



F U N D A Ç ã O
GETULIO VARGAS

EPGE

Escola de Pós-Graduação
em Economia

Ensaio Econômico

Escola de

Pós-Graduação

em Economia

da Fundação

Getúlio Vargas

Nº 183

ISSN 0104-8910

A Eficiência da Intervenção do Estado na Economia

Fernando de Holanda Barbosa

Dezembro de 1991

URL: <http://hdl.handle.net/10438/588>

Os artigos publicados são de inteira responsabilidade de seus autores. As opiniões neles emitidas não exprimem, necessariamente, o ponto de vista da Fundação Getulio Vargas.

ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

Diretor Geral: Renato Fragelli Cardoso

Diretor de Ensino: Luis Henrique Bertolino Braidó

Diretor de Pesquisa: João Victor Issler

Diretor de Publicações Científicas: Ricardo de Oliveira Cavalcanti

de Holanda Barbosa, Fernando
A Eficiência da Intervenção do Estado na Economia/
Fernando de Holanda Barbosa - Rio de Janeiro : FGV,EPGE, 2010
(Ensaio Econômico; 183)

Inclui bibliografia.

CDD-330

A EFICIÊNCIA DA INTERVENÇÃO DO ESTADO NA ECONOMIA *

*Fernando de Holanda Barbosa***

I - Introdução

Os eventos recentes nos países socialistas mostraram de forma cabal a completa falência dos mecanismos centralizados de alocação de recursos, para aumentar de maneira sustentada o bem estar das populações dos países que adotaram o sistema de planejamento central. A evidência indiscutível deste final de século é de que o mercado constitui-se no mecanismo mais eficiente de alocação de recursos de uma sociedade. Todavia, a aceitação deste fato não significa que se deva descartar a intervenção do estado na economia. Pelo contrário, em todos os países desenvolvidos a intervenção do estado na economia desempenha um papel importante, em graus e formas que variam de país para país.

A teoria econômica identifica nas falhas de mercado (market failures) a justificativa para a intervenção do estado na economia. O poder de mercado (como no exemplo do monopólio natural), a existência de bens públicos, as externalidades, a informação imperfeita e a inexistência de certos mercados, são tipos de falhas que recomendam a intervenção do estado. Para alguns destes casos existe uma grande controvérsia entre os economistas se ele se constitui numa justificativa adequada ou não para a intervenção do estado. Este trabalho não analisará as controvérsias existentes na literatura econômica sobre a questão da intervenção do estado. O ponto de partida que será tomado como dado é de que por razões econômicas ou políticas o estado intervém no funcionamento dos mercados.

A análise da eficiência da intervenção do estado na economia tem como consequência natural a investigação das razões para o fracasso do governo (government failure). A literatura sobre este tema identifica em diversos tipos de limitações (como pouca informação, pouco conhecimento) e em restrições políticas e administrativas as causas do fracasso do governo. Este trabalho procura investigar até que ponto o arcabouço institucional em que se processa a ação do estado é responsável pelo próprio fracasso da intervenção, ao permitir que decisões discricionárias e casuísticas, que contribuem para ampliar a ineficiência do funcionamento dos mercados, sejam tomadas pelos responsáveis na intervenção econômica do governo.

Este trabalho tem como objetivo analisar a eficiência da intervenção do estado na economia brasileira em duas áreas: i) na regulação de preços de bens e serviços em que o estado é monopolista, e ii) como acionista controlador nas empresas de economia mista.

O trabalho além desta introdução contém quatro seções. A seção II descreve os mecanismos de regulação dos preços dos serviços de eletricidade e de telecomunicações. A Seção III analisa o que aconteceu na prática com os preços regulados destes bens e serviços durante o período 1970/1990. A Seção IV procura desenvolver um esquema teórico bastante simples para analisar como o mercado de ações pode contribuir para

* Gostaria de agradecer a contribuição de Hélio L. Arteiro, Manuel J.L. Caldas e Mário J.Pina, meus co-autores de uma monografia [Barbosa et alli (1991)] que escrevemos sobre empresas estatais brasileiras. Este artigo baseia-se em material contido naquela monografia. Eu gostaria de agradecer, também, à Fundação Ford e ao Comitê de Cooperação Empresarial da Fundação Getulio Vargas pelo financiamento desta pesquisa.

** Professor da Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getulio Vargas e do Departamento de Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense.

melhorar a eficiência das empresas estatais, que têm acionistas privados. A Seção V apresenta as conclusões do trabalho.

II - A Regulação dos Preços de Eletricidade, Telecomunicações e Derivados de Petróleo

Esta seção descreve os mecanismos de regulamentação para os preços da eletricidade, dos serviços de telecomunicações, e dos derivados de petróleo adotados na economia brasileira nos últimos trinta anos. As características comuns deste tipo de intervenção governamental são as seguintes: i) a regulamentação de cada preço, do ponto de vista institucional, é feita por órgãos do poder executivo, que se transformaram em departamentos do Ministério da Infraestrutura, com a reforma administrativa implementada pelo Governo Collor; ii) a regulamentação do preço é feita com base no princípio da taxa de retorno do capital; iii) para cada produto ou serviço o preço é uniforme em todo território nacional; iv) os órgãos regulamentadores têm utilizado um sistema complexo e variado de subsídios cruzados, não somente em virtude da uniformização de preços, mas também devido a diferentes objetivos de política econômica; v) inexistia qualquer preocupação na regulamentação dos preços com critérios de eficiência econômica.

Preço dos Derivados de Petróleo

O Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), do Ministério da Infraestrutura, órgão que sucedeu o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), com a reforma administrativa implantada pelo Governo Collor, é responsável pela determinação dos preços dos derivados de petróleo.

A fórmula para cálculo dos preços dos derivados de petróleo pelo CNP foi mudada em diferentes oportunidades. No período 1954/1964 o preço ex-refinaria de cada derivado era obtido adicionando-se ao custo do derivado importado, o imposto único e as despesas portuárias e aduaneiras. O preço de venda ao consumidor era igual ao preço ex-refinaria mais a margem bruta de lucro da distribuição e da revenda. Ao preço de venda do consumidor adicionava-se o custo de transporte para as cidades do interior.

Em 1964 este critério foi mudado e estabeleceu-se que o preço unitário ex-refinaria, exclusive o imposto único que o integra, dos derivados de petróleo tabelados e produzidos no país seria fixado periodicamente pelo CNP mediante a multiplicação dos coeficientes enumerados na Tabela 1, pela média do custo CIF em moeda nacional, por unidade de volume, do petróleo bruto importado no trimestre anterior. O CNP tinha poderes para aumentar os coeficientes da Tabela 1, a fim de ajustar os preços ex-refinaria às necessidades de execução do programa de investimento da Petrobrás.

Ao preço ex-refinaria eram adicionadas várias parcelas, denominadas de alíneas, que na verdade correspondem a impostos disfarçados, para se chegar ao preço de faturamento. O preço de venda ao consumidor era igual à soma do preço de faturamento com a margem da distribuição e da revenda.

Tabela 1

Preço dos Derivados de Petróleo: Lei 4452 de 5/11/64

Produtos	Coefficientes Multiplicadores do Custo CIF do Petróleo Bruto
Gás Liquefeito	2,30
Gasolina de Aviação	2,15
Gasolina tipo A	2,20
Gasolina tipo B	2,60
Querosene de Aviação	1,80
Querosene	2,30
Óleo Diesel	2,25
Óleo Combustível	1,70
Óleos Lubrificantes	5,50 a 7,00

Em 1966 houve nova mudança no critério para cálculo dos preços dos produtos derivados de petróleo. Justificou-se esta mudança com vários argumentos, entre os quais cabe salientar: i) a conveniência dos preços dos derivados de petróleo serem formados em função dos custos de produção, da estrutura do mercado nacional e das relações internacionais de comércio; ii) a necessidade de garantir a rentabilidade do parque refinador nacional; iii) a necessidade de ser explicitada a proteção fiscal dos derivados de petróleo para mais perfeita apuração dos resultados reais das operações de refino, com a utilização dos recursos provenientes desta proteção para os investimentos exclusivos da Petrobrás. O preço médio de realização da refinaria passou então a ser calculado pela soma dos seguintes custos unitários, reunidos em quatro grupos:

- Grupo I -.Custos em função dos preços do mercado internacional do petróleo bruto e outros materiais de consumo importados, e da taxa de câmbio;
- Grupo II - Custos em função das despesas com pessoal;
- Grupo III - Outros custos variáveis com a conjuntura interna de preços no país;

Grupo IV - Depreciação, amortização e remuneração dos capitais investidos.

O preço médio de realização da refinaria calculado pela soma destes quatro custos definia o preço de realização da gasolina (do Tipo A) e os demais preços eram calculados aplicando-se os coeficientes da Tabela 2, que estabelecia a estrutura de preços relativos, exclusive impostos dos derivados de petróleo.

Em 1977 mudou-se novamente os critérios de fixação dos preços dos derivados de petróleo, e este mecanismo está em vigor até hoje. Não se alterou a fórmula de cálculo para o preço unitário de realização da refinaria. A mudança que ocorreu é de que o preço unitário de realização deixou de ser usado para definir o preço da gasolina, e a partir dele os preços dos demais derivados. O preço unitário de realização passou a definir a receita unitária da Petrobrás na venda de qualquer produto.

Tabela 2

Preço dos Derivados de Petróleo: Decreto-Lei nº 61

Produtos	Coefficientes Multiplicadores do Preço Ex-Refinaria da Gasolina A
Gás Liquefeito	1,05
Gasolina B	1,18
Querosene	1,35
Óleo Diesel	1,00
Óleo Combustível	0,72

Em virtude da dificuldade de se computar os custos de cada derivado pois o processo de produção na indústria de petróleo é conjunto, o novo critério estabeleceu o custo de um derivado “médio”, que é calculado para cobrir os custos dos quatro grupos de custos. A receita unitária da Petrobrás na venda de qualquer derivado é igual ao custo unitário do derivado “médio”, e esta receita é denominada de valor médio de realização. Em símbolos:

$$c = c_I + c_{II} + c_{III} + c_{IV}$$

onde c_I , c_{II} , c_{III} e c_{IV} são os custos unitários de cada grupo e c , o custo unitário total, é o valor médio de realização.

Os preços de realização para os diversos derivados, p_i , $i = 1, \dots, n$, são obtidos a partir da seguinte condição:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = c \sum_{i=1}^n q_i$$

onde q_i é o volume do i ésimo derivado de petróleo que é vendido no mercado doméstico. Esta fórmula permite que os preços de realização. Isto é:

$$\sum_{i=1}^n \omega_i p_i = c$$

onde os pesos ω_i são dados por:

$$\omega_i = \frac{q_i}{\sum_{j=1}^n q_j}, \quad i = 1, \dots, n$$

Esta fórmula permite, portanto, um sistema de subsídios cruzados pelo qual o consumidor de um derivado subsidia o consumidor de outro, sem que a Petrobrás tenha sua rentabilidade afetada. Os derivados de petróleo incluídos no cálculo do valor médio de realização respondem por 95% da produção total, em volume, de suas refinarias. A partir do preço de realização da refinaria, chega-se ao preço de faturamento da refinaria; em seguida ao preço de faturamento da distribuidora, e finalmente ao preço ao consumidor, pela adição de diferentes componentes. Nos preços de faturamento da refinaria e da empresa distribuidora estão incluídos uma parcela correspondente ao Fundo de Uniformização de Preços (FUP), administrado pelo DNC, para viabilizar um outro sistema de subsídio cruzado em virtude da uniformização dos preços dos derivados de petróleo em todo território brasileiro.

Tarifas de Energia Elétrica

O sistema tarifário brasileiro no setor elétrico é definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão do Ministério da Infraestrutura. Esse departamento fixa as tarifas de suprimento das empresas produtoras às empresas distribuidoras de energia elétrica, e as tarifas de fornecimento das distribuidoras ao consumidor final.

O princípio usado para o cálculo das tarifas é o princípio do serviço pelo custo, que foi adotado desde a criação do Código de Águas em 1934. A preocupação deste diploma legal era de se ter uma tarifa neutra, por expressar os custos do sistema e, principalmente, de se cobrar uma tarifa equitativa, no sentido de que a cada grupo de consumidor fosse atribuído a fração equivalente do custo do serviço prestado.

O Código de Águas estabeleceu que o serviço pelo custo compreenderia : i) todas as despesas de operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançadas sobre a empresa, excluídas as taxas de benefícios; ii) as reservas para depreciação, e iii) a remuneração de capital da empresa. O Código de Águas estabeleceu , também, que a avaliação do capital efetivamente utilizado pela empresa, menos a depreciação, fosse calculado ao custo histórico, sem permitir que o seu valor nominal fosse corrigido de acordo com a inflação. Esta situação anômala só foi mudada cerca de trinta anos depois em 1964, quando se permitiu a correção monetária do ativo imobilizado, para o cálculo do investimento remunerável, protegendo os investimentos no setor de energia elétrica da corrosão inflacionária.

O cálculo do serviço pelo custo inclui um componente que corresponde à remuneração do capital investido nas empresas de energia elétrica, e a remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, será de 10% a 12%, a critério do poder concedente. No cálculo da tarifa são consideradas as seguintes parcelas do investimento total: a) os bens e instalações em efetiva operação ou utilização no serviço; b) os materiais de almoxarifado, indispensáveis ao funcionamento ou à expansão do sistema elétrico e à administração da empresa; c) o capital de giro necessário à movimentação da empresa. O investimento remunerável é igual à diferença entre o investimento total e a soma das seguintes deduções: a) reserva para depreciação; b) a reserva de amortização, se houver; c) os adiantamentos, contribuições e doações referentes aos bens e instalações incluídos no

investimento total; d) o valor das obras pioneiras dos bens e instalações para uso futuro e de propriedade da união em regime especial de utilização; e) e o saldo da Conta de Resultados a compensar.

A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder Concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício é registrada na Conta de Resultados a Compensar, do concessionário, para fim de compensação dos excessos e insuficiência de remuneração.

No cálculo do custo do serviço também é computado uma quota anual de 5% sobre o investimento total, depositados em duodécimos, em duas contas da Eletrobrás, a conta denominada Reserva Global de Reversão que fica com 60% da quota, e os 40% restantes que são destinados à conta Reserva Global de Garantia, que foi substituída posteriormente pela Conta Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR). A Eletrobrás pode movimentar a primeira conta para aplicação em casos de reversão, de encampação de serviços públicos de energia elétrica, ou em empréstimos a concessionárias para expansão dos respectivos serviços. A Conta da Reserva de Garantia proverá recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, sendo movimentada pela Eletrobrás, sob expressa determinação do DNAEE. Estabeleceu-se que a remuneração legal do investimento dos concessionários integrados nos planos de aplicação dos recursos de Reserva Global de Garantia seria de até 10% ao ano, a critério do antigo Ministério das Minas e Energia.

O fornecimento de energia elétrica é um serviço de custo crescente ao longo de cadeia geração - transmissão - distribuição. Na medida em que o nível da tensão de fornecimento de energia elétrica decresce, mais equipamentos são adicionados, e novas estruturas de operação e manutenção são necessárias ao sistema. Para fins de tarifação os consumidores são classificados em dois grandes grupos: i) Grupo A, de alta tensão e ii) Grupo B, de baixa tensão. O Grupo B abrange os consumidores energizados até a tensão de 2,3 kilovolts (Kv), e eles são divididos em quatro subgrupos: a) Grupo B1, residencial; b) Grupo b2, rural; c) Grupo B3, comercial, e d) Grupo B4, iluminação pública.

O sistema tarifário aplicado ao Grupo B1, de consumidores residenciais, é dividido em níveis de consumo de forma a privilegiar as classes de menor venda com custos menores de energia, e possibilitar um esquema de subsídios cruzados entre as várias classes de consumidores. A Tabela 3 mostra os descontos praticados, em diversos períodos, no faturamento de energia elétrica para consumidores residenciais.

No Grupo B2, de consumidores rurais, são aplicados dois tipos de tarifas, uma para a propriedade rural propriamente dita e outra tarifa mais baixa para as cooperativas rurais. O Grupo B3 abrange o comércio de maneira geral e as pequenas indústrias, e neste caso se aplica uma única tarifa. O Grupo B4, de iluminação pública, constitui-se em sua grande maioria de prefeituras, responsáveis pelas iluminações dos municípios, sendo aplicada a uma só tarifa.

Tabela 3

Desconto na Tarifa de Energia Elétrica Para Consumidores Residenciais
(%)

Mês/Ano

Intervalo de Consumo	04/90	12/89	10/89	03/85	05/80	12/79
0 até 30 Kwh	70	70	89	68	35	0
31 até 100 Kwh	52	52	72	37	0	0
101 até 200 Kwh	40	40	65	37	0	0
201 até 300 Kwh	8	8	16	16	0	0
acima de 500 Kwh	0	0	0	0	0	0

A tarifa de energia elétrica do Grupo B é uma tarifa monômnia, pois apenas é cobrado o consumo de energia elétrica. No Grupo A são aplicados dois sistemas de tarifas, o convencional e o horosazonal. No convencional a tarifa é do tipo binômnia, com um componente de potência (Kw) e outra para o consumo de energia (Kwh). No sistema de tarifas horo-sazonal o dia é dividido em horário de ponta e fora de ponta, e o ano dividido nos períodos seco e úmido. O faturamento é, portanto, baseado nos consumos de ponta e fora de ponta, para cada período do ano. A demanda é faturada na ponta e fora de ponta independente do período anual, se seco ou úmido. Em ambos sistemas de tarifação, os consumidores do Grupo B são classificados em vários níveis de tensão.

A equalização tarifária da energia elétrica em todo o território nacional foi estabelecida em 1974 acarretando um outro sistema de subsídios cruzados, ao dissociar a tarifa do custo do serviço.

A implementação desta política de equalização acarretou mudanças na metodologia de cálculo das tarifas feitas pelo DNAEE. Cada empresa de energia elétrica possuía uma estrutura tarifária por nível de tensão, que refletia seus custos. O DNAEE considerou, então, que no regime de tarifas equalizadas não havia necessidade de cada empresa fazer seus cálculos de custos, pois o problema de cada empresa resumia-se agora à obtenção ou não de cobertura de seus custos globais, a partir da receita das tarifas.

As empresas passaram a apresentar não mais o roteiro dos custos por nível de tensão, mas sim seus custos globais. A partir desses dados o DNAEE equiparou gradativamente as tarifas das empresas. Entretanto, ficou mantida a classificação dos consumidores por nível de tensão. Conseqüentemente, as tarifas por nível de tensão sofreram afastamentos inevitáveis com relação ao princípio do serviço pelo custo para cada grupo de consumidor.

O critério de ajuste para compatibilizar a equalização tarifária com os custos das empresas foi diferenciar as tarifas de suprimento entre empresas, dado que o preço ao consumidor final, dentro de cada grupo tarifário, se tornou igual por força da lei. Para evitar que muitas empresas tivessem remuneração real sobre o capital investido, diferente dos limites legais estabelecidos, adotou-se o seguinte mecanismo: para as empresas com remuneração acima do permitido aumenta-se o custo de energia comprada, com elevação de tarifa de suprimento; para as empresas com remuneração abaixo do limite legal, diminui-se a tarifa de suprimento. Deste modo, para garantir o preceito legal do equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias, a tarifa de suprimento passou a ser o vaso comunicante na distribuição dos recursos financeiros. Nos casos em que este procedimento é insuficiente para a rentabilidade da empresa, usa-se a conta Reserva Global de Garantia (RGG), que deixou de ser um percentual sobre o valor das instalações, e passou a ser determinada sobre a diferença positiva entre a remuneração da empresa e a remuneração média do setor elétrico. Este dispositivo possibilitou a transferência de um volume maior de recursos através da conta RGG, retirando-se das tarifas de suprimento o papel de vasos comunicantes dos recursos financeiros do setor elétrico.

A equalização tarifária provocou transferências de rendas das regiões com empresas que produzem energia elétrica de maneira mais eficiente a custos mais baixos,

para empresas com custos mais altos. Devido à insatisfação generalizada das empresas concessionárias prejudicadas com o mecanismo de transferência de recursos o DNAEE substituiu a conta RGG pela conta Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), limitando a remuneração em 12% e garantindo uma remuneração mínima de 10%, através de créditos na conta RENCOR. Quando a taxa de remuneração está empreendida entre 10% e 12%, a empresa concessionária não paga nem o RENCOR nem a quota de reversão, e por outro lado não recebe recursos do RENCOR. Por outro lado, quando a taxa de remuneração for inferior a 10%, a empresa concessionária tem um crédito a receber na conta RENCOR, igual à diferença entre o valor que deveria ter de acordo com a taxa legal e o valor efetivamente realizado na operação de empresa.

Tarifa dos Serviços de Telecomunicações

A legislação específica do setor de telecomunicações começa, praticamente, com o Código Nacional de Telecomunicações, criado em 1962. Este código atribui poderes ao Conselho Nacional de Telecomunicações (CONTEL) para determinar os critérios para fixação e reajuste das tarifas dos serviços de telecomunicações, que ficou subordinado ao Ministério das Comunicações quando ele foi criado em 1967.

O Contel especificou os critérios para o cálculo das tarifas determinando que as mesmas fossem fixadas na forma de serviço pelo custo. Os componentes especificados para o custo do serviço forma os seguintes: i) despesas de exploração, ii) impostos e taxas, e iii) justa remuneração do investimento.

As despesas de exploração foram definidas como aquelas relativas à conservação, operação e administração dos bens e instalações aplicadas aos serviços concedidos, tais como: pessoal, materiais e serviços, provisão para depreciação e provisão para amortização do ativo intangível. As despesas referentes à amortização e juros de financiamentos em moeda nacional e estrangeira deveriam ser cobertas, respectivamente, pela parcela de depreciação e pela remuneração do investimento. A justa remuneração do investimento correspondente ao lucro permitido, foi fixado em 12% do valor do investimento remunerável.

Os usuários dos serviços de telecomunicações pagam a mesma tarifa em qualquer ponto do território nacional pela utilização de um determinado serviço. Este princípio teve início com a criação da Telebrás, quando estabeleceu-se uma padronização, a nível nacional, para a qualidade dos serviços prestados. A idéia por trás desta política de preços era de que serviços iguais deveriam ter tarifas iguais, independente de seus custos de produção.

Como as curvas de custos das diversas empresas que compõem o grupo Telebrás são diferentes, montou-se um sistema de redistribuição da receita da telefonia interurbana e internacional, através do qual as empresas de menor rentabilidade recebem um percentual maior da tarifa.

O princípio da transferência de uma parcela da receita da telefonia interurbana e internacional foi escolhido justificando-se que toda ligação interurbana ou internacional sempre se inicia numa rede local, pertencente a uma determinada empresa operadora, que incorre, portanto, em custos neste tipo de ligação. A concessionária dos serviços telefônicos interurbanos e internacionais, a Embratel, repassa uma parcela da receita obtida em cada ligação, para a operadora local onde a ligação teve origem. O percentual repassado varia de empresa para empresa, em função da rentabilidade apresentada pela mesma no exercício anterior. Este critério de repartição da receita estimula a ineficiência, pois as empresas que apresentarem os piores resultados recebem maiores transferências de recursos.

III - A Regulação dos Preços na Prática

A seção anterior descreveu os critérios para a regulação dos preços dos derivados de petróleo, das tarifas de energia elétrica e dos serviços de telecomunicações. Esta seção apresenta uma análise do que aconteceu na prática com os preços destes bens e serviços nos últimos vinte anos. A análise mostra que o arcabouço institucional adotado não funcionou na prática, acarretando taxas de retorno sobre o capital diferentes e inferiores às taxas reguladas.

Derivados de Petróleo

Nos últimos vinte anos a economia mundial foi submetida a dois choques adversos e a um choque favorável no preço do petróleo. O primeiro em 1973 fez com que o preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil quadruplicasse de 1973 para 1974. No segundo choque em 1979 o preço médio do barril aumentou 72% em 1980, comparado com o preço médio do ano anterior. No terceiro choque, que ocorreu em 1986, o preço nominal do barril de petróleo teve uma redução de 50% com relação ao preço médio de 1985.

A Tabela 4 mostra o que aconteceu com os preços reais dos principais derivados de petróleo no período 1970/1990. O preço real da gasolina teve uma tendência ligeiramente crescente entre 1970 e 1973. Em 1974, depois do primeiro choque do petróleo, o preço real médio da gasolina aumentou 50% com relação a 1973, e continuou crescendo até 1976 quando seu preço era maior do que o dobro do preço médio de 1973. No período 1977/79 o preço médio real ficou ligeiramente abaixo do preço médio de 1976, e em 1980 depois do segundo choque ele subiu 42%. Em 1981 o preço real da gasolina atinge o seu pico, quando a gasolina era quase três vezes mais cara do que em 1973. A partir de 1981 o preço real da gasolina começa a declinar e em 1987 o preço já era igual a 63% do preço médio de 1981. Em 1987 há um aumento de 30% com relação ao preço médio do ano anterior, e nos anos de 1989 e 1990 o preço real da gasolina se torna menor do que o preço médio de 1974, com um aumento de 47% em relação ao preço de 1973.

O preço médio anual do querosene subiu 15% entre 1970 e 1973, e em 1974 ele aumentou 15% em relação ao preço médio de 1973. Durante o restante da década dos 70 o preço real do querosene teve uma tendência ligeiramente crescente, e em 1980 o preço médio aumentou de 23% com relação ao seu nível de 1979. No período 1980/1984 o preço do querosene mantém-se praticamente num mesmo patamar, e a partir daí sua tendência é declinante, com a tendência de queda sendo interrompida em 1990. No período 1988/1990 o preço real médio do querosene é menor do que os preços médios vigentes em 1973, antes do primeiro choque do petróleo.

Tabela 4

Preço dos Derivados de Petróleo

Ano	Produtos				
	Gasolina	Querosene	Diesel	Óleo Combustível	Gás Liquefeito de Petróleo
1970	100.0	100.0	100.0	100.0	

1971	102.7	103.3	102.6	103.8	
1972	109.3	114.7	111.5	115.0	
1973	110.3	112.8	109.1	111.3	100.0
1974	165.0	129.3	116.5	125.0	121.6
1975	202.4		129.7	133.8	128.4
1976	237.9	133.2	136.8	147.5	126.2
1977	220.0	141.3	155.0	153.8	119.6
1978	226.2	141.0	149.4	148.8	113.3
1979	229.1	154.6	162.9	180.0	100.2
1980	324.2	189.9	173.5	305.0	77.5
1981	325.7	179.6	198.2	430.0	75.0
1982	289.5	192.1	205.0	392.5	70.4
1983	272.9	195.4	192.9	425.0	77.9
1984	246.9	194.8	204.7	433.8	81.6
1985	224.9	180.4	188.8	402.5	73.7
1986	204.2	134.0	136.8	295.0	50.9
1987	264.8	116.3	122.4	285.0	52.7
1988	202.7	100.0	116.2	236.3	42.1
1989	153.5	94.6	92.9	182.5	32.0
1990	162.3	103.0	95.6	203.8	39.5

Fonte:Barbosa et alli (1991)

Nos primeiros anos da década dos 70 o preço real do óleo diesel não apresenta grandes flutuações, tendo um crescimento moderado de 9% em 1973 quando comparado com o preço médio de 1970. Um ano depois do primeiro choque do petróleo o preço real médio do óleo diesel subiu apenas 15%, retratando a estratégia adotada na época de não repassar internamente o aumento do preço do barril de petróleo importado. A estratégia de aumento gradual do preço do óleo diesel durante o período 1974/1979 fez com que o preço em 1979 já estivesse 47% acima do seu preço médio de 1973. Em 1980 depois do segundo choque do petróleo o preço do óleo diesel aumentou apenas 6% quando comparado com o preço médio de 1979, e em 1981 o preço foi aumentado em 14%. Em 1982 ocorreu um novo aumento de 3% com relação ao preço médio do ano anterior, quando o preço real médio de óleo diesel atingiu seu pico no período 1970/1980. A partir de 1984 o preço real do óleo diesel começou a diminuir, apresentado uma ligeira recuperação em 1990. Nos anos de 1988 e 1990 o preço real do óleo diesel foi menor do que os preços que vigoravam nos anos iniciais da década dos 70, antes do primeiro choque do petróleo.

No período 1970/1973 observa-se para o preço do óleo combustível o mesmo padrão de evolução dos preços dos outros derivados de petróleo, com o preço real de 1973 sendo cerca de 11% acima do preço médio de 1970. No ano seguinte ao primeiro choque do petróleo o preço do óleo combustível subiu 12%, e com a estratégia de repasse gradual de preços nos anos subsequentes o preço do óleo combustível aumentou, e em 1979 seu valor era 62% mais elevado do que em 1973. Depois do segundo choque do petróleo em 1979 o preço continuou subindo, com aumentos de 69% em 1980 e de 41% em 1981. Entre 1981 e 1984 o preço médio real do óleo combustível manteve-se num patamar razoavelmente estável, e a partir daí começou uma trajetória decrescente que foi interrompida em 1990. Diferentemente do óleo diesel e do querosene, mas de maneira semelhante à gasolina, o preço real do óleo combustível em 1989 e 1990 foi maior do que os preços reais que vigoravam não somente no início mas em todos os anos da década dos 70.

No ano seguinte ao primeiro choque do petróleo o preço do gás liquefeito do petróleo aumentou 22%, e em 1975 continuou subindo atingindo o seu pico em todo período analisado. A partir de 1976 e até 1982 o preço do glp declinou, e em 1982 seu valor representava apenas 70% do preço médio que vigorava antes do primeiro choque, a despeito do aumento do preço do óleo importado que ocorreu no segundo choque do

petróleo. No período 1983/1985 o preço do glp permaneceu razoavelmente estável. e em 1986 com o advento do Plano Cruzado o preço do glp diminuiu, apresentando alguma recuperação em 1987, para novamente voltar a baixar e atingir seu menor valor histórico em 1989, quando foi igual a 32% do preço médio de 1983.

A estratégia brasileira de ajuste dos preços dos derivados aos choques do petróleo implicou numa mudança de estrutura dos preços relativos, com o peso do ajuste recaindo sobre a gasolina e o período 1970/1990, tomando-se o preço do óleo diesel como unidade. Observa-se que o preço relativo do querosene em relação ao diesel ficou razoavelmente estável em todo período. O mesmo não aconteceu com o preço relativo do óleo combustível, que a partir dos anos 80 praticamente dobrou de valor com relação ao preço relativo dos anos 70.

Tabela 5
Preço dos Derivados de Petróleo com Relação ao Diesel

Anos	Gasolina	Querosene	Óleo Combustível	Gás Liquefeito de Petróleo
1970	1.20	1.08	0.24	-
1971	1.20	1.09	0.24	-
1972	1.18	1.11	0.24	-
1973	1.22	1.12	0.24	3.67
1974	1.70	1.20	0.25	4.18
1975	1.88	0.24	3.97	
1976	2.09	1.05	0.24	3.70
1977	1.88	0.99	0.23	3.09
1978	1.82	1.02	0.23	3.04
1979	1.69	1.03	0.26	2.46
1980	2.25	1.18	0.41	1.79
1981	1.98	0.98	0.51	1.52
1982	1.70	1.01	0.45	1.38
1983	1.70	1.10	0.52	1.62
1984	1.45	1.03	0.50	1.60
1985	1.43	1.03	0.50	1.56
1986	1.80	1.06	0.51	1.49
1987	2.60	1.03	0.55	1.73
1988	2.10	0.93	0.48	1.45
1989	1.99	1.10	0.46	1.38
1990	2.04	1.17	0.50	1.66

Fonte: Barbosa et alli (1991)

O preço relativo da gasolina que era cerca de 20% mais caro do que o diesel no período 1970/1973, aumentou bastante em 1974 e não teve um comportamento tão regular quanto o óleo combustível no restante do período. Todavia, a gasolina não chegou a dobrar de preço como óleo combustível, com exceção do ano de 1987 quando o preço relativo foi o mais elevado de todo o período de 1970/1990.

O preço relativo do gás liquefeito de petróleo, comparado com o diesel, apesar de flutuações erráticas em alguns anos, apresentou uma tendência declinante de 1973 a 1990. No período compreendido entre 1980 e 1990 o seu preço médio foi igual a 45% do preço médio que vigorou no período 1973/1979.

A conclusão que se chega analisando-se a estrutura de preços relativos e o mecanismo de formação dos preços dos derivados de petróleo é que usou-se um sistema de subsídios cruzados, depois do primeiro choque do petróleo, com o diesel e o gás liquefeito (glp) sendo subsidiado pela gasolina e pelo combustível.

Eletricidade

A Tabela 6 mostra a evolução do preço real da energia elétrica no período 1970/1990, para os consumidores residenciais, comerciais, industriais supridos na tensão de 13.8 kv e industriais com suprimento de energia na tensão de 138 kv e industriais com suprimento de energia na tensão de 138 kv. O preço real foi obtido dividindo-se o preço em moeda nacional pelo Índice Geral de Preços (IGP-DI), da Fundação Getulio Vargas, e então dividido pela taxa média de câmbio do dólar americano no mês de junho de 1991. A unidade adotada para medir o consumo de energia elétrica foi o megawatt-hora. Portanto, os preços da Tabela 6 estão expressos em dólares por megawatt-hora.

Tabela 6
Tarifas de Eletricidade (Dólares por Megawatt-hora)

Ano	Consumidores			
	Residencial	Comercial	Baixa Tensão Industrial (13,8KV)	Alta Tensão Industrial (138KV)
1970	116.60	123.16	56.84	29.90
1971	121.32	128.14	57.32	27.13
1972	132.16	139.61	61.41	27.98
1973	128.64	135.89	59.77	27.24
1974	122.46	129.37	56.90	25.93
1975	134.43	141.80	64.49	31.88
1976	129.44	137.19	63.74	30.75
1977	120.45	129.26	63.46	30.11
1978	110.16	119.69	65.65	30.78
1979	112.04	118.18	61.21	29.79
1980	92.60	116.95	61.04	30.33
1981	84.97	119.48	68.94	35.62
1982	79.03	118.63	66.93	36.87
1983	70.32	105.56	58.76	33.61
1984	65.46	100.54	56.60	32.40
1985	58.27	98.35	59.11	33.01
1986	54.63	99.44	67.97	33.16
1987	63.35	111.52	66.36	38.51
1988	56.72	107.73	68.10	33.94
1989	42.55	85.25	54.37	26.68
1990	54.42	81.43	52.09	25.59

Fonte: Barbosa et alli (1991)

Os preços estão medidos em regime de caixa, o que significa dizer que levou-se em conta a data efetiva em que a conta de energia foi paga. Num país com uma longa tradição inflacionária, o cálculo dos preços nos regimes de caixa e de competência apresenta diferenças, em virtude da taxa de inflação do período que vai da medição da energia consumida até o momento do seu pagamento.

O preço real da energia elétrica residencial no período 1970/79 apresentou uma pequena variação de 13%, entre o menor preço do período de 110, 12 dólares por megawatt-hora em 1978 e o maior preço de 134.43 dólares por megawatt-hora em 1975, com um valor médio no período de 122,77 dólares por megawatt-hora. No período 1980/1986 o preço cai de 92,60 dólares para 54,63 dólares. Há uma pequena recuperação em 1987 quando o preço real médio no ano é igual a 63,35 dólares, mas logo em seguida o preço volta a diminuir. Nos anos de 1988, 1989 e 1990 o preço real de energia elétrica para os consumidores residenciais é um pouco menor do que a metade dos preços que vigoraram na década dos 70.

Os preços reais da energia elétrica para os consumidores comerciais na década dos 80 foram menores do que os praticados na década dos 70. O pico da distribuição dos preços ocorreu em 1975 quando atingiu o valor de 141.80 dólares por megawatt-hora. Os

menores preços do período 1970/1990 ocorreram em 1989 e 1990 , quando os preços médios anuais foram iguais a 85,25 dólares e 81,43 dólares, respectivamente.

O preço real da energia elétrica para os consumidores industriais alimentados na tensão de 13,8 kv permaneceu razoavelmente estável no período 1970/1980, o menor preço foi igual a 52,09 dólares em 1990, o maior preço aconteceu em 1980 quando ele era igual a 68,94 dólares por megawatt-hora consumido, e o seu valor médio nestes vinte e um anos foi igual a 61.48 dólares. O preço real alcançou os seus níveis mais baixos nos dois últimos anos do período analisado.

O padrão de comportamento do preço real da energia elétrica para os consumidores industriais supridos na tensão de 138 kv é semelhante ao observado para o preço real dos consumidores industriais alimentados na tensão de 13.8 kv. O preço real não sofreu grandes oscilações, com o menor preço de 25.59 dólares em 1990 e o maior preço de 38.51 dólares por megawatt-hora consumido em 1987. O preço médio real no período 1970/1990 foi igual a 31.01 dólares.

Telecomunicações

A Tabela 7 ilustra bastante bem o que ocorreu com a política tarifária do setor de telecomunicações no período 1970/1989, tomando-se como exemplo a tarifa telefônica no percurso entre as cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, avaliada a preços reais de 1989 (o valor nominal da tarifa foi dividido pelo índice geral de preços da Fundação Getulio Vargas). Até meados de 1979 a tarifa real manteve-se razoavelmente estável. A partir daí começou um processo de deterioração gradual que se estendeu por toda a década seguinte. A tarifa média de 1980 já era igual a 75% da média do ano anterior.

Tabela 7

Telecomunicações: Tarifas e Custos

Ano	Tarifa	Custo
1976	100	100
1977	113	95
1978	112	90
1979	107	95
1980	81	93
1981	75	94
1982	69	95
1983	59	88
1984	51	81
1985	43	80
1986	31	74
1987	36	94
1988	28	88
1989	25	136

Fonte: Barbosa et alli (1991)

A situação se agravou com a Nova República, pois a média do ano de 1985 foi iguala 39% do seu valor em 1979. Em 1986, o ano do Plano Cruzado, a tarifa média reduziu-se a 30% do seu valor em 1979. A tarifa real manteve-se bastante baixa em 1987, 1988 e 1989, e apenas se recuperou um pouco em 1989 com a introdução do horário da tarifação diferenciada criado em setembro de 1988.

Uma hipótese plausível para explicar a diminuição da tarifa seria a redução do custo, com o usuário beneficiando-se da redução do preço do serviço. Todavia, este fato não ocorreu no período 1979/1989, como mostra a Tabela 7. A tarifa reduziu-se de um índice 100 em 1976 para um índice 28 em 1988, enquanto o índice de custo entre estes dois anos passou de 100 para 88. Logo, pode-se descartar a hipótese de que a redução do custo teria sido responsável pela diminuição da tarifa.

Taxas de Retorno do Capital

O desempenho das taxas de retorno do capital para os setores de petróleo, eletricidade e telecomunicações não divergiu do que aconteceu na prática com os preços destes setores. A Tabela 8 mostra as taxas de retorno para estes três setores no período 1973/1990. Um padrão comum é uma grande dispersão para as taxas de retorno ao longo do período: a amplitude (a diferença entre a maior e a menor observação) para a taxa de retorno do capital na Petrobrás foi igual a 21,2%, para a Eletrobrás 7,7% e para a Telebrás 12,0%.

Uma segunda característica, comum a todos os três setores analisados neste trabalho, é que a taxa de retorno efetiva em geral foi inferior à taxa regulada. Para o setor de telecomunicações a taxa regulada é igual a 12%, mas somente em 1973 a taxa de retorno superou este número, nos demais anos a taxa foi inferior a 10,0%. No caso da eletricidade, a taxa regulada é igual a 10%, e as taxas observadas só foram maiores do que 10% em dois anos (1974 e 1976), e abaixo de 10% nos outros anos. A Petrobrás teve a maior variabilidade dos três setores, apresentou a maior taxa de retorno média (13%) mas foi inferior à taxa regulada (15%).

Tabela 8

Taxas de Retorno do Capital: 1973-1990 (%)

Empresas			
Ano	Petrobrás	Eletrobrás	Telebrás
1973	15.6		13.0
1974	17.3	10.4	4.1
1975	18.7		8.5
1976	23.1	11.4	8.3
1977	18.8		11.2
1978	17.4	8.6	7.2
1979	11.2		6.6
1980	12.7	7.7	8.8
1981	11.5	9.1	8.8
1982	8.0	6.7	7.7
1983	7.4	4.4	6.7

1984	7.7	5.8	6.6
1985	18.9	5.1	5.0
1986	22.9	3.7	3.6
1987	1.7	4.9	3.5
1988	6.5	5.8	5.6
1989	1.9	4.8	1.0
1990	9.5		

Fonte: Barbosa et alli (1991)

IV -Administração e Controle das Sociedades de Economia Mista

A análise econômica não apresentou até agora uma teoria que possibilite a escolha entre uma empresa privada e uma empresa estatal. Esta escolha é, em geral, uma decisão política, na qual a teoria econômica não tem muito a contribuir no processo decisório. Todavia, uma questão importante a analisar diz respeito se a forma de propriedade privada ou estatal, tem alguma influência no comportamento da empresa.

Num livro clássico publicado em 1944 Berle e Means chamaram atenção para o fato de que existe uma dissociação entre a propriedade e a administração das empresas capitalistas modernas, e que os administradores de tais empresas não têm como objetivo a maximização do lucro. Na literatura moderna este é um problema típico do principal e do agente, em que o principal é o acionista e o agente é o administrador da empresa. Enquanto o objetivo do acionista é a maximização do lucro, a função objetivo do administrador pode incluir outras variáveis além do lucro da empresa. A questão que se coloca é saber se existem mecanismos de mercado que podem induzir o administrador a se comportar como se ele fosse o acionista. Esta seção trata deste tema aplicado ao caso das empresas estatais brasileiras, usando um arcabouço teórico bastante simples, seguindo o trabalho de Williamson (1964).

Antes de iniciar a análise cabe mencionar o fato de que na economia brasileira, do ponto de vista legal, existem dois tipos de empresas estatais: a empresa pública e a sociedade de economia mista. A empresa pública é uma entidade dotada de personalidade jurídica de direito privado, com patrimônio próprio e capital exclusivo do governo, criada por lei para a exploração de atividade econômica. A sociedade de economia mista é uma entidade dotada de personalidade jurídica de direito privado, criada por lei para a exploração de atividade econômica, sob a forma de sociedade anônima, cujas ações com direito a voto pertençam em sua maioria ao governo. As companhias de economia mista não estão sujeitas a falência mas os seus bens são penhoráveis e executáveis, e a pessoa jurídica que a controla responde, subsidiariamente, pelas suas obrigações. No que se segue trataremos apenas das empresas estatais do tipo sociedade de economia mista, e mais especificamente daquelas que têm suas ações negociadas em bolsas de valores, como é o caso das ações da Petrobrás, da Telebrás, da Eletrobrás e de outras empresas controladas pelo governo.

Admita-se que o administrador (o agente) tem como objetivo a maximização de uma função utilidade em que um dos argumentos é o lucro, mas que outras variáveis entram também nas suas preferências pois eles estão dispostos a sacrificar uma parte do lucro por prestígio, status e poder. Suponha que estas variáveis podem ser representadas pelo nível de produção da empresa (q). O objetivo do agente consiste, então, em maximizar a função utilidade,

$$u = u(\pi, q), \frac{\partial u}{\partial \pi} > 0, \frac{\partial u}{\partial q}$$

onde π é o lucro da empresa, e supõe-se que as utilidades marginais são positivas e que a função utilidade seja quase-côncava. A Figura 1 mostra as curvas de indiferença associadas a esta função utilidade. Os administradores não são livres nas suas escolhas, pois além da restrição tecnológica devem levar em conta uma restrição de lucro que atenda os acionistas da empresa.

Na Figura 1 está desenhada a curva OCPEA que representa o lucro da empresa como função do nível de produção. No ponto C o lucro é máximo, a quantidade produzida é igual a q^* , e a empresa seria eficiente, pois ela estaria minimizando o custo de produção.

Quando a empresa maximiza a função utilidade e não tem que satisfazer uma restrição de lucro, ou se a restrição de lucro existir e não for efetiva, o ponto E da tangência entre as duas curvas é a solução ótima do modelo. Imagine-se agora que os acionistas da empresa desejam ter um lucro igual a $\bar{\pi}$. Neste caso a solução do modelo será dada pela interseção da curva utilidade com a curva de lucro no ponto P da Figura 1

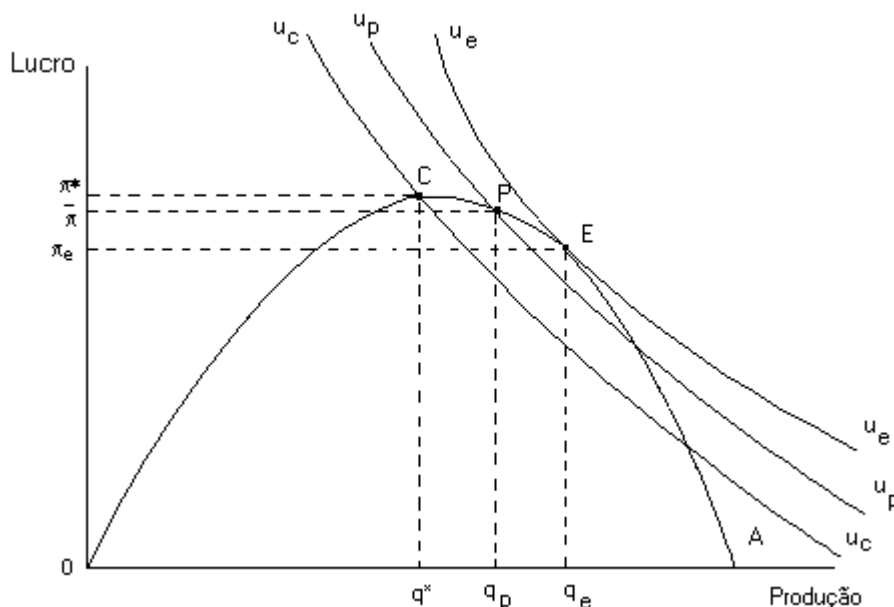


Figura 1. O Comportamento da Empresa e a Propriedade do Capital

Numa empresa em que a propriedade do capital é privada, os acionistas têm um incentivo para descobrirem o lucro máximo que a empresa pode obter. Quando as ações desta companhia são negociadas em bolsa é possível que algumas pessoas estejam dispostas a assumir o seu controle acionário, se possibilidades lucrativas não exploradas no negócio forem detectadas. Na hipótese de que os custos de informação para os acionistas atuais ou potenciais sejam negligíveis, a restrição de lucro deve se aproximar do valor que corresponde ao lucro máximo, e o equilíbrio da empresa deve se aproximar do ponto C onde o lucro é maximizado e o custo de produção minimizado.

No caso de uma empresa de economia mista, em que o estado tem o controle acionário e os acionistas minoritários não são capazes de interferirem na administração, os

administradores não são submetidos à pressão do mercado de ações para levarem em conta nas suas decisões o lucro desejado pelos acionistas privados. Nestas circunstâncias, a empresa de economia mista operaria no ponto E da Figura 1, pois os administradores maximizariam a função utilidade sem prestarem atenção à restrição de lucro, e o valor da ação refletiria este fato, com um preço menor do que aquele que vigoraria no mercado se a restrição fosse levada em conta. A conclusão que se chega a partir deste modelo, que supõe que os administradores das empresas privadas e das empresas de economia mista não divergem nos seus objetivos, é de que o comportamento da empresa pode ser bastante diferente, dependendo da possibilidade do acionista poder influenciar ou não a administração da empresa.

Tabela 9

Prazo de Permanência de Diretores de Empresas Estatais

Ano	Empresas			
	Petrobrás		Eletrobrás	
	Presidente	Diretores	Presidente	Diretores
0-1	11	15	2	6
1-2	5	4	1	2
2-3	4	9	2	3
3-4	1	7	1	4
4-5	1	4	1	3
5-6	1	5	1	1
6-7	-	1	-	3
7-8	-	2	-	2
8-9	-	1	1	1
9-10	-	-	-	-
10-11	-	1	-	1
11-12	-	-	-	-
12-13	-	-	-	-
13-14	-	1	-	-
14-15	-	-	-	-
15-16	-	-	-	1
Total	23	50	9	27

Fontes: Petrobrás e Eletrobrás

Nas empresas de economia mista brasileira o governo detém o controle acionário e os acionistas minoritários praticamente não tem influência na administração das mesmas. Os cargos de presidente e de diretores destas empresas são cargos políticos, que dependem da indicação do Presidente da República. A consequência natural deste processo é uma alta rotatividade dos dirigentes das empresas de economia mista. A Tabela 9 contém alguma informação a este respeito, mostrando o tempo de permanência dos presidentes e diretores de duas empresas estatais, a Petrobrás e a Eletrobrás.

Desde a posse da primeira diretoria em maio de 1954 até outubro de 1990, num período de trinta e seis anos, a Petrobrás teve vinte e três presidentes e cinquenta diretores. Onze presidentes e quinze diretores não chegaram a completar um ano nos seus cargos, e apenas três presidentes permaneceram por períodos maiores do que três anos; na diretoria observa-se uma maior estabilidade vis-à-vis à presidência, pois vinte e três diretores, num total de cinquenta, permaneceram por mais do que três anos nos seus cargos.

A Eletrobrás, desde a sua criação em 1960 até junho de 1990, num período de trinta anos, teve nove presidentes e vinte e sete diretores, dos quais dois presidentes e seis diretores permaneceram menos do que um ano nos seus cargos. Quatro presidentes e dezesseis diretores da Eletrobrás permaneceram mais do que três anos nos seus cargos.

A rotatividade da diretoria da Eletrobrás foi bem menor do que a da Petrobrás durante o período analisado. Mas, em ambos os casos, a rotatividade nos últimos dez anos aumentou. Estes fatos mostram que o atual mecanismo de escolha das diretorias das empresas de economia mista estatais deve ser repensado, pois o desempenho econômico de tais empresas não deve ser imune a mudanças frequentes nas suas administrações.

Um outro fato importante que deve ser mencionado é que a remuneração das diretorias das empresas de economia mista independe do desempenho econômico das mesmas, não havendo nenhum mecanismo que incentive a eficiência e a lucratividade.

A importância do mercado de ações em contribuir para a eficiência das empresas capitalistas modernas sugere alguns mecanismos que poderiam ser criados para impedir que o poder executivo mude com frequência as diretorias das empresas estatais mistas e para incentivar o desempenho da diretoria na administração. Uma possibilidade seria dar aos acionistas minoritários dessas empresas os seguintes direitos: i) o poder de requerer ao acionista majoritário a substituição de toda a diretoria, ou a de um diretor qualquer; ii) o poder de vetar a substituição da diretoria, ou de um diretor qualquer, pelo acionista majoritário; e iii) o poder de estabelecer critérios de remuneração para a diretoria. É claro que uma possível reação do estado quando tivesse suas decisões rejeitadas pelos acionistas minoritários, diante destes novos mecanismos, seria comprar as ações existentes no mercado. Para eliminar esta possibilidade o estado deveria ser proibido de aumentar ou de ultrapassar uma certa participação acionária nas empresas de economia mista.

V - Conclusão

O fracasso do estado na regulamentação dos preços dos serviços públicos é um fato recorrente na história brasileira. A principal razão para este fracasso é a falta de um arcabouço institucional que permita que a regulamentação seja feita de maneira independente, desvinculada das políticas econômicas de curto prazo, e baseada em critérios de racionalidade e eficiência econômica.

A evidência dos últimos vinte anos mostra que os critérios estabelecidos para a política de preços não foram obedecidos na prática, e que os órgãos responsáveis pela regulamentação não tiveram força política suficiente para impedir que os preços dos derivados de petróleo, da eletricidade e das telecomunicações fossem usadas em várias ocasiões para diferentes propósitos e até mesmo como instrumentos de política macroeconômica, no combate à inflação.

Uma sugestão para corrigir as distorções atualmente existentes na regulamentação de preços de setores monopolistas na economia brasileira seria a criação de um único órgão regulamentador, relativamente independente do poder executivo, e que usasse instrumentos de regulamentação que incentivassem a eficiência econômica.

A atuação do estado como acionista controlador das empresas de economia mista produziu uma alta rotatividade das suas diretorias, e foi incapaz de criar mecanismos que incentivassem a eficiência econômica, em virtude da interferência política excessiva na administração dessas empresas.

Uma sugestão para modificar este quadro é a introdução de modificações na legislação específica das empresas de economia mista que permita aos acionistas minoritários uma maior participação nas suas administrações, com o objetivo de torná-las mais eficientes e mais independentes em relação ao poder executivo.

Este trabalho analisou dois casos específicos de intervenção do estado na economia brasileira, como regulador de preços dos derivados do petróleo e dos serviços de eletricidade e de telecomunicações e como acionista controlador das empresas de economia mista. A conclusão em ambos os casos é de que o atual arcabouço institucional deve ser mudado, pois ele foi o principal responsável pela ineficiência da intervenção do estado. As propostas de mudanças institucionais feitas aqui estão dentro de uma estratégia pró-mercado que pode ser aplicada em situações similares que existem na economia brasileira.

Bibliografia

Averch, H. e L. Johnson. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint" American Economic Review 52 (1962), 1053-1069.

Barbosa, F.H., H.L. Arteiro, M.J.L. Caldas; e M.J. Pina. Aspectos Econômicos do Setor Produtivo Estatal no Brasil: Telecomunicações, Eletricidade e Petróleo, mimeo. EPGE/FGV, 1991.

Baumol, W. e A. Klevorick. "Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion". The Bell Journal of Economics and Management Science, 1 (1970), 162-190.

Berle, A.A. e G.C. Means. The Modern Corporation and Private Property. London: Macmillan, 1944.

Crew, M.A. e P.R. Kleindorfer. The Economics of Public Utility Regulation. London: Macmillan, 1986.

Cullis, J.G. e P.R. Jones. Microeconomics and the Public Economy: A Defence of Leviathan. Oxford; Basil Blackwell, 1987.

Kahn, A.E. The Economics of Regulation. New York: John Wiley, Volume I, Principles (1970), Volume II, Institutional Issues (1971).

Rees, R. Public Enterprise Economics, 2nd edition. London: Weidenfeld and Nicolson, 1984.

Rees, R. The Theory of Principal and Agent: Part I and Part II. In J.D. Hey e P. Lambert (editores), Survey in the Economics of Uncertainty. Oxford: Basil Blackwell, 1987.

Ross, S. "The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem". American Economic Review, 63 (1973), 134-139.

Williamson, O.E. The Economics of Discretionary Behavior: Managerial Objectives in a Theory of the Firm. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, 1964.