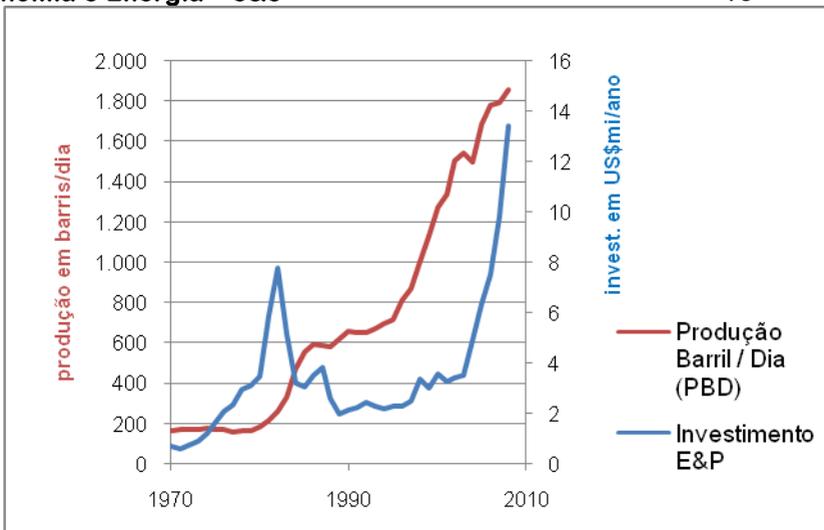


Figura 4.6: Estoque de capital e produção de petróleo

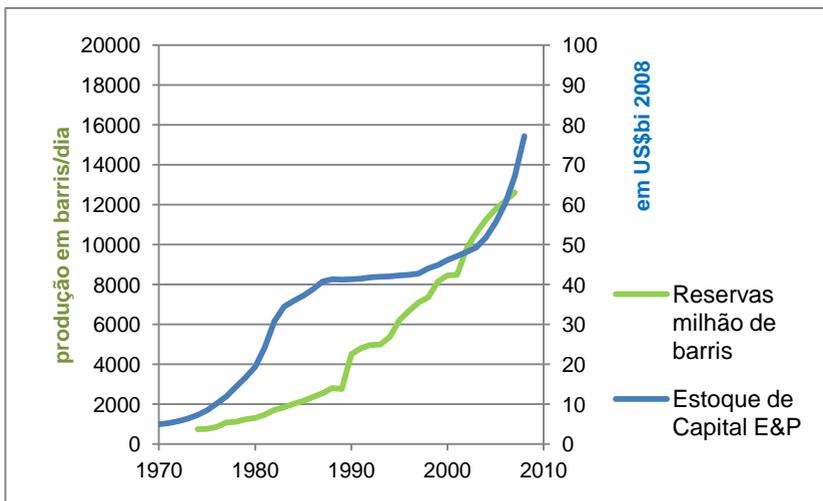


Figura 4.7 - Estoque de capital e reservas asseguradas.

Os investimentos do final da década de setenta e do início da década de oitenta propiciaram os incrementos de produção e reservas dos anos

seguintes. É de se esperar que os grandes investimentos dos últimos anos resultem em substancial incremento delas na próxima década. As descobertas do pré-sal (ainda não incorporadas às reservas) sugerem que isto é efetivamente o que pode acontecer.

Na Figura 4.8 estão representados os investimentos efetivos (acréscimos ao estoque de capital) e os acréscimos nas reservas, que mostra que existe uma defasagem grande entre investimentos e descobertas. Nos dados disponíveis, os investimentos em exploração e produção estão juntos, o que dificulta a análise. Em todo caso, esta é uma defasagem esperada. Na verdade não existe certeza nos resultados da exploração principalmente quando se trata de áreas pioneiras e a persistência na exploração depende de respostas positivas em descobertas.

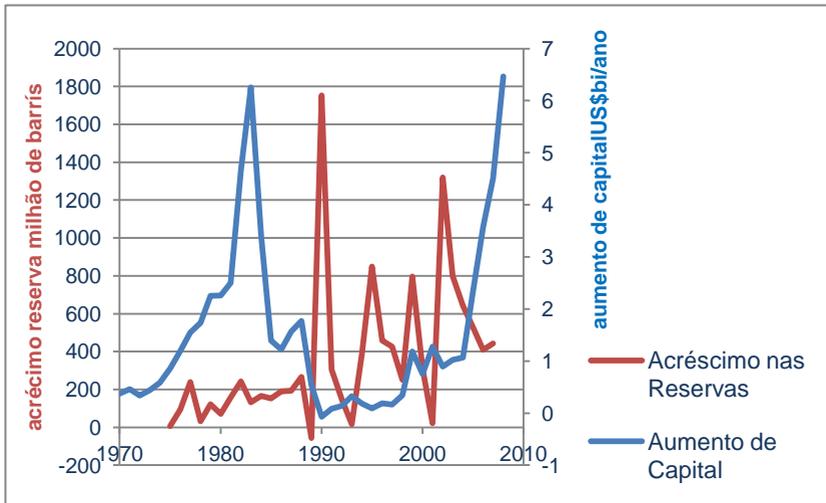


Figura 4.8 – Investimentos efetivos em E&P versus aumento de reservas

Pode-se observar que os grandes investimentos, iniciados na segunda década de setenta e que tiveram seu pico em 1982, tiveram seus resultados em termos de produção com uma defasagem de três anos. A primeira grande descoberta (Marlim e Albacora em 1984) aconteceu somente quando os investimentos já estavam em declínio. Como foi necessário um grande esforço de desenvolvimento tecnológico para explorar em águas profundas, o efetivo aumento de reservas só se verificou na década de noventa.

Segundo Boura (2007) quando uma dada organização decide investir mira pelo menos um dos seguintes objetivos: aumentar a capacidade produtiva, substituir equipamentos ou modernizar suas instalações.

Ainda nesse contexto, quando analisamos a produção de petróleo e o estoque de capital na Figura 4.9, desprezando o primeiro ano, nota-se uma curva decrescente nos primeiros anos; isso é plenamente justificável, pois partiu-se de uma produção em terra (baixos investimentos) para a produção no mar (águas rasas) e posteriormente para águas profundas, com investimentos crescentes e resultados de longo prazo.

Porém, quando se chega à década de 80, nota-se uma ascensão, atingindo seu pico em 2006.

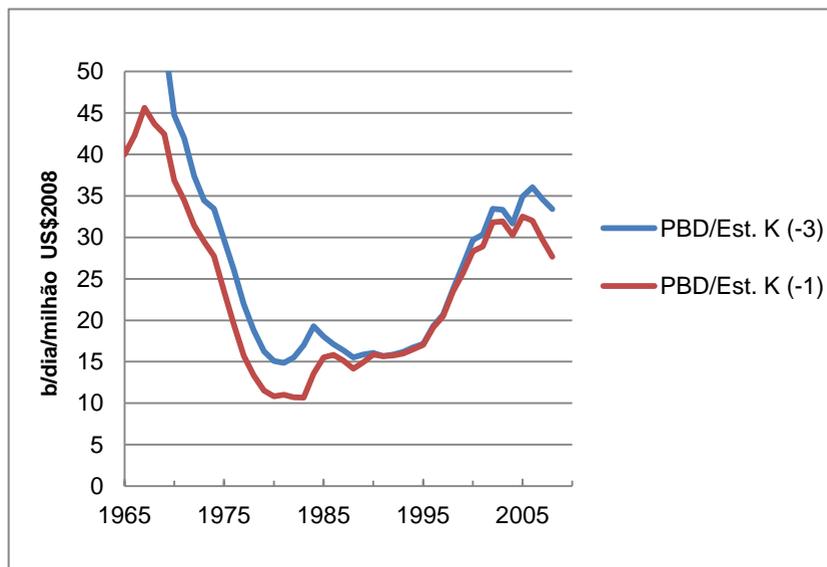


Figura 4.9 – Produção (barril/dia) e Estoque de Capital em E&P (US\$ 1980 milhões) no ano anterior K(-1) e o de três anos antes K(-3)

Este dado, pelo fato de que na produção de petróleo (e gás) o insumo preponderante é o capital, constitui uma primeira aproximação da produtividade de capital ao considerar o petróleo a um preço constante de US\$ 43,00 por barril (preço médio 1970/2008 em US\$ de 2008). O valor de produção (quantidade x preço) dividido pelo estoque de capital é sempre um limite superior da produtividade de capital, já que no cálculo do valor agregado seria necessário ainda subtrair os custos externos. Este valor é mostrado na Figura 4.10 e tem comportamento análogo ao da curva mostrada na Figura 4.9 (produção e estoque de capital), já que o valor da produção por

unidade de estoque de capital ((barril/ano)/US\$) é simplesmente multiplicado por uma constante (US\$43,00/barril) resultando no valor da produção sobre o estoque de capital.

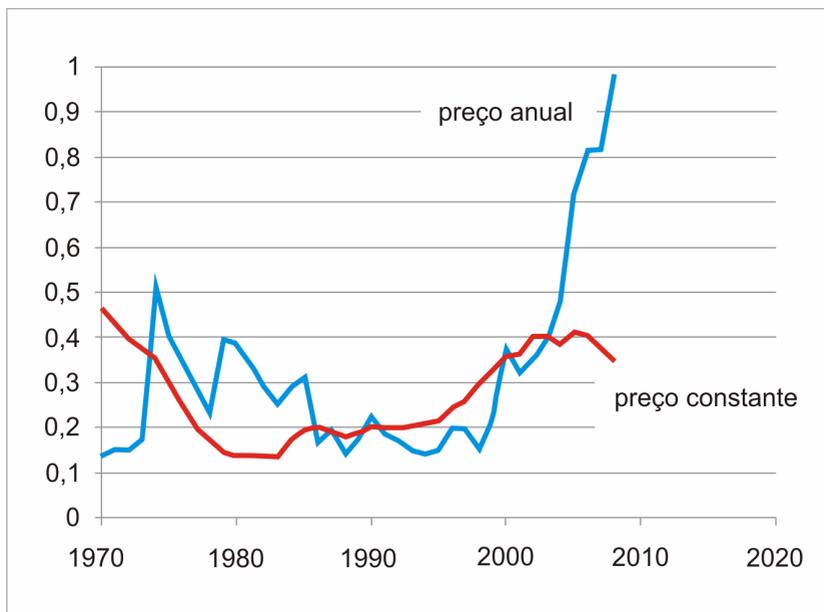


Figura 4.10: Valor do petróleo a preços de 2008 e a preço constante (valor médio 1970 a 2008) dividido pelo estoque de capital

Para chegar-se à produtividade de capital a partir da relação valor do produto / estoque de capital é preciso subtrair do valor os insumos externos do produto para chegar-se ao valor agregado por estoque de capital. Este é, por definição, o valor da produtividade de capital. Esta apuração pode ser feita do ponto de vista do setor petróleo e do ponto de vista da empresa Petrobras. Do ponto de vista do setor, a menos de insumos como combustível e serviços como o de transporte, o valor agregado (que inclui a remuneração do capital e do trabalho) é próximo do valor do produto.

Do ponto de vista da empresa Petrobras, o valor agregado depende da terceirização dos serviços tanto na parte de pessoal como da realização das operações de E&P. No caso da mão de obra terceirizada, não faz parte do valor agregado pela Petrobras mas faz parte do agregado pelo setor.

A Figura 4.11 mostra o resultado da avaliação da mão de obra em atividades de E&P (com e sem os empregos terceirizados), mostrando que

eventuais ganhos de produtividade no trabalho podem ser apenas verdadeiros do ponto de vista da empresa (Boura, 2007).

**Empregos próprios E&P X
Empregados próprios E&P + Estimativa terceirizados
(em dezenas de milhares 10⁴)**

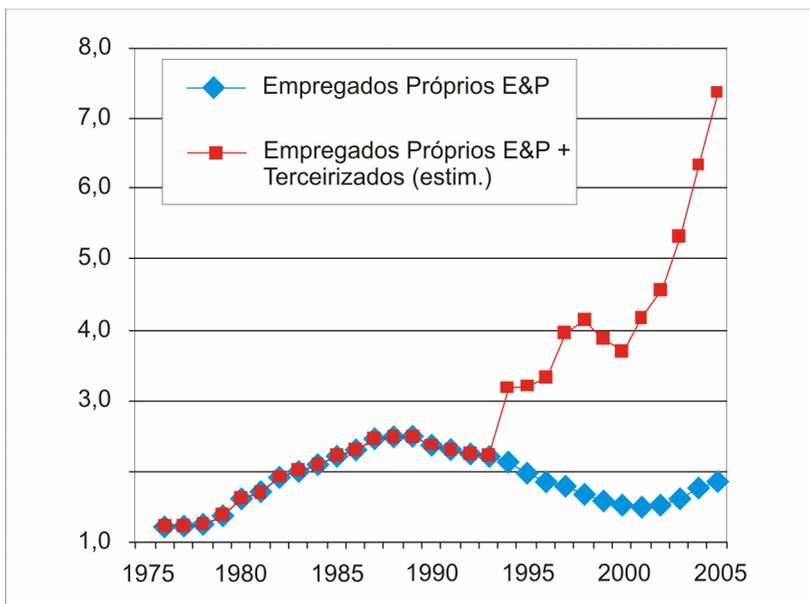


Figura 4.11: Mão de obra da Petrobras e incluindo a terceirizada nas atividades de E&P. (Boura, 2007)

Os custos subiram consideravelmente tendo triplicado entre 2002 e 2008, passando de 3,00 para 9,20 US\$/barril (Petrobras, 2009). Estes custos praticamente acompanharam o preço do petróleo em valores relativos (10% do preço do petróleo), como é mostrado na Figura 4.12. Uma provável explicação para este fenômeno é que, tratando-se de custos em sua maioria externos, existe uma divisão de ganhos entre os atores quando aumenta o valor do produto (maior demanda de serviços e equipamentos elevando preços de insumos). Outra explicação, no caso brasileiro resulta da ampliação dos limites de exploração, perfuração e produção para lâminas de água cada vez maiores, de perfuração e produção em profundidades crescentes no leito do mar, de operação em zonas mais distantes mar a dentro. E mais no fim do período ocorreram os esforços para pesquisa e perfuração da camada do pré-sal, que demandaram vultosos investimentos iniciais refletindo nos custos de exploração, embora não no custeio da produção (não presente no período)

De qualquer forma, esses números demonstram existir espaço para a redução de custos de capital que motivaram, inclusive, a criação do Centro de Excelência em EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) com a participação de empresas de exploração, produção e montagem além de forte participação de entidades de pesquisa. Também a otimização em toda a cadeia de valor (diminuindo gargalos e assim custos), incluindo formação de mão de obra especializada, o desenvolvimento de fornecedores e a implantação de um parque fabril de apoio para a escalada da indústria petrolífera no País, foram os fundamentos para a criação do Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo e Gás –PROMINP, que formou uma vasta rede congregando centenas de atores alinhados no objetivo proposto. Outra medida que terá grande impacto é a criação das 37 Redes Temáticas pela Petrobras, com aplicações de centenas de milhões de Reais por ano, o que dará um impulso sem precedentes nas tecnologias para exploração, produção e refino, bem como nas atividades do gás, o que refletirá positivamente na redução de custos.

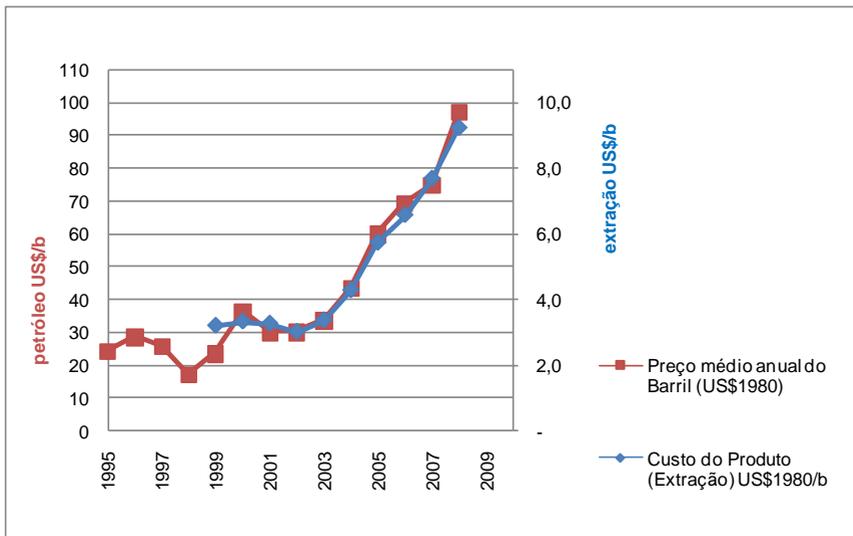


Figura 4.12: Evolução dos preços do petróleo e do custo de extração.

Se o custo de extração for subtraído do valor do produto, tem-se uma primeira estimativa do valor agregado (valor do produto – custo da extração). A razão entre este valor e o estoque de capital pode ser tomada como um valor preliminar da produtividade de capital e a sua evolução é mostrada na Figura 4.13. Os resultados confirmam um aumento de cerca de 200% da produtividade.

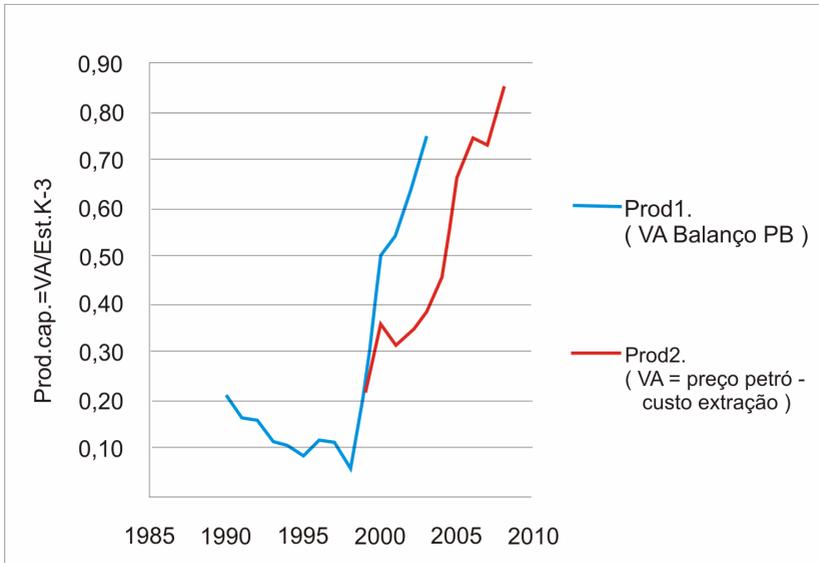


Figura 4.13: Estimativa da evolução da produtividade de capital por dois métodos

A Figura 4.14 mostra a evolução da produtividade de capital tendo sempre permanecido em uma curva ascendente com algumas exceções na década de 90, mas note-se a sua evolução nos últimos 3 anos.

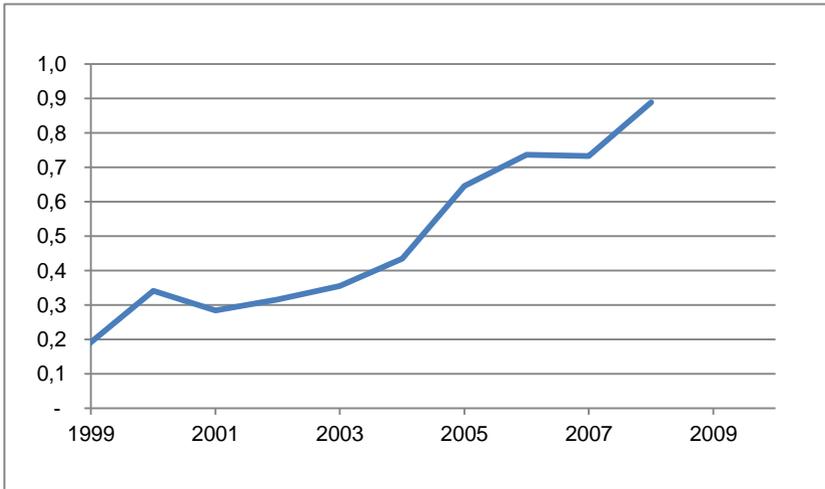


Figura 4.14 - Valor agregado / estoque de capital como estimativa da evolução da produtividade de capital

5. Uso do Valor Agregado do Balanço da Empresa

A Petrobras publica anualmente seu Balanço, onde consta o valor agregado pela empresa no ano em suas atividades. Os valores anuais correspondentes à produção e o total foram avaliados por Aragão (2005) e os dados são mostrados na Tabela 5.1.

Os valores em reais correntes foram convertidos em US\$ 2008 a partir dos valores do PIB expressos em R\$ correntes (IBGE) e US\$ de 2008 (IPEA data). A razão do valor adicionado / estoque de capital foi tomada como a produtividade de capital.

Embora os resultados da produtividade apresentem discrepâncias anuais importantes, o comportamento observado é semelhante. Uma comparação das metodologias deve revelar as causas das discrepâncias e será feita quando for analisada a produtividade da Empresa.

Tabela 5.1: Cálculo da produtividade de capital na área de E & P.

Ano	PIB Petrobras (R\$bi)	VA (Extração de Petróleo e GN) (R\$bi)	PIB Brasil (R\$ bi)	PIB Brasil* (US\$bi)	PIB Petróleo (US\$bi)*	VA (Extração de Petróleo e GN) (US\$bi)**	Estoque Capital E&P (k3) (US\$bi)**	Produt. Capital (VA/K)
1990	24,91	11,09	1132,11	876	19,3	8,6	40,7	0,21
1991	20,93	8,96	1143,77	885	16,2	6,9	41,3	0,17
1992	24,46	8,51	1137,55	881	18,9	6,6	41,2	0,16
1993	27,69	6,39	1193,57	922	21,4	4,9	41,3	0,12
1994	24,26	5,82	1263,43	971	18,6	4,5	41,4	0,11
1995	25,02	4,79	1316,80	1014	19,3	3,7	41,8	0,09
1996	25,55	6,65	1351,80	1036	19,6	5,1	42,0	0,12
1997	25,39	6,29	1396,03	1071	19,5	4,8	42,1	0,11
1998	27,84	3,31	1397,87	1071	21,3	2,5	42,3	0,06
1999	37,19	13,24	1408,85	1074	28,3	10,1	42,4	0,24
2000	51,73	28,26	1470,28	1120	39,4	21,5	42,8	0,50
2001	62,16	31,46	1489,58	1135	47,4	24,0	44,0	0,54
2002	74,13	37,78	1518,28	1165	56,9	29,0	44,8	0,65
2003	81,00	44,49	1514,92	1178	63,0	34,6	46,2	0,75

*câmbio médio 2007.

** Dólar 2008.

Finalmente podem-se comparar os valores da produtividade de capital nas atividades de E & P no Brasil e a produtividade do Brasil. Para uma estimativa preliminar, foi considerado que os custos de extração dos anos anteriores a 1999 fossem constantes e iguais a daquele ano (3,20 US\$/barril). Os valores assim obtidos foram comparados com os da produtividade de capital obtidos no item 1. A Figura 5.1 compara esses valores que mostram que mesmo na atividade de E&P a produtividade do

petróleo ultrapassou a produtividade média da economia brasileira a partir do ano 2002.

É de se esperar que a diferença seja ainda maior em toda a cadeia produtiva. Em 2007 o estoque de capital da Petrobras (K-1) foi avaliado neste trabalho em US\$ 103 bilhões e o valor adicionado pela empresa em 2008 foi de US\$ 81,4 bi, com uma produtividade de 0,79. Se comparado com o estoque de capital no ano de 2005, (Estoque K-3) a produtividade de capital seria de 1,00.

Considerando a importância dos investimentos no petróleo nos investimentos globais brasileiros este é um fato de grande importância macroeconômica cuja relevância aumenta na medida em que uma maior parte do valor agregado em toda a cadeia de produção do setor seja feita no Brasil. Uma avaliação aprofundada deste parâmetro pode ajudar a decidir a política a ser adotada no Setor Petróleo e Gás, principalmente com a ocorrência do pré-sal.

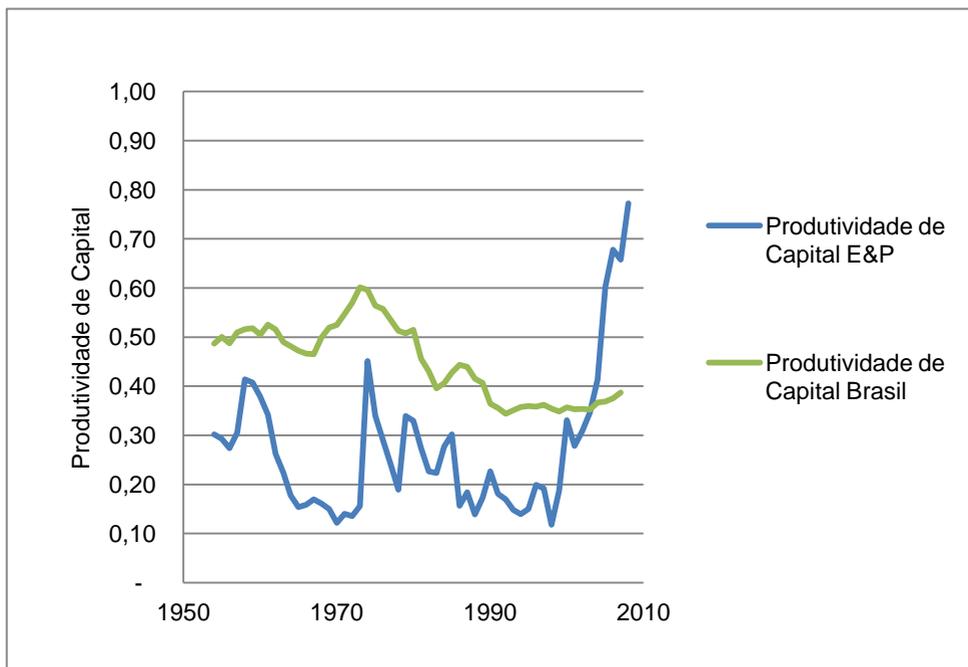


Figura 5.1 – Comparação de produtividade capital nas atividades de exploração e produção de petróleo X produtividade de capital da economia como um todo no Brasil

6. Conclusões

Embora ainda preliminares do ponto de vista do objetivo do Termo de Parceria e&e/MCT em curso, este trabalho já permite algumas conclusões.

Desde os seus primórdios a Petrobras vem investindo maciçamente em E&P, destacando a componente tecnologia, e aumentou sua produtividade de capital como um todo mas principalmente neste setor. Tal aumento é, logicamente, um fenômeno complexo, sendo um dos objetivos dos trabalhos em curso alcançar uma boa explicação para o acontecido. Dos resultados preliminares aqui apresentados, parece claro que, embora parte deste aumento de produtividade seja devido ao acréscimo do preço de petróleo, houve um expressivo aumento (fator 2) na produtividade física e isso tem motivos técnicos e organizacionais.

Outrossim, chamou-se a atenção para um fato aparentemente contraditório de que a produtividade aumenta em períodos de baixo investimento. Isto se deve ao retardo natural existente entre investimentos e produção. Esta distorção pode ser corrigida quando se considera um retardo adequado na apuração do estoque de capital.

A análise preliminar da produtividade de capital no setor petróleo, notadamente na Petrobras, mostra ser correta a escolha do setor e da empresa como objeto do estudo. A elevação da produtividade de capital em um setor de forte participação no investimento global acelera o crescimento do País pela maior capacidade de reprodução do investimento, implícita na alta produtividade de capital.

A forte elevação de alguns custos mostra que existe espaço para incremento da produtividade de capital no setor. A ampla repercussão do aumento dessa produtividade em toda a economia nacional depende da capacidade que tenha o setor e sua empresa líder de estimular ganhos em toda a cadeia produtiva.

A Petrobras com a crise de set/2008 desencadeou um amplo movimento de corte de custos. Também, com a queda dos preços do petróleo haverá uma tendência de queda dos preços dos insumos para a exploração e produção. Por outro lado, o pré-sal resulta, de um lado, em elevados investimentos por campo mas com elevada produtividade física. Mas, por outro lado, requer elevados custos operacionais. Assim, parece muito claro que também, por este lado, no presente e futuro, o aprofundamento de estudos e pesquisas no campo da produtividade de capital seja um caminho importante.

Ao longo de 30 anos deverão ser investidos mais de US\$ 1 trilhão no pré-sal, bem como anualmente serão gastos mais US\$ 14,6 bilhões/ano em custeio, ou seja, US\$ 438 bilhões em 30 anos (supondo uma produção de 4

milhões de barris por dia a um custo de extração de US\$ 10 por barril). Somando os custos de investimentos anunciados para o refino e transporte, bem como os seus custos operacionais de algo como US\$ 8,6 bilhões por ano, ou US\$ 262 bilhões em 30 anos para um refino e transporte idêntico à produção (a um custo de US\$ 6 por barril), estaremos falando de um montante superior a US\$ 1,8 trilhões. Cada 1% bem economizado representará no período US\$ 18 bilhões.

Os números mostrados acima representam sob a ótica meramente dos custos o potencial que justifica o aprofundamento do estudo da produtividade global e do capital. Por outro lado, pensando em aumento de produção por mesmo custo ou capital aplicados (graças aos ganhos em tecnologia e melhor gestão), podemos imaginar a seguinte equação: produção de 4 milhões de barris por dia = US\$ 280 milhões; em 30 anos seriam US\$ 2,5 trilhões (supondo óleo a US\$ 70 e impostos e taxas a US\$ 35 o barril). Assim cada 1% de ganho na produção representa em 30 anos US\$ 25 bilhões em valor adicionado

Dessa forma, podemos ver a dimensão e alcance dos estudos ora em curso dentro do Termo de Parceria e&e/MCT, bem como a necessidade do aprofundamento no assunto em outros âmbitos.

Referencias Bibliográficas.

BRIDGAM, B., GOMES, V., TEIXEIRA, A. 2005. **Sustainable Miracles: Protection and Competition in the Brazilian Oil Industry.**

https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=SED2005&paper_id=421

BRIDGAM, B., GOMES, V., TEIXEIRA, A. 2005. **A Quebra do Monopólio e o aumento da Produtividade. Lições da Indústria de Petróleo do Brasil.**

<http://www.fucape.br/debates/upld/edicoes/Vol3N1FUCAPEDEBATES.pdf>

BRIDGAM, B., GOMES, V., TEIXEIRA, A. 2008. **The Threat of Competition Enhances Productivity.**

https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=SED2008&paper_id=302

BOURA, C. S. 2007. **Aumento da Produtividade na Petrobrás: Quebra de Monopólio.** Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Economia. Faculdade de Economia e Finanças IBMEC.

http://www.ibmecrj.br/sub/RJ/files/dissert_mestrado/ECO/ECO_christianboura_jul.pdf

FEU, A. 2005. **Comportamento da Produtividade do Capital e sua Influência na Contabilidade do Crescimento.** In **O Futuro da Indústria: Produtividade de Capital** / Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior, Instituto Euvaldo Lodi / Núcleo Central. Brasília: MDIC/STI.

PINTO JUNIOR, H. Q. 2007. **Economia da Energia.** Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Campus.

ARAGÃO, AMANDA PEREIRA. 2005. **Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto Brasileiro:1955/2004.** Tese de Mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Disponível em www.ppe.ufrj.br / www.Petrobras.com.br

Lista de figuras

3.1 Produtividade Total dos Fatores na Petrobrás	Pg . 8
4.1 Investimentos da Petrobrás versus preços do petróleo	Pg . 10
4.2 Investimentos em E & P e em Abastecimento	Pg . 12
4.3 Correlação entre o preço do petróleo e o número de poços perfurados (Bridgman, Gomes e Teixeira, 2005)	Pg . 13
4.4 Investimento, depreciação e variação no Estoque de Capital	Pg . 14
4.5 Estoque de Capital e Investimento em E&P	Pg . 14
4.6 Estoque de capital e produção de petróleo	Pg . 16
4.7 Estoque de capital e reservas asseguradas	Pg . 16

4.8 Investimentos efetivos em E & P versus aumento de reservas

Pg . 17

4.9 Produção (barril/dia) e Estoque de Capital em E&P (US\$ 1980 milhões) no ano anterior K(-1) e ode três anos antes K(-3) Pg . 18

4.10 Valor do petróleo a preços de 2008 e a preço constante (valor médio 1970 a 2008) dividido pelo estoque de capital Pg . 19

4.11 Mão de obra da Petrobras e incluindo a terceirizada nas atividades de E&P. (Boura, 2007) Pg . 20

4.12 Evolução dos preços do petróleo e do custo de extração Pg . 22

4.13 Estimativa da evolução da produtividade de capital por dois métodos Pg . 23

4.14 Estimativa da evolução da Produtividade de Capital Pg . 24

5.1 Comparação de produtividade capital nas atividades de exploração e produção de petróleo X produtividade de capital da economia como um todo no Brasil Comparação de Produtividade Capital Petróleo X Brasil Pg . 26

Lista de Tabelas

3.1 Média de produção da Petrobrás Pg . 7

5.1 Cálculo da produtividade de capital na área de E & P.(VA – Valor Agregado / US\$ 2008 - câmbio médio 2007) Pg . 25

Tabelas Anexas

1 Produção de Petróleo & Gás Pg . 31

2 Investimentos da Petrobrás Pg . 31

3 Estoque de Capital Pg . 32

4 Produtividade de Capital Pg . 32

5 Preços Correntes Convertidos (2008) Equivalentes em BO Pg . 33

6 Valor do Produto Pg . 33

Tabelas Anexas

Anexo 1 – Produção de Petróleo & Gás

Ano	Produção petróleo (milhões bbl)	Produção gás natural (Mm3/d)	Produção gás natural (boe/d)	Reservas de petróleo (mil bbl)	Reservas de gás natural (milhões de boe)
1999	1.131.836	31.387,97	219.401,93	8.041,4	1.438,50
2000	1.270.493	35.095,92	245.320,47	8.240,0	1.359,00
2001	1.335.794	36.872,21	257.736,75	8.275,2	1.348,50
2002	1.500.054	40.045,00	279.914,55	9.509,8	1.451,80
2003	1.540.121	40.577,66	283.637,84	10.535,5	1.988,80
2004	1.492.630	39.399,40	275.401,81	10.977,7	1.969,10
2005	1.684.055	43.531,60	304.285,88	11.302,6	1.867,76
2006	1.777.691	43.975,09	307.385,85	11.591,5	2.082,16
2007	1.792.081	43.371,68	303.168,05	11.722,5	2.117,94
2008	1.854.655	51.073,34	357.002,65	11.899,6	2.123,63

Anexo 2 - Investimentos da Petrobrás

Ano	Investimentos E&P (Milhões U\$S)	Investimentos Abastecimento (Milhões de USD)	Outros Investimentos (Milhões USD)	Investimentos Totais (Milhões USD)
1999	2.993,0	687,5	124,1	3.804,6
2000	3.587,1	737,7	292,6	4.617,4
2001	3.252,0	624,9	352,6	4.229,5
2002	3.432,4	1.026,8	335,1	4.794,4
2003	3.534,9	1.790,7	409,1	5.734,7
2004	4.911,7	1.521,8	419,9	6.853,4
2005	6.347,9	1.487,7	1.461,4	9.297,0
2006	7.519,8	2.052,8	2.366,5	11.939,1
2007	9.818,3	5.134,7	3.931,2	18.884,2
2008	13.442,7	5.511,3	4.395,5	23.349,5

Anexo 3 – Estoque de Capital

Ano	Investimento E&P (milhões US\$)	Depreciação (%/a)	Estoque Capital (E&P)	PBD/Est.K (-3)	PBD/Est.K (-1)
1999	2.993,05	5	44.836,52	26,67	25,70
2000	3.587,13		46.181,82	29,69	28,34
2001	3.252,04		47.124,77	30,33	28,92
2002	3.432,40		48.200,93	33,46	31,83
2003	3.534,92		49.325,81	33,35	31,95
2004	4.911,67		51.771,19	31,67	30,26
2005	6.347,87		55.530,50	34,94	32,53
2006	7.519,79		60.273,76	36,04	32,01
2007	9.818,31		67.078,39	34,62	29,73
2008	13.442,71		77.167,18	33,40	27,65

Anexo 4 – Produtividade de Capital

Ano	Valor Produto / Estoque (K-1)	Valor Produto / Estoque (K-3)	Valor Agregado	Valor agregado / Estoque de Capital
1999	0,32	0,34	9.746,57	0,22
2000	0,36	0,37	16.804,43	0,36
2001	0,37	0,38	14.689,76	0,31
2002	0,40	0,42	16.512,31	0,34
2003	0,40	0,42	18.967,01	0,38
2004	0,38	0,40	23.756,45	0,46
2005	0,41	0,44	36.935,04	0,67
2006	0,40	0,45	45.141,23	0,75
2007	0,38	0,44	49.142,02	0,73
2008	0,35	0,42	65.828,09	0,85

Anexo 5 - Preços Correntes Convertidos (2008) Equivalentes em BOE

Ano	US\$ (corr) / US\$ (2008)	LNG Japan	Natural Gas				Crude Oil OECD
			European Union	UK	US	Canada	
1999	1,31	23,22	13,31	11,68	16,75	14,76	22,00
2000	1,27	33,80	23,27	19,41	30,26	26,84	34,57
2001	1,23	32,21	28,80	22,03	28,24	25,07	28,30
2002	1,21	28,98	23,48	16,10	22,61	17,45	28,28
2003	1,17	31,43	29,00	21,95	37,07	31,82	32,25
2004	1,14	33,24	29,26	28,60	37,53	32,29	40,25
2005	1,10	37,55	36,92	45,82	54,52	44,99	54,24
2006	1,07	42,93	52,27	47,34	40,68	35,08	64,10
2007	1,04	45,17	52,17	35,12	40,62	36,04	69,86
2008	1,00	70,66	71,02	60,76	49,82	44,98	94,34

Anexo 6 – Valor do Produto

Ano	Preço de Gás Brasil (USD/boe)	Valor do Produto (Gás)	Preço petróleo Brasil	Valor do Produto (Petróleo)	Valor produto P&G
1999	21,40	4,27	14,70	14,76	17,69
2000	19,90	4,37	20,80	23,54	28,11
2001	26,40	6,48	35,70	45,36	54,11
2002	23,30	6,01	30,30	40,47	48,28
2003	22,70	6,35	28,20	42,30	50,20
2004	23,30	6,61	34,30	52,83	62,55
2005	28,40	7,82	44,80	66,87	79,21
2006	39,40	11,99	51,90	87,40	103,19
2007	52,00	15,98	70,50	125,33	147,00
2008	65,10	19,74	74,70	133,87	156,52

Biocombustíveis Líquidos no Brasil

Omar Campos Ferreira
Agosto/2008

Resumo

Os programas governamentais de incentivo aos biocombustíveis no Brasil são apresentados. Estes biocombustíveis são analisados levando em consideração a produção agrícola e os aspectos econômicos relativos à sua produção e ao seu consumo.

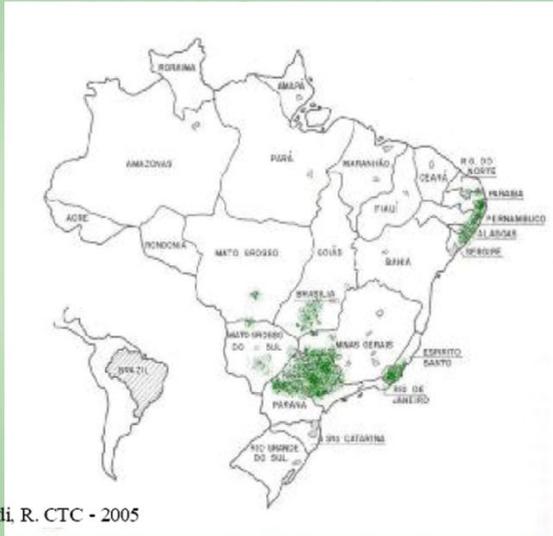
Abstract

The governmental programs regarding the production of liquid biofuels in Brazil are presented. These biofuels are analyzed considering agricultural production and economic aspects regarding their production and use.

Palavras-chave: biocombustíveis, Brasil, biodiesel, cana de açúcar, álcool, oleaginosas.

Biocombustíveis correspondem a cerca de 24 % da oferta interna de energia no Brasil e a 28% de todo o consumo de combustíveis. Destacam-se a lenha nos setores residencial, agropecuário e industrial, o carvão vegetal na siderurgia e o etanol no transporte rodoviário. Recentemente (2002) o Governo Federal criou o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA para introduzir fontes renováveis na geração de eletricidade e lançou em 2003 o Programa Nacional do Biodiesel visando a complementar a oferta interna de combustíveis para o transporte.

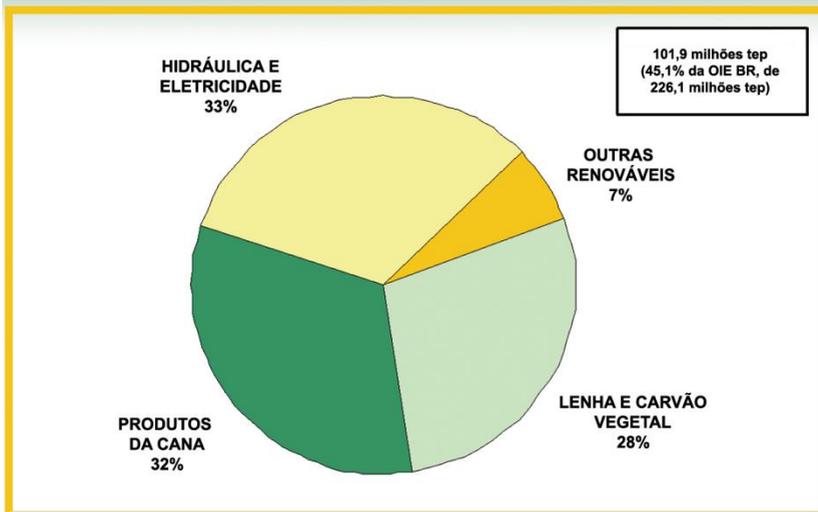
Áreas Cultivadas - Cana-de-açúcar



Produtos da cana-de-açúcar

A cana é a segunda mais importante fonte renovável de energia da matriz energética brasileira e, segundo algumas projeções, poderá vir a ser a mais importante.

Matriz de Oferta de Energia Renovável 2006 (%)



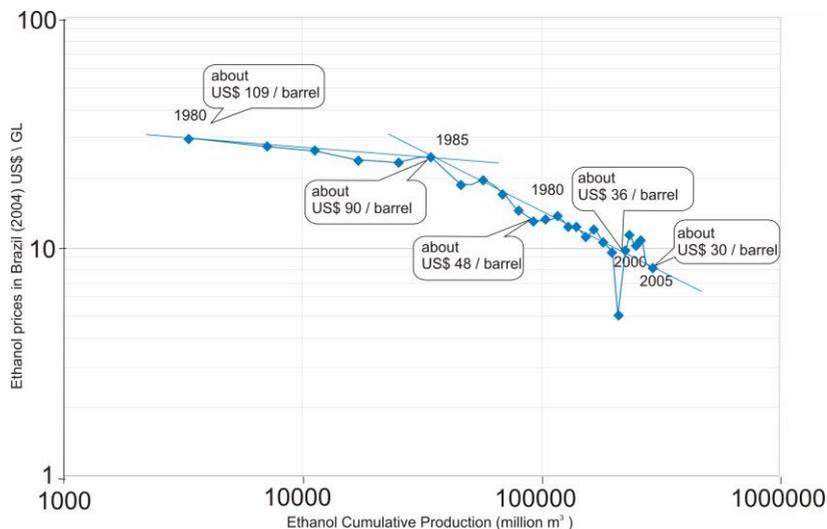
Fonte:Ministério das Minas e Energia

A cana, originária da Índia, foi introduzida no Brasil, então colônia de Portugal, no século XVI e adaptou-se ao clima do Nordeste brasileiro, sendo a base de um dos mais longos ciclos econômicos do País. O principal produto da indústria canieira até meados do século passado era o açúcar; o álcool era produzido apenas como solvente, anti-séptico e combustível para usos domésticos. No decorrer da II Guerra Mundial, foram feitas no Brasil, tentativas de substituição da gasolina pelo álcool, mas o fim do conflito determinou a retomada do consumo da gasolina. A eclosão da crise de preços do petróleo iniciada em 1973, com o embargo de fornecimento pela OPEP, trouxe de volta o projeto de uso do álcool em veículos de transporte, agora apoiado pela tecnologia de motores implantada no Instituto Tecnológico da Aeronáutica – CTA.

O Programa do Álcool – PROÁLCOOL, criado pelo Governo Federal em 1975, contando com estímulos financeiros e fiscais e a participação da indústria (produtores de açúcar e de veículos), promoveu a mistura do álcool anidro à gasolina, com notável diminuição da emissão de poluentes químicos (monóxido de carbono, hidrocarbonetos e chumbo), e o desenvolvimento de motores para o álcool hidratado.

Em 1975, 87% da cana produzida (68 Mt/a) era destinada à produção de açúcar; em 2007 os dois produtos dividiram igualmente a cana (491 Mt/ano). Nesse intervalo de tempo, a produtividade agrícola cresceu de

35 para 70 t/ha.ano, mediante o desenvolvimento de variedades da espécie *saccharum officinarum*, e a produtividade industrial subiu de 40 para 75 litros por tonelada de cana; nas melhores lavouras, colhem-se 85 t/ha.a e se extraem 88 l/t_{cana}. Colaboraram nesse esforço de desenvolvimento o Centro de Tecnologia da Copersucar, a Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, várias das Universidades e Centros de Tecnologia brasileiros. Entre 1980 e 2005, o custo de produção de álcool caiu de 109 para 30 US\$/barrel, seguindo a curva de aprendizado mostrada abaixo¹.



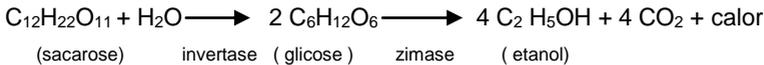
Finalmente a criação do Programa de Fontes Alternativas para a geração de eletricidade, em 2002, abriu um vigoroso mercado para o bagaço e a perspectiva de gaseificação deste subproduto do açúcar e do álcool para a co-geração de eletricidade e de vapor de processo, via ciclo combinado gás-vapor.

Processamento da cana para a produção de álcool

A safra da cana dura em média 200 dias (abril a outubro) ao longo da estação seca. Na colheita, o caule da cana contém 14 a 15% de açúcares redutíveis por fermentação, 10 a 13% de fibras celulósicas e entre 76 e 72% de água. A colheita ainda é feita manualmente na maioria das lavouras, sendo precedida da queima da palha para facilitar o manuseio da cana; a legislação ambiental do Estado de S. Paulo estabeleceu prazo para a mecanização total da colheita até o ano de 2031. A cana é transportada para a usina em caminhões, pesada na recepção, lavada para a remoção de terra

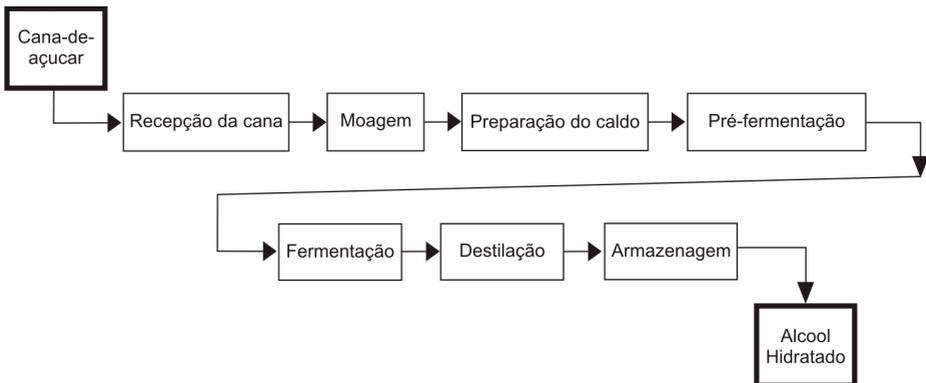
¹ “Ethanol Learning Curve”, Goldemberg, J. et al, 2003

e outras impurezas, cortada em pequenos toletes e moída, separando o caldo de cana do bagaço (a parte fibrosa da cana); o caldo é filtrado, decantado e tratado quimicamente para ajustar o pH e a concentração dos açúcares e a de nutrientes para o fermento, e acondicionado em tanques (dornas) onde se inocula a levedura (fermento) e se dá a fermentação por bactérias da espécie *Saccharomyces cerevisiae*, com a transformação dos açúcares (majoritariamente a sacarose) em glicose e álcool, mediante a seqüência de reações:



O leite de levedura contido na mistura de etanol e água (vinho) é recuperado para novas fermentações; o vinho é enviado a torres de destilação onde a maioria da água é extraída, resultando o álcool hidratado, com teor de etanol de 93% em massa. O subproduto da destilação é o vinhoto, mistura de água, matéria orgânica e nutrientes da cana, de elevada acidez (pH = 4) e demanda bioquímica de oxigênio (DBO = 25g/litro), que retorna ao canavial como fertilizante ou é biodigerido liberando biogás rico em metano e adubo concentrado. A produção do álcool anidro, com 99% de etanol, resulta de destilação extrativa do álcool hidratado, empregando como extratores o ciclo-hexano ou o etilenoglicol.

O balanço energético da produção do álcool é altamente positivo; contabilizando a energia comercial (combustíveis e eletricidade) empregada em todas as fases do processo (lavoura, transporte e conversão) e a energia contida no álcool e no bagaço, o saldo é de 7:1 (a energia da radiação solar e a energia equivalente de irrigação pela chuva são consideradas como dons naturais).



Fluxograma da produção de álcool

a - Álcool anidro

O álcool anidro é usado para compor a “gasolina C”, contendo atualmente até 25% de álcool em volume (26% em massa); a flexibilização do teor de álcool na gasolina C, entre 20 e 25%, tem o objetivo de ajustar a produção de açúcar e de álcool às variações de disponibilidade da cana e da demanda do mercado. Esta mistura apresenta maior resistência à detonação do que a gasolina pura (gasolina A), tendo a octanagem virtual de 90, fato que permitiu aumentar a razão de compressão dos novos motores de 7:1 para 9,5:1, com ganho de 11% na eficiência e diminuição das emissões de CO e HC a cerca de 60% dos valores originais (gasolina A), mesmo na ausência de catalisador, e a supressão da emissão de chumbo. A introdução do controle eletrônico da ignição e do catalisador praticamente igualou as emissões dos motores a álcool hidratado e a gasolina C (os níveis atuais em g/km são de 0,5 a 0,7 para CO, 0,11 a 0,15 de HC, 0,08 a 0,14 de NOx e 0,004 a 0,017 de aldeídos). O preço do álcool ao consumidor em 2006 era de US\$ 215/bep² (US\$ 38,0/GJ).

b - Álcool hidratado

Os veículos projetados para o uso do álcool hidratado entraram no mercado em 1980 e alcançaram o auge de vendas em 1987, quando representaram 94% dos veículos licenciados. Por iniciativa do Governo Federal, a implementação do veículo a álcool hidratado contou com o concurso de Centros de Apoio Tecnológico de Governos Estaduais e de laboratórios das Universidades. Mediante entendimento (protocolo) entre o Governo e a indústria automobilística, foram desenvolvidos esforços para diminuir o consumo específico (litro/quilômetro), mantendo-se o público informado dos resultados através da publicação de um boletim (Escolha Certo) de orientação ao consumidor. A razão de compressão dos motores a álcool hidratado é de 12:1 e a eficiência térmica é cerca de 16% superior à do motor a gasolina C, ganho devido em parte à maior razão de compressão e em parte ao elevado calor de vaporização do álcool hidratado, que torna a compressão da mistura ar-combustível mais próxima da isotérmica de Carnot.

Por efeito combinado da queda do preço do petróleo, do aumento do preço internacional do açúcar e das dificuldades financeiras do Governo, que diminuiu os incentivos para o uso do álcool combustível, o suprimento de álcool apresentou problemas em 1988, quando foi necessário importar metanol para complementar a oferta; a produção de álcool anidro recebeu

² Barril equivalente de petróleo

então prioridade. A venda de veículos a álcool hidratado caiu abaixo de 1% no ano de 2000, sugerindo a decadência do uso desse combustível. A partir de então, a nova escalada do preço do petróleo e a introdução do motor de combustível flexível, em 2003, reativaram o consumo do álcool hidratado.

c - Combustível flexível (“flex fuel”)

A tecnologia de motores a combustível flexível desenvolvida no Brasil se distingue da usada em outros países pela utilização de um “software” que processa as informações dos sensores de oxigênio (sonda lambda), de rotação e de temperatura para identificar o tipo de mistura em uso e regular apropriadamente a injeção eletrônica, ao invés de usar sensores específicos para distinguir os combustíveis; as empresas envolvidas são a Robert Bosch e a Magnetti-Marelli. A venda de veículos com esses motores iniciou-se em 2003 e cresceu à taxa geométrica de 80% ao ano; o resultado da retomada do consumo de álcool hidratado se mede pela razão do consumo em 2006 ($7,19 \text{ Mm}^3$) para o de 2003 ($4,61 \text{ Mm}^3$).

De 1997 a 2006, o consumo de álcool anidro cresceu de 4,77 a $6,14 \text{ Mm}^3$ (102 a 132 PJ); o de álcool hidratado variou de 8,3 a $7,19 \text{ Mm}^3$ (170 a 147 PJ). Comparativamente, o consumo de gasolina A variou de 14,16 a 14,44 Mtoe (593 a 605 TJ). Com o consumo de $13,3 \text{ Mm}^3$ em 2006, álcool já responde por 31% do consumo de combustíveis para motores do ciclo Otto (transporte individual e comercial leve)³; em termos de energia útil, a participação do álcool na frota Otto é avaliada em 36%. Os preços ao consumidor são de US\$ 215/bep (US\$ 38,0/GJ) para o álcool e de US\$ 210/bep (US\$ 36,69 \$/GJ) para a gasolina A.

d - Bagaço da cana

A utilização do bagaço da cana na geração de eletricidade cria um lastro adicional para a produção de álcool, razão pela qual resolvemos apresentar informações básicas sobre o correspondente potencial de geração.

O bagaço produzido na moagem da cana é usado como combustível para gerar vapor que movimenta o gerador de eletricidade e pequenas turbinas de acionamento dos picadores, moendas e outros dispositivos mecânicos, além de fornecer calor de processo. As usinas mais antigas consomem totalmente o bagaço na alimentação de caldeira de baixa pressão (21 bar ou kgf/cm^2), gerando apenas a eletricidade consumida internamente. Nas duas últimas décadas, iniciou-se um movimento de melhoria da eficiência

³ O óleo diesel é destinado ao transporte coletivo de passageiros (ônibus), transporte de cargas e geração de eletricidade em regiões remotas.

dos processos de produção de açúcar e de álcool de forma a gerar eletricidade excedente para complementar o suprimento da rede pública, então atendida majoritariamente (90% da demanda) pela geração hidroelétrica característica do sistema elétrico brasileiro. A geração a partir do bagaço da cana apresenta algumas vantagens sobre outras modalidades de geração, em parte pela coincidência do auge da safra com a afluência mínima de água aos reservatórios de regulação das usinas hidroelétricas. Ademais, a geração proposta se beneficia da infraestrutura da indústria canavieira, fortemente concentrada na região Sudeste e, portanto, perto do centro de demanda de eletricidade. Resultam destas condições o baixo investimento na geração e o baixo custo do bagaço, cuja coleta e transporte já estão pagos pela atividade principal da usina, tornando o custo da eletricidade co-gerada competitivo com o da geração hidroelétrica.

As usinas antigas produzem vapor de 21 bar (kgf/cm^2) a 300°C e as turbinas operam em contrapressão (descarga livre do vapor residual); para melhorar a eficiência energética na produção de açúcar e álcool, de forma a reduzir o consumo próprio de bagaço e produzir eletricidade excedente, está sendo proposto de início o emprego de caldeira de 80 bar e 480°C , com extração e condensação do vapor, e futuramente a gaseificação do bagaço e da palha da cana para gerar eletricidade em ciclo combinado gás-vapor. Estima-se que essas modificações permitirão passar da geração de 10 para $150 \text{ kWh/t}_{\text{cana}}$, na primeira fase da modernização (ciclo a vapor com extração e condensação), e para $300 \text{ kWh/t}_{\text{cana}}$ na fase final (gaseificação do bagaço e da palha e ciclo combinado gás-vapor). Considerando o horizonte de tempo de 30 anos e a demanda interna de açúcar e álcool, a produção de cana atingiria 1 bilhão de toneladas/ano e a geração de eletricidade excedente chegaria a 180 TWh/ano, equivalente a cerca de 12% da demanda de eletricidade projetada para 2030, segundo o Plano Nacional de Energia para 2030. A importância dessa complementação à geração hidroelétrica deverá exigir a garantia do fornecimento de eletricidade pelas usinas e conseqüentemente da produção da cana.

Exportação de álcool

A exportação de álcool combustível é prática recente no Brasil, conforme mostra o gráfico 1 abaixo; o maior importador do álcool brasileiro são os Estados Unidos, com 70% do volume comercializado. O surto de exportação observado a partir do ano 2000 compensou a recuperação lenta do consumo de álcool hidratado causado pela entrada dos veículos “flex-fuel”, ocupando a capacidade instalada de produção estimada em $18 \text{ Mm}^3/\text{ano}$. Apesar de o número de dados ser pequeno, ajustou-se uma curva logística de exportação (equação de Volterra-Lotka), prevendo-se o teto acumulado de 67 Mm^3 (gráficos 2 e 3) que seria alcançado por volta do ano de 2.020 (gráfico

4). A taxa máxima de exportação, deduzida da equação da curva ajustada (gráfico 2), seria de 5,5 Mm³/ano.

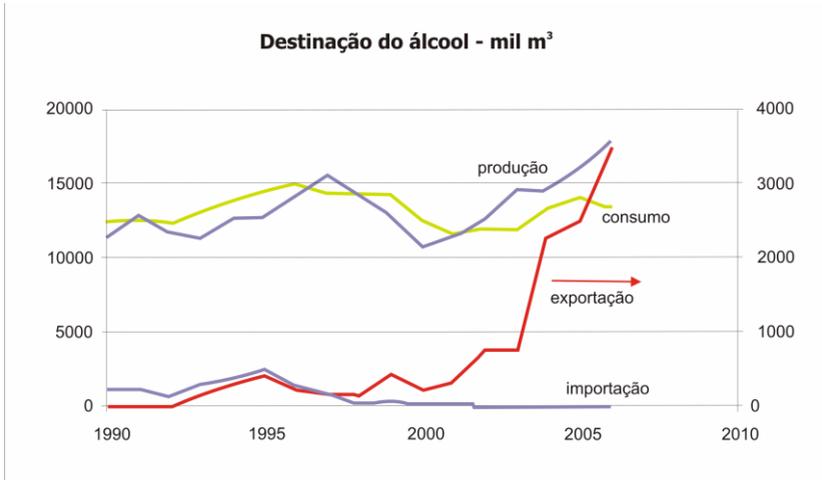


Gráfico 1 – Balanço do mercado de álcool combustível

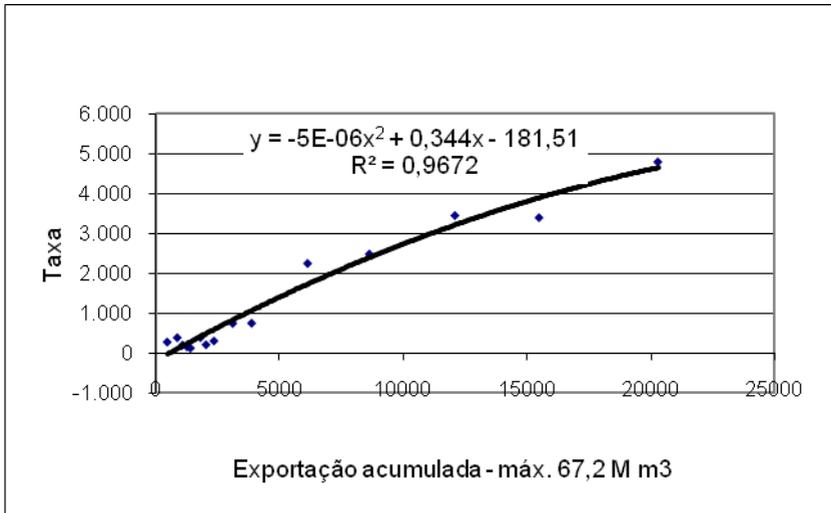


Gráfico 2 – Logística da exportação de álcool

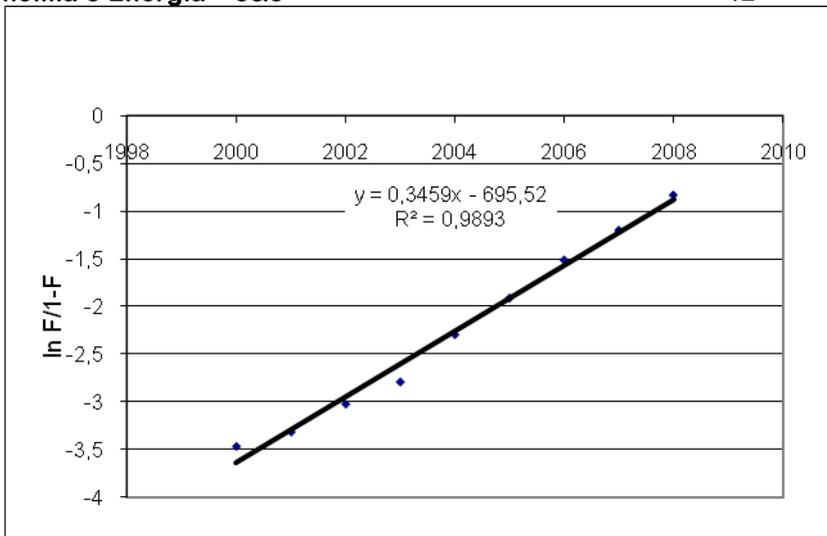


Gráfico 3 – Logística linearizada da exportação de álcool

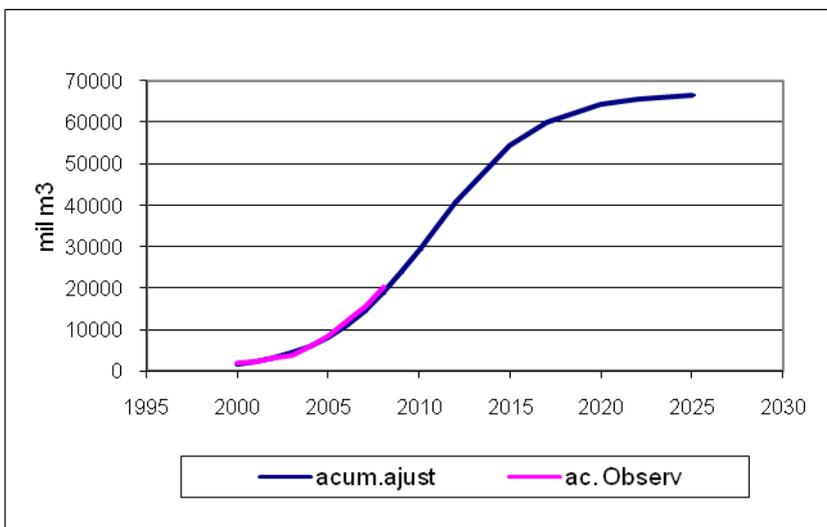


Gráfico 4 – Projeção da exportação de álcool combustível acumulada.

Fatos novos, como o maior interesse de outros países pelos combustíveis renováveis, podem alterar o ritmo e a taxa máxima das exportações; no momento, não há dados concretos a esse respeito.

Fatores condicionantes da exportação de álcool

A possibilidade de se aumentar a exportação depende da disponibilidade de área para o cultivo da cana, da produtividade agrícola e industrial na área canavieira, da capacidade de produção dos equipamentos da destilaria, da infra-estrutura de transportes e da introdução de novas tecnologias de conversão da biomassa. O exame sucinto desses fatores é apresentado a seguir.

1 – Área de cultivo da cana

Segundo dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, o Brasil dispõe de 90 milhões de hectares não utilizados e de 177 milhões ocupados pela pecuária extensiva (quadro a seguir), além de 440 milhões de florestas nativas e reservas ambientais (de uso restrito à extração de recursos naturais: dendê, babaçu, seringueira, etc.); a área ocupada atualmente pelas lavouras permanentes e temporárias é 62,5 milhões de ha, dos quais 10,3% ou 6,3 milhões de hectares são de lavouras de cana. Em 2007 foram colhidas 490 milhões de toneladas de cana, destinadas em partes iguais para açúcar e álcool, sendo produzidos 18 milhões de litros de álcool e 26 milhões de toneladas de açúcar. Admite-se que a área ocupada pela pecuária extensiva possa ser reduzida pelo confinamento dos rebanhos, com ensilagem de espécies de plantas de maior produtividade agrícola para alimentação do gado; esse efeito, que seria mais pronunciado nas áreas planas, onde a mecanização das lavouras possibilita a obtenção de ganhos (lucros) maiores, já estaria ocorrendo na expansão da lavoura de soja que ocupa cerca de 20 Mha.

O extremo superior para a exportação corresponderia à ocupação de parte da área agricultável não utilizada e de parte da área hoje ocupada pela pecuária extensiva (supostamente a metade); supondo que essas áreas fossem distribuídas no futuro entre a agricultura alimentícia e a energética, na proporção das áreas atualmente destinadas a essas modalidades (quadro), caberia à plantação de cana a área de 18 M ha, suficiente para triplicar a produção.

Na hipótese deduzida do estudo logístico apresentado, a expansão da lavoura de cana, mantida a produtividade de 5,5 m³/ha.ano, seria de 1 Mha (0,6% da área agricultável) nos próximos 15 anos. Não há, pois limitação física para se atingir essa meta. Além disto, a fração de cana destinada à produção de álcool poderá continuar aumentando, pois o mercado de açúcar tem crescimento semelhante ao da população (2% ao ano), podendo ser considerado como vegetativo, ao passo que o mercado mundial de energia está em crise.

É, pois, razoável planejar, no Brasil e em outros países de clima e densidade demográfica semelhantes, a expansão da produção de cana, sem prejudicar a agricultura alimentar e sem agredir o meio-ambiente, desde que se incentive o desenvolvimento das tecnologias apropriadas a esses objetivos.

Uso da terra no Brasil

Área agricultável disponível total <i>estimada</i>	152,5 milhões de hectares ou 17,9% do território
Área agricultável utilizada	62,5 milhões de hectares ou 7,3% do território
Lavouras permanentes	15 milhões de hectares ou 1,8% do território
Lavouras temporárias	42,5 milhões de hectares ou 5% do território
Florestas Plantadas	5 milhões de hectares ou 0,6% do território
Área agricultável disponível não utilizada	90 milhões de hectares ou 10,5% do território
Pastagens	17 milhões de hectares ou 2,8% do território
Área de Florestas Nativas e Reservas Ambientais	440 milhões de hectares ou 53% da área total do Brasil

Fonte: IBGE e CONAB - adaptação MAPA

2 – Produtividade agrícola e industrial

No modelo atual de desenvolvimento da exploração da cana, a produtividade aparente, obtida por melhoramento genético da planta, tende à saturação, conforme mostra o gráfico abaixo.

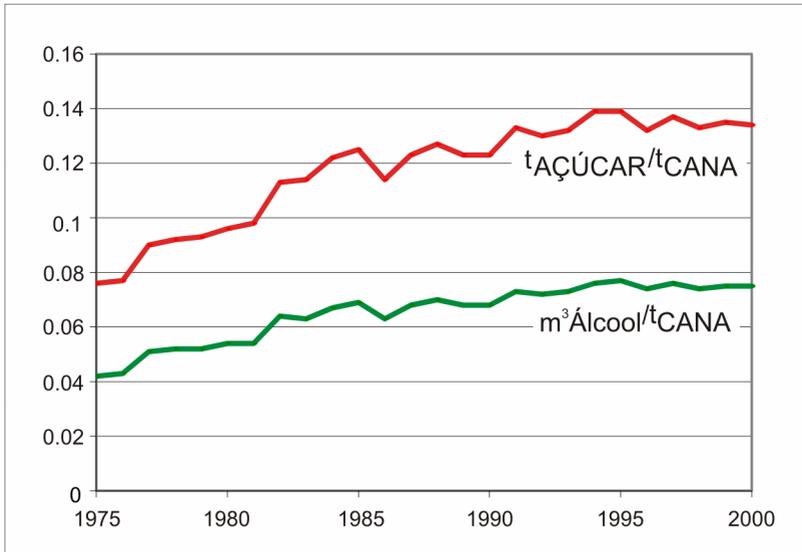


Gráfico 5 – Produtividade da agroindústria canieira⁴

Na época da elaboração do estudo de produtividade, a maioria das lavouras de cana não era irrigada, fato que limita o teor de açúcares recuperáveis (ART). Acreditamos que a irrigação permitiria aumentar o teor de ART, porém não dispomos de dados mais recentes para testar essa hipótese; segundo informação obtida no portal Academia do Açúcar e do Álcool da Copersucar, o teor máximo de ART na cana é de 18%, enquanto que o teor médio atual verificado é de 14%.

3 – Produção de equipamentos para a destilaria

Em Seminário realizado no Rio de Janeiro, em agosto de 2003, foi avaliada a capacidade da indústria nacional na área de equipamentos para destilarias. A Dedini S.A – Indústrias de Base, maior fabricante de equipamentos de destilaria, informou, que a indústria forneceu em 10 anos cerca de 200 destilarias completas; no estágio atual, a capacidade fabril de referência seria, segundo a mesma fonte, de 60 usinas por ano (expansão de produção de até 4 M m³/ano).

⁴ “Potencial de Produção de Etanol da Cana-de-Açúcar”, Ferreira, O. C, Economia e Energia (<http://www.ecen.com>) n° 36/2.003

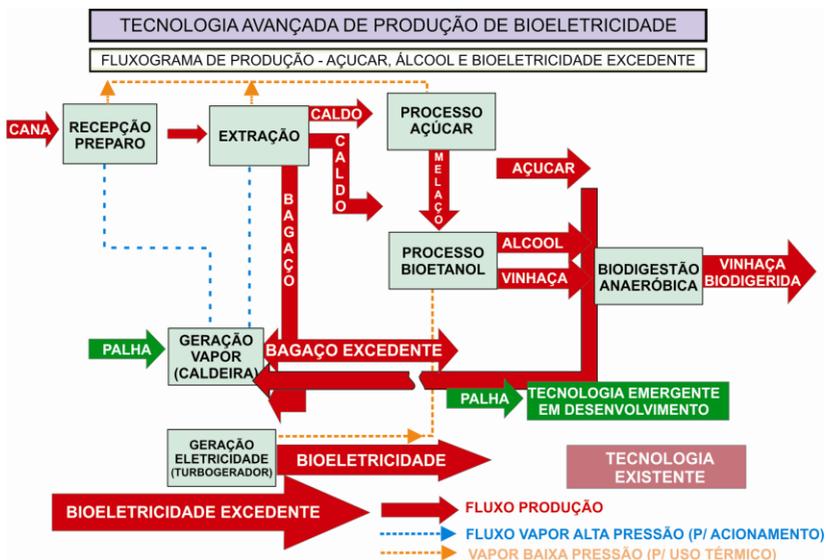
O sistema de transporte do álcool para as bases de distribuição e para os portos é considerado como adequado ao nível atual de produção; todavia, a expansão da capacidade produtiva tem caminhado para o interior do país, o que poderá ocasionar dificuldades de transporte, mormente durante a safra de soja, cultivada mais intensamente na região de expansão da cana. Para contornar possíveis dificuldades, produtores e distribuidores de álcool estão planejando novas rotas de transporte, combinando os modais rodoviário, ferroviário, hidroviário e dutoviário. Segundo Nota Técnica da ANP⁵, a legislação sobre a forma de licenciamento para o transporte deverá ser revista com essa finalidade.

5 – Novas tecnologias

Além dos melhoramentos aplicáveis às usinas existentes, como a extração do álcool a vácuo ou por CO₂ supercrítico, a substituição das turbinas de acionamento por motores elétricos, a desidratação do álcool com o emprego de membranas especiais e outros que resultam em economia de vapor, estão sendo desenvolvidas novas rotas de produção do álcool a partir de materiais celulósicos, como a madeira, capim, o próprio bagaço de cana, resíduos agrícolas (palhas, cascas, endocarpo) e lixo orgânico por hidrólise química ou enzimática.

Na atualidade, essas rotas ainda não são competitivas em custo com a de fermentação/destilação, mas poderão ser competitivas com a extração de combustíveis fósseis. O fluxograma abaixo mostra algumas das novas práticas.

⁵ “Panorama atual da indústria brasileira de álcool combustível”, ANP, 2007



Fonte: DEDINI S. A.

Conclusões

A produção de álcool combustível no Brasil é uma prática consolidada, apresentando eficiência energética e econômica compatível com o estágio de desenvolvimento nacional. Intensiva em mão-de-obra e praticável em todo o território do país, a produção age como instrumento de distribuição de renda e de difusão da educação tecnológica. Estimulada e dirigida pelo Governo no estágio inicial, a atividade alcooleira é hoje inteiramente privatizada e produz um forte efeito de demonstração da possibilidade de substituição parcial de combustíveis fósseis por renováveis.

Em termos políticos, a produção do álcool contribui para a consolidação da autonomia energética e fortalece a indústria brasileira; em termos ecológicos, contribui para a manutenção da qualidade do ar; em termos sociais agrega ao mercado um grande contingente de trabalhadores manuais (1,5 milhão de empregos diretos), abrindo para suas gerações futuras o acesso aos sistemas de educação e de saúde.

Por ser economicamente rentável, a indústria canvieira pode sustentar o esforço de desenvolvimento de novas tecnologias, como o fez o Centro Tecnológico da Copersucar (hoje Centro de Tecnologia Canvieira).

Biodiesel

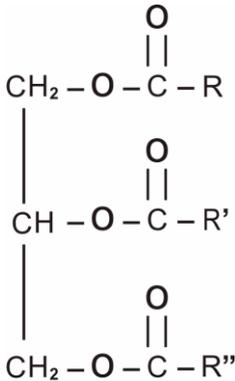
O Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel foi criado pelo Governo Federal em 2003, com propósitos, incentivos e estrutura semelhantes às do Programa do Alcool. A motivação imediata é a diminuição da importação do óleo diesel, causada por inadequação circunstancial da capacidade de refino em processar os óleos pesados extraídos de alguns campos no Brasil. Foi estabelecido um Grupo de Trabalho Interministerial que propôs as seguintes diretrizes para o Programa:

- Introdução do biodiesel na matriz energética nacional de forma sustentável, permitindo a diversificação das fontes de energia, o crescimento da participação das fontes renováveis e a segurança energética;
- Geração de emprego e renda, especialmente no campo, para a agricultura familiar, na produção de matérias-primas oleaginosas;
- Redução das disparidades regionais, permitindo o desenvolvimento das regiões mais carentes do País: Norte, Nordeste e Semi-Árido;
- Diminuição da emissão de poluentes e dos gastos relacionados ao combate aos chamados males da poluição, especialmente nos grandes centros urbanos;
- Economia de divisas, com a redução da importação de diesel;
- Concessão de incentivos fiscais e implementação de políticas públicas direcionadas a regiões e produtores carentes, propiciando financiamento e assistência técnica e conferindo sustentabilidade econômica, social e ambiental à produção do biodiesel;
- Regulamentação flexível, permitindo uso de distintas matérias-primas oleaginosas e rotas tecnológicas (transesterificação etílica ou metílica, craqueamento, etc.).

O biodiesel pode ser produzido a partir de óleos vegetais, de gordura animal e de resíduos da indústria alimentícia. A formulação original do Programa privilegia a utilização dos óleos vegetais que se ajusta melhor às diretrizes expostas; outras matérias-primas seriam utilizadas complementarmente. Óleos vegetais são misturas de ésteres derivados do glicerol, tendo na cadeia ácidos graxos com 7 ou mais átomos de carbono. As duas vias de produção consideradas são a transesterificação e o craqueamento térmico dos óleos vegetais; ambas conduzem à decomposição dos ésteres complexos, de cadeia longa, em compostos de cadeia mais curta, de propriedades semelhantes às do óleo diesel de petróleo.

As cadeias são em geral lineares (figura abaixo), apresentando ligações simples e/ou duplas, o que leva à distinção dos ácidos graxos em

saturados (grupos do tipo $-\text{CH}_2-$) e insaturados (ligações $-\text{CH}=\text{CH}-$), com propriedades físico-químicas específicas; ambos os tipos são encontrados em óleos de diferentes espécies de oleaginosas, afetando de modo variado as características do combustível produzido (viscosidade, poder calorífico, estabilidade, tendência à formação de depósitos no motor, etc).



(I) $\text{R}, \text{R}', \text{R}'' = \text{C}_7\text{H}_{15}, \text{C}_9\text{H}_{19}, \text{C}_{11}\text{H}_{23}, \dots, \text{C}_{17}\text{H}_{35}, \text{C}_{17}\text{H}_{33}, \text{C}_{19}\text{H}_{39}$

A composição dos óleos vegetais em termos de ácidos graxos está mostrada no Quadro 1, vendo-se a considerável diversidade de participação dos ácidos saturados e insaturados⁶.

⁶ “Produção de combustíveis líquidos a partir de óleos vegetais”, Martins, H. et al, Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais, 1983

Quadro 1 – Composição dos óleos vegetais

Ácido graxos	Óleo tipo I – Saturados (de amêndoas)						Óleos tipo II - Insaturados						Óleo tipo III - Polinsaturados		
	Macaúba	Dendê	Indaia	Babaçu	Tucum	Cabeçudo	Macaúba	Dendê	Piqui	Ibaia	Buriti	Pinhão	Cotteira	Linhaça	Soja
Ácido Caprílico	6,2	2,7	9,0	6,8	11,7	8,8									
Ácido Capríco	5,3	7,0	10,0	6,3	7,8	9,0									
Ácido Láurico	43,6	46,9	44,2	41,0	43,6	45,3									
Ácido Mirístico	8,5	14,1	11,9	16,2	15,6	10,9		1,1					1,4		
Ácido Palmítico	5,3	8,8	6,7	9,4	6,0	5,8	18,7	39,7	34,4	22,6	16,3	14,3	7,3	5,0	11,0
Ácido Palmitoleico	-	-	-	-	-	-	4,0	0,3	2,1	-	0,4	1,3	-	0,1	-
Ácido Exteárico	2,4	1,3	2,9	3,4	3,4	4,7	2,8	4,5	1,8	7,5	1,3	5,1	3,1	3,5	2,4
Ácido Oleico	25,5	18,5	12,8	14,2	9,2	12,2	53,4	43,5	57,4	46,7	79,2	41,1	13,5	13,0	23,5
Ácido Linoléico	3,3	0,7	2,0	2,5	2,6	3,4	17,7	10,9	2,8	21,0	1,4	38,1	71,8	17,5	51,2
Ácido Linolênico	-	-	-	-	-	-	1,5	-	1,0	1,0	1,3	0,2	0,6	60,7	8,5
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	3,4
Ácidos Saturados	71,2	80,8	85,2	83,3	88,2	84,4	21,5	45,3	36,2	31,3	17,7	19,4	11,8	8,7	13,4
Ácido Insaturados	28,8	19,2	14,8	16,7	11,8	15,6	78,5	54,7	63,8	68,7	82,3	80,6	88,2	91,3	86,5
Ácido de Saponificação	221	248	255	249	242	256	192	197	202	198	190	189	197	192	195
Índice de Iodo	20	18	16	16	12	15	84	58	84	73	72	97	125	185	136

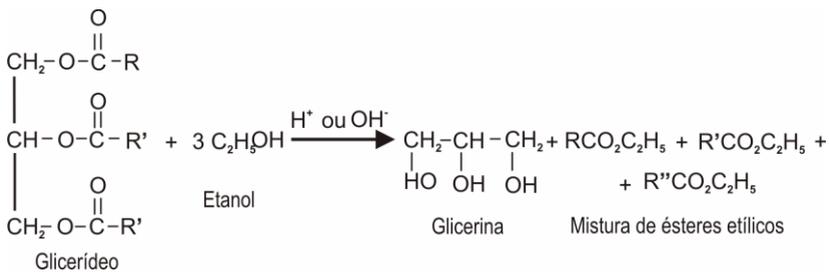
As propriedades físicas de alguns óleos comparadas às do óleo diesel estão no Quadro 2, vendo-se que o poder calorífico e o índice de cetano dos óleos diferem pouco dos correspondentes ao diesel, ao passo que a viscosidade e o ponto de névoa são consideravelmente superiores; a viscosidade elevada dificulta a nebulização do óleo no ar, no interior do cilindro do motor, resultando em combustão incompleta, com a conseqüente perda de potência e de eficiência do motor; o elevado ponto de névoa permite a cristalização do óleo a temperaturas próximas à do ambiente, o que dificulta a partida do motor a frio. Com essas características, os óleos vegetais *in natura* seriam combustíveis de qualidade inferior ao óleo diesel. A transesterificação e o craqueamento atenuam as desvantagens dos óleos vegetais.

Quadro 2 – Características físico-químicas de óleos vegetais e do óleo diesel de petróleo

Características	<i>Dendê (Polpa)</i>	<i>Babaçu</i>	<i>Amendoim</i>	<i>Soja</i>	<i>Óleo Diesel</i>
Poder calórico (Kcal/Kg)	8946	9049	9458	9421	10950
Índice de Cetano	38 - 40	38	39 - 41	36 - 39	40
Viscosidade a 37,8° (cSt)	36,8	30,3	41,1	36,8	2,0 - 4,3
Ponto de Névoa (°C)	31,0	26,0	19,0	13,0	0
Temperatura de destilação em °C para destilar 90% do volume (°C)	359	349	349	370	338
Resíduo de Carbono Comradson sobre 10% do resíduo (%peso)	0,54	0,28	0,49	0,54	0,35

Fonte: R. Stem, J . C. Guibet e J. Graile ⁽⁰²⁾

A transesterificação consiste essencialmente na substituição do glicerol por um álcool de cadeia menor (metanol ou etanol); a reação se processa mediante catálise básica, usando os hidróxidos de sódio e de potássio e o carbonato de potássio, e produz ésteres (metílico ou etílico) de cadeias mais curtas do que a do éster original e de características mais uniformes.



A reação se processa a baixa temperatura (40 a 45°C) e tem como co-produto a glicerina, usada na indústria farmacêutica, de alimentos e de cosméticos; o aumento da oferta de glicerina produzida no processo de transesterificação abre novas possibilidades de seu uso na produção de etilenoglicol e de metanol, na indústria de petróleo (fluidos perfurantes), na produção de PVC e na confecção de membranas para células a combustível, além dos usos na produção de biogás e a queima direta em caldeiras. Os equipamentos requeridos para a transesterificação são simples, constando de um reator de aço-carbono, agitadores e sistema de aquecimento indireto a vapor ou a óleo, semelhantes aos equipamentos usados na extração de óleos vegetais para a indústria de alimentos. A seqüência de operações é a mesma para os diversos tipos de óleos vegetais.

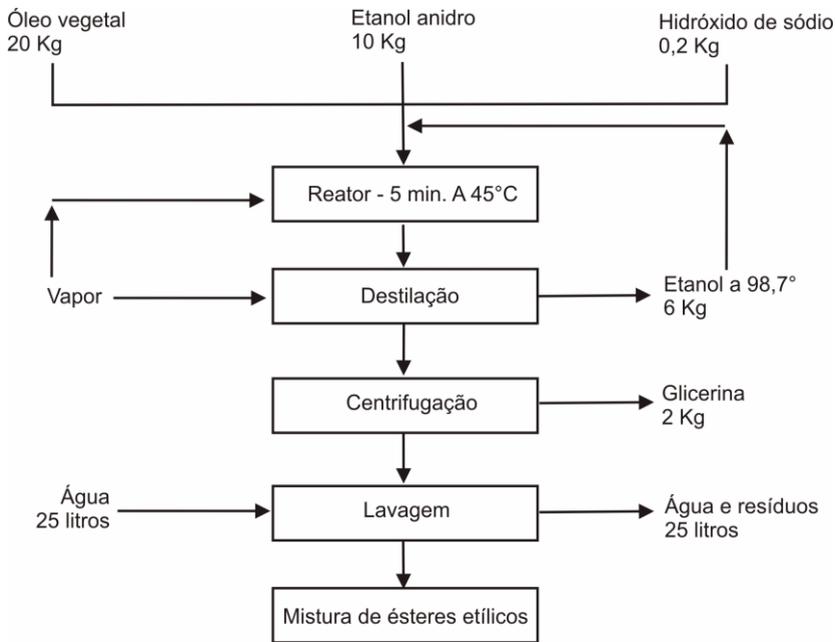
O óleo vegetal, extraído por esmagamento do fruto das oleaginosas e filtrado, é introduzido no reator juntamente com o álcool (em excesso) e o catalisador; a mistura é aquecida pelo banho de vapor ou de óleo e agitada; o excesso de álcool apressa a reação, sendo recuperado por destilação. A mistura contendo o biodiesel é resfriada, centrifugada para separar a glicerina e eliminar resíduos sólidos, e lavada. A eficiência química de conversão do éster original em ésteres de cadeia mais curta é superior a 90% em massa, chegando a 97% em alguns casos, tanto para a via metanólica quanto para a etanólica. A produtividade agrícola, de importância crucial para a viabilidade do Programa, está mostrada no quadro abaixo para algumas espécies nativas.

Quadro 3 – Produtividade agrícola de algumas oleaginosas

Produtos	Dendê		Macaúba		Indaiá		Pinhão-Manso	
	t/ha	Kcal/ha (x10 ⁶)	t/ha	Kcal/ha (x10 ⁶)	t/ha	Kcal/ha (x10 ⁶)	t/ha	Kcal/ha (x10 ⁶)
Óleo de polpa	4,73	41,5	2,62	24,9	0,64	0,61	-	-
Raque	2,40	9,6	2,10	8,4	0,83	4,8	-	-
Fibra	2,48	10,4	3,31	13,9	2,19	9,2	2,23	9,3
Endocarpo	1,90	9,1	2,67	12,8	3,34	16,0	-	-
Óleo de amêndoa	0,29	2,5	0,38	3,2	0,34	2,9	3,04	25,8
Torta de amêndoa (10% óleo)	0,29	1,5	0,32	1,6	0,18	0,9	1,73	8,7

- (1) 145 palmeiras/hs. (16,0 t de frutos/ha)
 (2) 200 palmeiras/hs. . (14,0 t de frutos/ha)
 (3) 1200 palmeiras/hs. . (10,0 t de frutos/ha)
 (4) 1200 pés/há. . (6,0 t de sementes/ha)

Fonte: CETEC



Os benefícios econômicos diretos são a substituição do óleo diesel importado e, no caso da produção descentralizada, a diminuição dos custos de transporte. O consumo de óleo diesel praticamente determina o volume de petróleo usado no Brasil por ser ele o derivado mais consumido; embora haja tecnologia para se aumentar a fração diesel no refino, a importação aparece circunstancialmente como a melhor opção à vista do investimento requerido para adequar a estrutura de refino às características do óleo extraído no Brasil; estima-se em cerca de 6% a fração de diesel importado (2,4 M m³/ano) ao preço de 2,5 a 3 bilhões de dólares por ano. Para diminuir a importação, o Programa do Biodiesel determinou a mistura de 2% de biodiesel ao diesel a partir de 2008 (0,800 Mm³) e de 5% a partir de 2013 (acima de 2,000 Mm³).

Desenvolvimento do Programa

O Programa foi iniciado com base no óleo da soja produzida na região Sudeste/Centro Oeste e no de mamona produzida na região Nordeste. As espécies nativas, de maior produtividade agrícola, não estão ainda domesticadas e as ocorrências naturais não são consideradas suficientes para suportar a produção na escala planejada. A produção de biodiesel atingiu a 900.000 m³ em 2007, superando a meta para atender à mistura de 2% até o fim de 2008. Não há dados oficiais sobre a participação das diversas

plantas oleaginosas na produção; informações levantadas na imprensa atribuem ao óleo de soja a predominância na produção (90%).

Conclusões

O Programa de Produção de Biodiesel está ainda cumprindo as primeiras etapas; um intenso trabalho de pesquisa e desenvolvimento é necessário para incorporar à produção as espécies de oleaginosas de maior produtividade. A julgar pela experiência do Pro-Álcool, esse programa atingirá a maturidade nas próximas duas décadas.

Apoio:

eeen

ECEN - Consultoria Ltda.



Ministério da
Ciência e Tecnologia



Revista - Economia e Energia e.e.e Economy and Energy
Editor Chefe: Carlos Feu Alvim [feu@ecen.com]

Organização **Economia e Energia - e.e.e - OSCIP**
Diretora Superintendente: Frida Eidelman [frida@ecen.com]

0,90

0,80

0,70

0,60

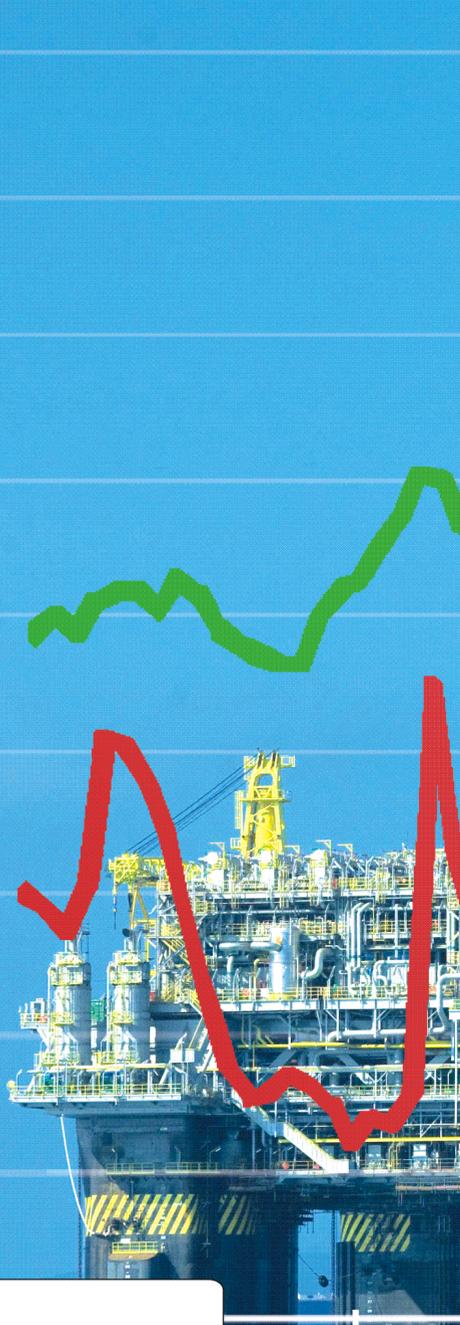
0,50

0,40

0,30

0,20

0,10



1970

Remetente:

Revista - Economia e Energia

Rio: Av. Rio Branco, 123 Sala 1308 - Centro

CEP - 20040-005 Rio de Janeiro - RJ