

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia - PIPGE

(IEE, EP, IF, FEA)

**IMPACTO DAS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO NAS ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO EM
AUTOPRODUÇÃO**

Fernando de Paiva Pieroni

São Paulo

2005

FERNANDO DE PAIVA PIERONI

**IMPACTO DAS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO NAS ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO EM
AUTOPRODUÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Pieroni, Fernando de Paiva.

Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução / Fernando de Paiva Pieroni; orientador Edmilson Moutinho dos Santos – São Paulo, 2005.

128p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia Elétrica – aspecto econômico 2. Planejamento energético 3. Setor elétrico – regulação econômica I. Título.

Dedico este trabalho aos meus pais Ernesto e Maria Alice e à lembrança de meus avós Otorina e Francisco.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço ao Prof. Edmilson, que me orientou no mestrado e revisou cuidadosamente cada página desta dissertação. Sou grato também pelo convite para realizar parte de meus estudos no exterior. Tenha a certeza de que tudo isso foi de grande valor para meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos amigos Luis, Agnes e Wilson, pela troca de experiências, pelo carinho e companheirismo.

Aos meus pais, que, próximos ou distantes, sempre estiveram presentes em cada uma de minhas conquistas.

A Arthur Ramos, da A.T.Kearney, agradeço pelo apoio e flexibilidade essenciais para que esta nova experiência acadêmica se tornasse viável.

À Agência Nacional do Petróleo, pelo apoio financeiro.

Finalmente, ao professor Sinclair, orientador desde a época de graduação, agradeço pela dedicação, pelas contribuições neste trabalho e, principalmente, pela orientação e amizade ao longo de todos esses anos.

A todos, meus mais sinceros agradecimentos.

I believe it is important to view problems in a dispassionate way, to put aside ideology and to look at the evidence before making a decision about what is the best course of action.

(Joseph Stiglitz, 2002)

RESUMO

PIERONI, F. P. **Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução**, 2005, 135p. Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A história recente da indústria nacional de suprimento elétrico tem sido bastante dinâmica e conturbada. Após a abertura do mercado à iniciativa privada, no início dos anos noventa, uma série de questões de ordem política e econômica levantou dúvidas sobre a viabilidade do modelo político-institucional inicialmente adotado, acarretando, em menos de dez anos, uma segunda onda de reestruturação das regras do setor.

O presente estudo busca discutir como estas novas mudanças no marco regulatório influenciam o comportamento de um grupo específico de investidores privados que, ao longo de todo este período, vêm ampliando significativamente sua participação na matriz elétrica brasileira – os autoprodutores .

Para isso, procura-se desenvolver, inicialmente, um método estruturado de avaliação dos investimentos em autoprodução, a partir de conceitos básicos de econômica e finanças. Esta ferramenta é então utilizada para analisar qualitativamente os sinais econômicos associados a cada uma das principais mudanças regulatórias previstas na segunda reforma do setor. Finalmente, discutem-se como estes sinais econômicos podem influenciar o interesse das empresas em investir em projetos próprios de geração.

Palavras-chave: setor elétrico, autoprodução, investimento, regulação econômica

ABSTRACT

PIERONI, F. P. **Impact of the changes in the Brazilian power sector regulatory framework on the investment strategies of self-generators**, 2005, 135 p. Master's dissertation. Program of Post-graduation in Energy. Universidade de São Paulo. São Paulo, Brazil, 2005

The recent history of the Brazilian power industry has been quite dynamic and unstable. After the market opening to private investors in the nineties, in less than ten years, a series of political and economic issues raised doubts about the sustainability of the regulatory framework adopted, resulting in a new reformulation of the industry guidelines.

This dissertation tries to discuss the implications of this second reform of the power sector rules on the willingness to invest of a specific group of companies, which have stood out during all this period – the self-generators.

To achieve this goal, firstly, considering basic concepts of economics and finance, it is developed a structured way to evaluate self-generation projects. This tool is then used to analyze the economic signals provided by the main recent amendments in the power regulatory framework. Finally, this work discusses the influence of these signals on companies' interest to invest.

Key words: power sector, self-generation, investment, economics regulation

LISTA DE TABELAS

Tab 1.1: Participação das empresas no parque gerador brasileiro	06
Tab. 1.2: Estrutura institucional ao fim da consolidação do setor elétrico	09
Tab. 1.3: Limites de participação cruzada entre segmentos da cadeia de valor	13
Tab. 1.4: Cronograma de liberação para livre contratação	14
Tab. 1.5: Resultado das privatizações do setor elétrico brasileiro	16
Tab. 1.6: Reajuste tarifário concedido às distribuidoras em nov./1995	18
Tab. 2.1: Evolução da participação dos agentes na geração elétrica total	29
Tab. 2.2: Capacidade de autoprodução por setor econômico	31
Tab. 2.3: Concessões de UHEs adquiridas por APs – por setor econômico	31
Tab. 2.4: Concessões de UHEs adquiridas por APs – por grupo industrial.....	32
Tab. 2.5: Penetração do gás natural na autoprodução térmica	35
Tab. 2.6: Participação e crescimento do consumo das fontes primárias de energia para fins de AP	35
Tab. 4.1: Impacto do realinhamento tarifário nas tarifas	62
Tab. 4.2: Resumo dos resultados da revisão tarifária de 2003	63
Tab. 4.3: Ágio pago pelos autoprodutores nas concessões de UHEs	68
Tab. 4.4: Energia contratada no primeiro leilão do modelo-Lula	70
Tab. 4.5: Valores da CCC e CDE recolhidos na transmissão	76
Tab. 4.6: Setores com consumo conectado diretamente na rede básica	77

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1: Evolução da capacidade instalada de geração elétrica do país	07
Fig. 1.2: Fontes tradicionais de financiamento das empresas estatais	11
Fig. 1.3: Volume dos investimentos no setor elétrico (1980-1993)	11
Fig. 1.4: Evolução do IGPM e da tarifa média de eletricidade	18
Fig. 1.5: Capacidade instalada vs. consumo de eletricidade	20
Fig. 2.1: Participação dos agentes na capacidade de geração elétrica	26
Fig. 2.2: Evolução da geração por tipo de central elétrica	28
Fig. 2.3: Participação dos agentes nas concessões de UHE	33
Fig. 3.1: Alternativas de investimento em autoprodução	40
Fig. 3.2: Contratos de suprimento de consumidores livres	42
Fig. 3.3: Receitas dos projetos de autoprodução patrocinados consumidores livres	46
Fig. 3.4: Contratos de suprimento do consumidor cativo	47
Fig. 3.5: Composição da tarifa dos consumidores do Grupo A	48
Fig. 3.6: Receita dos projetos de autoprodução patrocinados por consumidores cativos	49
Fig. 3.7: Custos associados aos projetos de autoprodução	50
Fig. 3.8: Tributos incidentes sobre a autoprodução	53
Fig. 3.9: Estrutura dos fluxos de caixa das alternativas de autoprodução	55
Fig. 3.10: Fluxo de caixa detalhado das alternativas de autoprodução	56
Fig. 4.1: Mecanismo de realinhamento tarifário.....	61
Fig. 4.2: Sinais econômicos associados ao realinhamento tarifário	64
Fig. 4.3: Sinais econômicos associados ao mecanismo de formação das tarifas	67
Fig. 4.4: Sinais econômicos associados às novas regras de concessão de UHEs	73
Fig. 4.5: Sinais econômicos associados à realocação dos encargos setoriais	77
Fig. 4.6: Resumo dos sinais econômicos analisados	78

LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL: Agencia Nacional de Energia Elétrica
AP: Autoprodutor
CCC: Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CEA: Centrais Elétricas de Autoprodução
CMSE: Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CSP: Centrais Elétricas de Serviço Público
EPE: Empresa de Pesquisas Energéticas
Grupo A: consumidores de alta tensão (conectados em tensão superior a 2,3 kV)
Grupo B: consumidores de baixa tensão (conectados em tensão inferior a 2,3 kV)
MAE: Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME: Ministério das Minas e Energia
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas
PED: Programa Estadual de Desestatização
PIE: Produtor Independente de Energia
PND: Programa Nacional de Desestatização
PPT: Programa Prioritário de Termelricidade
TE: Tarifa de Energia
TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP: Uso do Bem Público
UHE: Usina Hidrelétrica
VN: Valor Normativo

SUMÁRIO

Introdução.....	01
Capítulo 1: A evolução do marco regulatório do setor elétrico brasileiro	04
1.1 A consolidação do sistema elétrico brasileiro	04
1.2 A reforma dos anos noventa e a implementação do modelo-FHC	09
1.3 A nova reestruturação e a implementação do modelo-Lula	17
1.4 Comentários finais	22
Capítulo 2: Balanço dos investimentos em autoprodução.....	25
2.1 Nota metodológica.....	25
2.2 Centrais elétricas de autoprodução	27
2.3 Comentários finais	36
Capítulo 3: Avaliação dos investimentos e estratégias de autoprodução	38
3.1 Delimitação da metodologia	38
3.2 Determinantes da viabilidade dos projetos	41
3.2.1 Custos evitados e outras receitas	41
3.2.2 Custos operacionais das centrais autoprodutoras	49
3.2.3 Tributos incidentes sobre as centrais autoprodutoras	51
3.2.4 Investimentos	53
3.3 Estratégias de investimento.....	54
3.4 Comentários finais	57

Capítulo 4: Implicações das mudanças no marco regulatório sobre os investimentos em autoprodução	58
4.1 Realinhamento tarifário	59
4.2 Mecanismo de formação da tarifa da energia	66
4.3 Diferenciação das regras de concessão para ACL e ACR	70
4.4 Realocação de encargos setoriais	73
4.5 Comentários finais	78
Conclusões	81
Anexos	86
Referências bibliográficas	93
Cópia da apresentação utilizada na defesa da dissertação.....	98

INTRODUÇÃO

Na década de noventa, o setor elétrico brasileiro iniciou um profundo processo de reforma institucional, envolvendo a privatização de empresas estatais, a elaboração de um novo marco político-regulatório e a abertura do mercado ao investimento privado.

Naquele momento, argumentava-se que, em face de um esgotamento da capacidade do Estado de sustentar o desenvolvimento da indústria elétrica nacional, a atração de capital privado seria de vital importância para promover a ampliação do parque gerador e das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica (OLIVEIRA, 1998).

Contudo, ao longo dos anos, vários fatores de ordem política e econômica criaram dúvidas quanto a real eficácia do novo modelo setorial em atingir seus objetivos iniciais. De acordo com os principais opositores da reforma, além das turbulências econômicas pelas quais o país passou na segunda metade dos anos noventa, uma série de inconsistências políticas e regulatórias fizeram com que o mesmo fosse incapaz de atrair capital privado para a expansão do sistema. Esta percepção foi reforçada quando, diante da contínua elevação do consumo e do efeito de um período de estiagem, que reduziu a capacidade de geração hidroelétrica do país, houve, em 2001, uma séria crise no suprimento elétrico nacional¹. O desfecho deste processo foi uma segunda onda de reestruturação do setor e a elaboração de um novo modelo regulatório, que entrou em vigor no início de 2004.

Apesar da existência de diversas evidências que confirmam esta hipótese de falta de investimentos, uma análise detalhada do comportamento dos diversos agentes mostra, entretanto, que a mesma não se sustenta de forma generalizada. No segmento de geração, entre os anos de 1993 e 2002, a produção elétrica para consumo próprio de grandes consumidores de energia – os autoprodutores - apresentou um crescimento médio de 10% ao ano, algo bastante superior ao crescimento médio anual das demais centrais geradoras e do consumo elétrico total do país, que, no mesmo período, foram, respectivamente, 3% e 4%. O resultado deste processo foi que, em apenas uma década, a participação dos autoprodutores na matriz elétrica nacional praticamente dobrou, saindo de 5%, em 1993, para atingir 10%, em 2002 (BEN, 2004).

¹ (OLIVEIRA, 2001; PINGUELLI, 2002; RAMOS, 2003)

SILVESTRIN (2004) argumenta que o ampliação da autoprodução, particularmente a realizada de forma distribuída, é bastante positiva para a matriz elétrica brasileira, visto que proporciona importantes custos evitados. Ao conectar-se a ativos de distribuição já existentes, a geração distribuída acaba por reduzir a necessidade de investimentos na expansão das redes das empresas distribuidoras, favorecendo todos os consumidores. Além disso, em se tratando de empreendimentos normalmente localizados próximos dos centros de carga, observa-se uma redução das perdas com a transmissão de energia a longas distâncias e, portanto, uma utilização mais eficientes dos recursos energéticos².

Diante deste fatos, o presente estudo se propõe a discutir como a segunda reforma do setor elétrico, desenhada para garantir o investimento estrutural na expansão do sistema, influencia o comportamento deste particular grupo de investidores, que, aparentemente, já enxergava benefícios nas regras anteriormente vigentes. Assim, duas principais questões são colocadas:

- Quais particularidades ou incentivos associados à primeira reforma do setor elétrico³ fizeram com que, diferentemente dos demais agentes, o investimento em autoprodução tenha sido expressivo no período 1993-2002.
- Quais e como os sinais econômicos associados à nova onda de reestruturação influenciarão o comportamento destes agentes no futuro?

Para responder estas questões, inicialmente, procura-se compreender as características econômicas das centrais elétricas autoprodutoras e as estratégias de autoprodução adotadas pelas empresas. Posteriormente, com base neste entendimento, faz-se uma análise de como as

² O conceito de geração distribuída é impreciso. Neste trabalho será considerada distribuída a geração conectada diretamente aos centros de carga, sem necessidade de uso dos ativos de distribuição e transmissão do sistema público de energia. A geração integrada, por sua vez, será aquela que demanda o uso desses ativos para a interligação geração-consumo. Seguindo este critério, as PCHs, que, muitas vezes são classificadas como geração distribuída, poderão ser usinas integradas neste trabalho, caso necessitem de ativos das concessionárias de distribuição para transmitir energia até os locais de consumo.

³ Como será detalhado mais adiante, entende-se por reforma (ou primeira reforma), aquela que se estendeu de 1993 a 2002. Mesmo tendo sido iniciada em período anterior, o modelo da reforma está fortemente associado à política energética implementada pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso. Por outro lado, entende-se por mudanças recentes (ou novo modelo), as alterações do marco regulatório aprovadas ou implementadas a partir de 2003. Naturalmente, este modelo está associado à política energética do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, ainda que sua implementação definitiva deva, provavelmente, ultrapassar o mandato de um único governo.

mais recentes mudanças no marco regulatório se traduzem em sinais econômicos, que podem, eventualmente, influir no interesse das empresas de investir em autoprodução.

Com o propósito de apresentar o contexto político-institucional no qual o presente estudo está inserido, o capítulo I aborda previamente as principais características econômicas da indústria de suprimento elétrico e a evolução do marco regulatório brasileiro, ressaltando as características de cada modelo setorial, bem como os fatores que fizeram com que os mesmos fossem implantados e posteriormente substituídos.

No capítulo II, pretende-se caracterizar a figura do autoprodutor, a partir do detalhamento das estratégias de investimento em autoprodução e do levantamento dos principais setores da economia que a adotam como alternativa de suprimento.

O objetivo do capítulo III é desenvolver uma forma estruturada de avaliar os projetos de geração própria, detalhando as principais variáveis de caráter econômico, financeiro e regulatório que determinam a viabilidade de cada uma das possíveis modalidades de autoprodução.

Finalmente, no capítulo IV, os modelos de avaliação desenvolvidos são utilizados como referência para analisar o impacto das recentes alterações no marco regulatório sobre a viabilidade das centrais autoprodutoras.

O trabalho termina com uma seção de comentários, no qual são discutidos os resultados obtidos, bem como suas principais limitações e contribuições para novos projetos. Sugerem-se igualmente caminhos de aprofundamento desta temática, que poderão ser explorados no futuro.

CAPÍTULO 1: EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Com o intuito de apresentar o contexto no qual o presente estudo está inserido, neste capítulo serão abordadas as características econômicas e a trajetória evolutiva do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. A idéia é delimitar cada modelo setorial adotado ao longo desta trajetória, bem como apresentar suas características, enfatizando as principais questões que fizeram com que os mesmos fossem implementados e posteriormente substituídos.

Nos próximos capítulos serão discutidas, de forma mais detalhada, as implicações específicas das recentes mudanças nas regras do setor sobre os investimentos em geração realizados por empresas consumidoras de energia – os autoprodutores.

Para evitar confusões, o modelo implementado a partir da abertura do mercado à iniciativa privada, iniciada em 1993, será denominado “Modelo-FHC”, visto que sua implementação ocorreu, quase que totalmente, durante a vigência do governo do presidente Fernando Henrique Cardoso. Já a nova proposta de revisão será classificada como “Modelo-Lula”, dado que a mesma se viabilizou e está sendo implementada com a eleição do atual presidente Luis Inácio Lula da Silva.

1.1 A consolidação do sistema elétrico brasileiro

De forma geral, desde o seu surgimento até o início da década de setenta, a indústria nacional de suprimento elétrico passou por um processo de concentração e estatização, migrando de uma estrutura de mercado, com pequenos sistemas isolados e independentes, para uma composta por grandes empresas verticalizadas, de propriedade predominantemente estatal e coordenadas centralizadamente.

Essa tendência seguiu uma lógica econômica que, segundo Oliveira (1998), tem suas bases no progresso tecnológico ocorrido no final do século XIX e início do século XX, que reduziu significativamente o custo do transporte e possibilitou a interconexão dos sistemas, criando oportunidades de ganhos de escala⁴. Esse autor salienta que, a diversificação do

⁴ A elevação da tensão nas linhas de transmissão, em corrente alternada, permitiu reduzir significativamente os custos de transporte. Além disso, as inovações na área de caldearia abriram caminho para a elevação da

parque gerador, associado à multiplicação do número de consumidores, produziu um aumento do fator de carga das centrais geradoras e da intensidade de uso da capacidade instalada, reduzindo custos e elevando a confiabilidade do sistema⁵. Este fenômeno, por sua vez, representou um estímulo à ampliação do consumo, criando-se assim de um círculo virtuoso de desenvolvimento.

Furtado (1998) argumenta que, por outro lado, para a efetiva interconexão dos diversos sistemas, tornava necessária sua padronização do ponto de vista operativo e tecnológico. Do ponto de vista energético, a existência de aproveitamentos hídricos interdependentes, em uma mesma bacia hidrográfica, exigia um planejamento centralizado do despacho das usinas de forma a otimizar o potencial do parque gerador como um todo. Estes fatores sinalizavam a importância de uma coordenação das atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Finalmente, pela ótica financeira, a elevação da escala e tempo de maturação dos empreendimentos, associada à natureza específica dos ativos, requeria o alinhamento de expectativas entre os diversos segmentos da cadeia de valor. Esta lógica fez que da estrutura vertical do mercado uma importante alavanca da expansão do sistema, uma vez que possibilitava reduzir riscos e, conseqüentemente, o custo de financiamento dos projetos.

Até os anos de quarenta, o desenvolvimento da indústria elétrica brasileira deveu-se à atuação de dois tipos de empreendedores com características bastante distintas. O primeiro tipo era composto pelos grupos econômicos estrangeiros – como a Brazilian Traction, Light and Power Company (Light) e a American and Foreign Power Company (Amforp) – situados nas áreas economicamente mais dinâmicas e de maior densidade populacional. Normalmente estas empresas possuíam grandes centrais geradoras, integradas verticalmente com as redes de transmissão e distribuição de energia.

O segundo tipo consistia dos empreendedores nacionais, representados por pequenas centrais que atendiam localmente os municípios, residências e as atividades agrícolas, bem

temperatura e da pressão dos processos. Essas inovações viabilizaram tanto a ampliação da escala quanto do rendimento de centrais térmicas, reduzindo os custos de geração.

⁵ Como os consumidores têm hábitos de consumo diferenciados, não há simultaneidade na utilização dos equipamentos elétricos. Conseqüentemente, o mesmo equipamento pode ser utilizado para atender consumidores distintos.

como pela autoprodução das indústrias. De forma geral estes empreendimentos eram pouco eficientes e estavam distribuídos por todo o território nacional (MARTIN, 1966).

A tabela 1.1 mostra a evolução da capacidade instaladas destes grupos de investidores ao longo das décadas de 1890 a 1940.

Tabela 1.1: Participação das empresas no parque gerador brasileiro (kW)

Anos	Capital estrangeiro	Capital Nacional	Total
1890	-	4.168	4.168
1900	550	11.635	12.185
1910	27.820	132.040	159.860
1920	108.820	248.383	358.203
1930	311.040	436.101	747.141
1940	541.759	564.758	1.106.517

Fonte: MARTIN (1966)

Já em meados dos anos quarenta, pode-se observar o fortalecimento de uma nova categoria de investidor - o Estado - que, a partir de suas empresas regionais, tais como a Companhia Elétrica do São Francisco, criada em 1945 e Furnas Centrais Elétricas, criada em 1957, começou a ampliar seu papel de promotor do desenvolvimento e expansão da indústria nacional de suprimento elétrico.

Em 1962, através da lei 3890-A, foi criada a Eletrobrás, empresa federal responsável por garantir o suprimento energético do país e por coordenar e integrar os diversos sistemas isolados. Diante da carência de investimento de algumas empresas (DE CARVALHO, 2002) e impulsionada pela visão de Estado Nacional Desenvolvimentista (DOS SANTOS, 2004), vigente naquele período, com o passar dos anos, a Eletrobrás acabou por encampá-las, tornando-se o principal vetor de expansão da indústria elétrica do país, seja através de suas subsidiárias, no âmbito federal, seja planejando e financiando as atividades de outras autarquias das esferas estadual e municipal.

O resultado deste processo foi praticamente o desaparecimento das empresas privadas de suprimento elétrico e a redução gradativa dos autoprodutores, condição que perdurou até a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2004), em 1993, ano de início da reforma, a participação dos autoprodutores na capacidade

instalada de geração do país era de apenas 5%, valor bastante diminuto se comparado à sua importância quatro décadas antes⁶.

A figura 1.1 mostra a evolução do potencial de geração entre os anos de 1900 e 1999, salientando o período de predominância do investimento estatal. Observa-se que foi sob domínio do Estado que se sucedeu a maior expansão do parque gerador brasileiro.

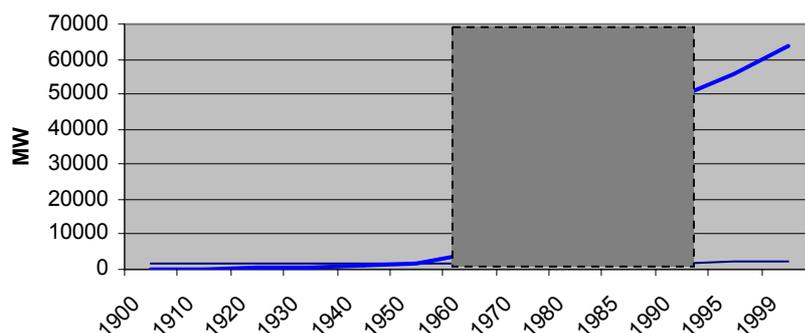


Figura 1.1: Evolução da capacidade de geração elétrica do país

Fonte: DE CARVALHO (2002)

 Predomínio do monopólio estatal

A base legal do setor elétrico remonta ao Código de Águas, Decreto 34.643, de 1934, que estabeleceu que as concessões para aproveitamentos hídricos deveriam ser outorgadas por Decreto Presidencial e que a tarifa da energia elétrica, definida a partir do custo do serviço, proporcionando um retorno mínimo garantido sobre o investimento realizado.

Em 1957, a partir do Decreto 41.019, criou-se a Reserva Global de Reversão - RGR, um fundo setorial patrocinado pelas empresas concessionárias que se tornou uma importante fonte de financiamento de projetos, principalmente nos Estados mais pobres da nação. Este fundo passou a ser administrado pela Eletrobrás a partir de 1971 e, junto com a Lei 5.665, do mesmo ano, contribuiu para o estabelecimento de um ambiente favorável à expansão do sistema.

⁶ O desestímulo à autoprodução está associado à política de elevados investimento e contenção tarifária adotada pelo governo principalmente nas décadas de setenta e oitenta. A disponibilidade de energia segura e barata inviabilizava os projetos de geração própria.

A Lei 5.665/71 fixou uma remuneração mínima anual entre 10% a 12% sobre os ativos das empresas e criou a Conta de Resultados a Compensar – CRC, uma conta na qual eram registradas as diferenças (positivas ou negativas) entre as remunerações garantida e efetiva das mesmas. A garantia de retorno às empresas se tornou um importante instrumento de fomento aos investimentos, principalmente diante da tendência de esgotamento dos aproveitamentos próximos aos centros de carga e de conseqüente encarecimento da geração e transmissão da energia.

Em 1973, a Lei 5899, ou Tratado de Itaipu, determinou que as subsidiárias regionais Furnas e Eletrosul seriam responsáveis pelo desenvolvimento das redes de transmissão e pela comercialização da energia de Itaipu junto às concessionárias de distribuição de suas respectivas áreas de atuação, Regiões Sudeste e Sul. Foi também este tratado que criou o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), entidade vinculada à Eletrobrás, responsável pela coordenação centralizada dos subsistemas elétricos do país.

Finalmente, em 1974, o Decreto Lei 1383 estabeleceu a equalização tarifária em todo o território nacional e criou a Reserva Global de Garantia – RGG, um fundo gerido pela Eletrobrás pelo qual se buscou impulsionar o desenvolvimento regional e a universalização do serviço, através da transferência da renda das empresas do Sul e Sudeste, próximas dos centros de carga, às empresas do Norte, Nordeste e Centro Oeste, nas quais a menor rentabilidade desestimulava o investimento. Em 1988, o Decreto Lei 2438 substituiu a RGG pela Reserva Nacional de Compensação e Remuneração – Rencor, bem como estabeleceu uma nova remuneração garantida aos agentes acima de 12% a.a..

Segundo Ramos (2003), estas foram as principais leis e decretos que configuraram o arcabouço legal para o setor elétrico até a reforma do Estado, nos anos noventa.

A tabela 1.2 traz a estrutura institucional resultante do período de consolidação do setor elétrico brasileiro.

Tabela 1.2: Estrutura institucional ao fim da consolidação do setor elétrico brasileiro⁷

Tipo	Atividades	Empresas
Binacional	Geração	Itaipu
Federal	Holding e Planejamento	Eletrobrás
	Geração e Transmissão	Furnas, Chesf, Eletrosul
	Geração, Transmissão e Distribuição	Eletronorte
	Engenharia Nuclear, Pesquisa	NUCLEN, CEPEL
Estadual	Geração, Transmissão e Distribuição	CESP, CEMIG, COPEL, CELG, CEEE
	Distribuição	36 companhias
Municipal	Distribuição	5 companhias
Privada	Distribuição	12 companhias

Fonte: Elaboração própria a partir de OLIVEIRA (1998) e SAUER (2002)

1.2 A reforma dos anos noventa e a implementação do modelo-FHC

A vigorosa expansão do sistema elétrico nacional, nas décadas de setenta e oitenta, embora importante para a proposta de desenvolvimento do país, mostrou-se, anos mais tarde, uma estratégia insustentável, uma vez que, promoveu sérios desequilíbrios financeiros às empresas, restringindo as fontes tradicionais de financiamento dos projetos.

WERNECK (1987) explica que a partir da segunda metade dos anos setenta, pode-se observar um processo de descapitalização do setor, que se deveu principalmente ao uso das estatais como veículo de endividamento externo para equilibrar a balança de pagamentos. Esta se encontrava deficitária pelo impacto da alta no preço do petróleo sobre as importações. Além disso, segundo este autor, as empresas foram posteriormente utilizadas como ferramenta de combate ao processo inflacionário, o que se deu a partir da contenção do reajuste de suas tarifas.

[...] Dada a necessidade de se assegurar um fluxo substancial e contínuo de capitais de empréstimos para financiar os sistemáticos déficits em transações correntes, [...], houve uma opção, clara e explícita, de seguir uma política de captação que significava explorar intensivamente a credibilidade do setor público e dos seus projetos de investimento junto ao sistema bancário internacional.

⁷ Não considera a geração dos autoprodutores, que, conforme discutido, correspondia a aproximadamente 5% da capacidade nacional, naquele momento.

Financiando o déficit em transações correntes, os empréstimos externos financiavam a economia como um todo, permitindo a expansão do nível de atividade de todos os setores [...] (WERNECK, 1987, P. 101)

Já no início dos anos oitenta, o alto endividamento, associado ao aumento das taxas de juros internacionais e à desvalorização cambial, ocorrida em 1982, levou as empresas a se depararem com graves dificuldades para honrar os serviços da dívida. Esta situação ainda foi agravada com a redução da receita, advinda de reajustes tarifários a um nível inferior ao da inflação acumulada. Justificou-se, naquele momento, que a elevada indexação da economia fazia com que a inflação possuísse caráter inercial e que um choque tarifário dos serviços públicos contribuiria para o estabelecimento de um ciclo contínuo de redução do processo inflacionário.

Oliveira (1998) argumenta que, diante desse contexto, merece destaque a falta de incentivos econômicos que levassem a uma reversão do processo de desequilíbrio financeiro. Para ele, o modelo adotado de remuneração garantida por custo de serviço, de certa forma, levou a uma acomodação dos gestores quanto à busca por eficiência administrativa e racionalização dos investimentos⁸. Adicionalmente, a equalização tarifária instituída em 1974 representou um desestímulo à contenção de custos, visto que os ganhos relacionados a esta prática seriam socializados com os demais agentes do sistema.

A partir de meados da década de oitenta, além do endividamento e da queda na capacidade de autofinanciamento, pôde-se observar um novo estrangulamento das fontes de recursos do setor. Dentre os esforços do governo para sanear as contas públicas, foram estabelecidos limites para as despesas do governo e, posteriormente, metas de superávits, que, ao contemplar os investimentos das estatais, acabaram por eliminar a última forma significativa de financiamento da expansão do sistema⁹ - os repasses da União (DE CARVALHO, 2002).

⁸O incentivo ao sobre-investimento percebido pelas empresas com remuneração garantida é conhecido na teoria econômica como efeito Averch-Johnson, referência aos pesquisadores H. Averch e L. Johnson, que, em 1962, discutiram este efeito no trabalho *Behavior of the firm under regulatory constraint*, *American Economic Review*. (VISCUSI, 1995)

⁹ Para que se tenha uma idéia da magnitude das dificuldades enfrentadas, em 1993, ano de início da reforma, o desequilíbrio financeiro contabilizado na Conta de Resultados a Compensar – CRC - totalizava US\$ 26,4 bilhões (RAMOS, 2003).

A figura 1.2 mostra, de forma esquemática, as fontes de financiamento das empresas do Estado – o autofinanciamento, o capital de terceiros e os repasses da União - e os principais fatores que restringiram sua utilização.

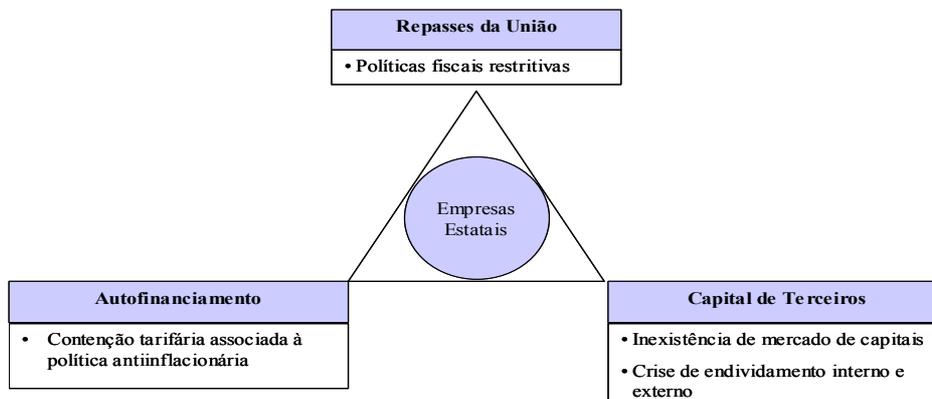


Figura 1.2: Fontes tradicionais de financiamento das empresas estatais

Fonte: elaboração própria

A figura 1.3 mostra o volume de investimentos no setor elétrico no período em que houve a descapitalização das empresas estatais.

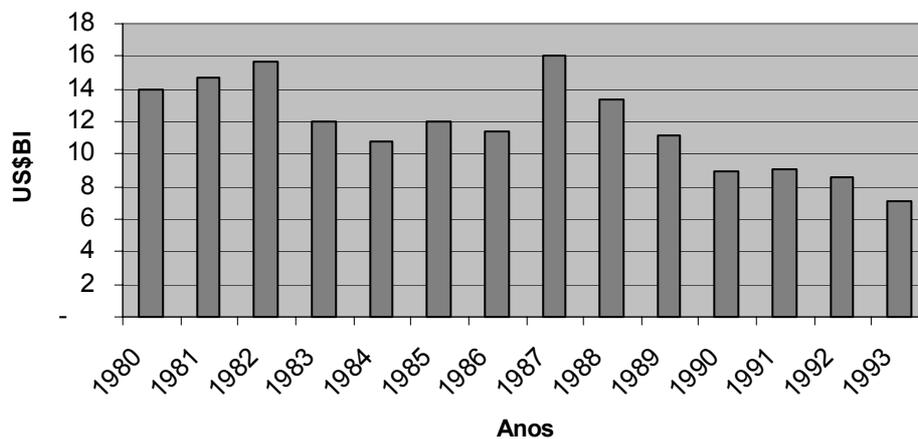


Figura 1.3: Volume de investimentos no setor elétrico (1980-1993)

Fonte: Pinguelli (2002)

Além dos aspectos financeiros, outros fatores de caráter político também colaboraram com a configuração de um ambiente favorável à revisão do modelo setorial. As décadas de oitenta e noventa foram marcadas por uma vigorosa onda liberal que levou diversos países,

dentre os quais muitos parceiros políticos e comerciais do Brasil, a privatizarem suas empresas estatais e abrirem seus setores de infra-estrutura ao capital privado. Muitas destas experiências estavam alinhadas com a agenda liberalizante de organismos internacionais de crédito, que exerciam forte influência sobre a política brasileira¹⁰.

Com base em todos estes fatos, a proposta de reestruturação do setor elétrico buscou implementar uma nova organização setorial que pudesse restabelecer a saúde financeira das empresas e atrair capital privado para financiar a expansão do sistema. Como forma de evitar o abuso de poder econômico pelas empresas e estimular a modicidade tarifária tentou-se estimular a competição na geração e de se regular as atividades com características de monopólios naturais. Finalmente, dentro de um contexto de ajuste macroeconômico, o novo modelo previu a privatização de empresas de propriedade do Estado.

A reforma teve início em 1993, com a publicação da lei 8631/93, que extinguiu a remuneração garantida das empresas, vinculando o resultado financeiro das mesmas à sua eficiência empresarial. A partir desse momento, as tarifas, embora continuassem a ser definidas pelo custo do serviço, passariam a ser negociadas e aprovadas pelo governo, sem necessariamente proporcionar um retorno mínimo sobre capital investido.

No mesmo ano, através do Decreto 915/93, foi autorizada a formação de consórcios entre concessionárias públicas e empresas privadas para investimento em geração. A idéia era levantar os recursos necessários à conclusão de projetos estatais que se encontravam paralisados e atender ao interesse de grandes consumidores de energia, que temiam por uma deficiência no abastecimento de energia (RAMOS, 2003).

Entretanto, foi a partir de 1995, após a definição das regras de concessão do uso do bem público (UBP), pela Lei 8987/95, de acesso à transmissão e distribuição, Decretos 1009/93 e 1717/95, e da figura do consumidor livre, Lei 9074/95, é que surgiram as condições mínimas para que as empresas privadas pudessem comercializar a energia gerada e adquirir o direito de exploração econômica dos aproveitamentos hídricos (PIRES, 1999).

Quanto a isso, no Modelo-FHC, os leilões de novas usinas se basearam no critério de pagamento máximo, segundo o qual o valor do UBP seria estabelecido pelo poder concedente

¹⁰ Por exemplo, Stiglitz (2002) discute os interesses associados à agenda liberalizante dos organismos internacionais e, em particular, o Fundo Monetário Internacional. Sauer (2002) faz uma crítica à liberalização e às motivações que delinearão a reestruturação do setor elétrico brasileiro.

e as empresas competiriam de forma que a vencedora seria aquele cujo pagamento proporcionasse o maior ágio sobre este valor.

O Decreto 1009/93 estabeleceu que a tarifa de transmissão de energia seria desagregada do custo da *commodity*, indicando o início da separação contábil das empresas verticalizadas. Posteriormente, esta separação foi aprofundada pelo Decreto 1717/95, segundo o qual as empresas detentoras de ativos de transmissão e distribuição deveriam promover o acesso não discriminatório à energia gerada por qualquer gerador, sendo que o custo deste acesso seria regulado pelo governo. Por fim, implantou-se um limite de participação cruzada para as empresas detentoras de ativos em mais de um segmento da cadeia de valor. A tabela 1.3 apresenta a proposta original de limites de participação cruzada entre as diversas atividades.

Tabela 1.3: Limites de participação cruzada entre segmentos da cadeia de valor

Atividade Principal	Participação Cruzada	Limite
• Geração	• Transmissão	20%
	• Distribuição	20%
	• Comercialização	Ilimitado
• Transmissão	• Geração	Sem participação
	• Distribuição	Ilimitado
	• Comercialização	Sem participação
• Distribuição	• Geração	30%
	• Transmissão	Ilimitado
	• Comercialização	Ilimitado
• Comercialização	• Geração	Ilimitado
	• Transmissão	Sem participação
	• Distribuição	Ilimitado

Fonte: Oliveira (1998)

O Consumidor Livre seria considerado uma entidade que, sob as condições apresentadas na tabela 1.4, poderia buscar outras opções de suprimento, liberando-se da compra compulsória da concessionária local de distribuição. Inicialmente, somente consumidores de elevada potência e tensão eram elegíveis à livre contratação, mas a proposta previa a avaliação da extensão do mercado livre a outras categorias de consumidores, com o objetivo de que já em 2003, todos aqueles com consumo acima de 3 MW pudessem escolher seu fornecedor de energia elétrica.

Tabela 1.4: Cronograma de liberação para livre contratação

Categoria de Consumo¹¹	Início da livre contratação
• Concessionárias de serviço público	Julho/1995
• Consumidores acima de 10 MW e 69 kV	
• Consumidores acima de 3 MW e 69 kV	Julho/2000
• Consumidores acima de 3 MW	Julho/2003

Fonte: Lei 9074/95

No segmento de geração, o modelo setorial regulamentou as figuras do Autoprodutor (AP) e do Produtor Independente de Energia (PIE), através do Decreto 2003/96.

O Autoprodutor consistiria em uma empresa, ou consórcio de empresas, que poderia receber uma concessão ou autorização do governo para produzir energia, principalmente para uso próprio, com possibilidade de comercializar o excedente gerado¹². Neste ponto é válido colocar que, embora a regulamentação desse agente ocorra apenas em 1996, a geração distribuída para consumo próprio já existia anteriormente a esta data¹³, tendo sido inclusive um dos principais vetores do surgimento do sistema elétrico nacional, conforme visto anteriormente. A diferença é que, antes da reforma, a autoprodução possuía um caráter estritamente local, não havendo possibilidade de uso do sistema público para comercializar excedentes e interligar as centrais geradoras à carga.

O Produtor Independente receberia a concessão ou autorização para produzir e vender energia, por sua conta e risco, aos demais agentes do mercado. O Modelo-FHC previa também a existência do Comercializador de Energia (Resolução 265/98), entidade detentora do direito de realizar a compra e venda de eletricidade, estimulando a concorrência no seguimento de geração.

Em 1995, o Decreto 1503/95 incluiu o Sistema Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização – PND, fundamentando a base legal para a privatização de seus ativos. Ao longo dos anos subseqüentes à sua edição, várias empresas estatais de geração e,

¹¹ Para efeito de simplificação, não foi mencionada no texto principal a condição de livre contratação específica dos consumidores acima de 500kW com compra direta de pequenas centrais hidroelétricas.

¹² O modelo não especifica uma relação limite entre as quantidades de energia geradas para consumo próprio e para a venda

¹³ A menção do autoprodutor na legislação brasileira ocorre pela primeira vez no Decreto-lei 1872 de 1981

principalmente, de distribuição foram vendidas à iniciativa privada através de processos de licitação.

Dados do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) mostram que as privatizações do setor elétrico, tanto federais como estaduais, totalizaram uma receita de aproximadamente US\$ 22 bilhões aos cofres públicos, sem considerar a transferência de dívidas, que representaram outros US\$ 7.5 bilhões. A tabela 1.5 apresenta uma relação das empresas elétricas privatizadas no período de 1995 a 2003.

Frente a complexidade criada pela entrada dos novos agentes no mercado e buscando estabelecer garantias à negociação entre os mesmos, o Modelo-FHC vislumbrou o surgimento de três ambientes de contratação: o mercado regulado, o mercado livre de longo prazo e o mercado livre de curto prazo ou “spot” (MAE, 2003).

O mercado regulado envolveria os consumidores cativos que, por decisão própria ou por não atender os requisitos mínimos da livre contratação, seriam dependentes da concessionária local de distribuição, tendo, portanto, suas tarifas de energia reguladas pelo governo.

No mercado livre de longo prazo, ocorreria a livre negociação entre os geradores e comercializadores, consumidores livres e distribuidoras para o estabelecimento de contratos bilaterais de fornecimento.

Já o mercado “spot” representaria o ambiente de comercialização de energia não contratada, ao qual as empresas recorreriam para cobrir eventuais diferenças entre os contratos bilaterais e o suprimento de fato realizado. O preço do mercado “spot” seria definido a partir de modelos de otimização que considerariam as condições hidrológicas, o preço dos combustíveis, o custo do déficit e o equilíbrio entre oferta e demanda, gerando um valor que deveria refletir o custo marginal de operação do sistema no curto prazo.

Tabela 1.5: Resultado das privatizações do setor elétrico brasileiro

Natureza	Empresa	Data da Oferta	Venda (US\$ milhões)	Dívidas (US\$ milhões)
Empresas Federais	Escelsa	11/07/1995	519	2,0
	Light	21/05/1996	2.509	585,9
	Gerasul	15/09/1998	880	1.082,0
Geradoras Estaduais	Cachoeira Dourada	05/09/1997	714	140
	CESP Paranapanema	28/07/1999	682	482
	CESP Tietê	27/10/1999	472	668
Distribuidoras Estaduais	Cerj	20/11/1996	587	364
	Coelba	31/07/1997	1.589	213
	CEEE-Norte-NE	21/10/1997	1.486	149
	CEEE-Centro-Oeste	21/07/1997	1.372	64
	CPFL	05/11/1997	2.731	102
	Enersul	19/11/1997	565	218
	Cemat	27/11/1997	353	461
	Energipe	03/12/1997	520	40
	Cosern	12/12/1997	606	112
	Coelce	02/04/1998	868	378
	Eletropaulo	15/04/1998	1.777	1.241
	Celpa	09/07/1998	388	116
	Elektro	16/07/1998	1.273	428
	EBE	17/09/1998	860	375
	Celpe	17/02/2000	1.004	131
Cemar	15/06/2000	289	158	
Saelpa	30/11/2000	185	-	
Total das privatizações			22.239	7.510

Fonte: BNDES (2002)

Além de alterar o ambiente de contratação e criar novos agentes, a reforma setorial também vislumbrou o estabelecimento de instituições para adequar os instrumentos de monitoramento, controle, regulação e planejamento setorial à abrangência das mudanças propostas.

Em 1996, pela Lei 9427, criou-se a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador responsável por regulamentar, fiscalizar e corrigir as deficiências técnicas e comerciais do mercado de energia elétrica, bem como realizar as licitações de outorga de concessão para exploração de aproveitamentos hídricos.

Em 1998, o governo criou o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, entidade privada, representante dos diversos agentes do setor (geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia, consumidores livres e o próprio governo), que assumiria a coordenação da operação da transmissão e geração de energia elétrica, função anteriormente realizada pelo GCOI - Eletrobrás.

Finalmente, em 2000, foram criados o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão – CCPE. A proposta era que o MAE fosse responsável pelo gerenciamento dos contratos bilaterais de longo prazo, assim como pela liquidação da compra e venda de energia no mercado de curto prazo. Já o CCPE assumiria a função de planejamento da expansão do sistema, atividade até então realizada pela Eletrobrás. No Modelo-FHC, o planejamento da expansão da geração passou a ter um caráter indicativo, ao passo que o planejamento da transmissão continuou a possuir um caráter determinativo (RAMOS,2003).

1.3 A nova reestruturação e a implementação do modelo-Lula

Embora tenha procurado superar as dificuldades que levaram o antigo modelo setorial a se tornar obsoleto, o Modelo-FHC mostrou, ao longo do tempo, uma série de fragilidades que comprometeram sua implementação e, de certa forma, minaram sua credibilidade junto à sociedade.

Pelo lado dos consumidores, pôde-se constatar uma significativa elevação das tarifas de energia elétrica na segunda metade da década de 1990, decorrente principalmente de reajustes concedidos às empresas distribuidoras no momento anterior à sua privatização e à redução ou eliminação de subsídios a determinadas categorias de consumo (SAUER, 2002).

Paralelamente a isso, merece destaque o fato do novo modelo não ter conseguido introduzir a competição na geração, fator considerado chave para a redução da tarifa de eletricidade. Por um lado, a criação do Valor Normativo¹⁴ (VN) sinalizou ao mercado um preço-teto para o qual os contratos tenderiam a convergir sem prejuízo das empresas, uma vez que o mesmo poderia ser repassado aos consumidores cativos. Por outro, a possibilidade de

¹⁴ Valor Normativo (VN): valor máximo da energia contratada que poderia ser repassado aos consumidores cativos pelas empresas distribuidoras. O VN era determinado pela ANEEL.

repassa de até 11,5% sobre o VN na contratação *self-dealing*¹⁵ representou um incentivo às distribuidoras para comprar energia das geradoras de seu próprio grupo econômico, ainda que a um custo mais elevado, já que esta prática maximizaria seu lucro como um todo.

A tabela 1.6 mostra o reajuste tarifário realizado antes da privatização das empresas de distribuição. Já a figura 1.4 compara a evolução das tarifas médias e da inflação no período de 1995 a 2003.

Tabela 1.6: Reajuste tarifário concedido às distribuidoras em nov./1995 (em %)

Empresas	Alta tensão	Residencial	Rural
CELESC	13,5	0,0	13,5
CEMIG	11,8	0,0	11,8
CERJ	9,8	0,0	9,8
CESP	20,5	3,0	20,5
COELBA	19,5	0,0	19,5
COPEL	12,0	0,0	12,0
CPFL	11,1	3,0	11,1
ELETROPAULO	12,3	3,0	12,3
ESCELSA	6,0	0,0	6,0
LIGHT	8,0	0,0	8,0

Fonte: Boletim Dieese, julho 1998 (SAUER, 2002)

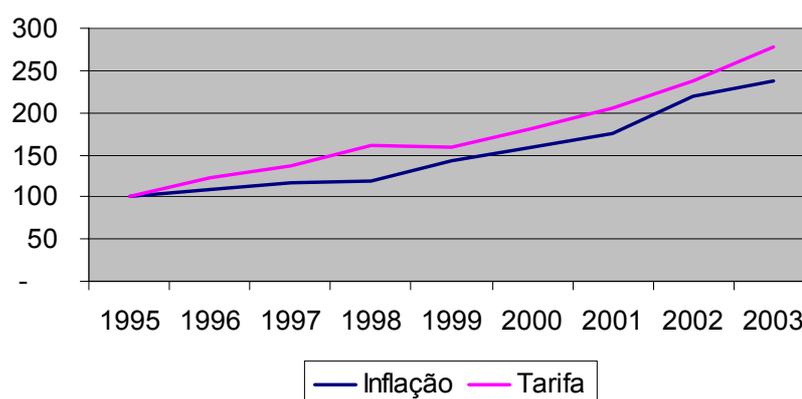


Figura 1.4: Evolução do IGPM e da tarifa média de eletricidade (Ano base=1995)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2004) e FGV (2004)

¹⁵ Self-dealing: contratação de energia entre empresas geradoras e distribuidoras pertencentes ao mesmo grupo econômico. O repasse de 11,5% acima VN, nos casos de self-dealing, foi uma medida tomada pelo governo para induzir empresas concessionária de distribuição a investir em geração elétrica, devido a expectativas de crise de suprimento, que se concretizou em 2001.

Em 2001, um déficit no suprimento de energia elétrica representou um novo e importante motivo para que se colocasse em cheque a credibilidade do modelo setorial em questão.

Segundo os críticos do modelo-FHC, a crise de abastecimento ocorreu, porque, além das já discutidas restrições do financiamento estatal, vários fatores de caráter político e econômico fizeram com que o investimento privado na expansão da capacidade também fosse reduzido, o que, associado a um período de estiagem e de conseqüente queda no nível dos reservatórios, promoveu um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia.

Dentre os fatores econômicos apontados, vale destacar as crises em diversos países emergentes na segunda metade da década de noventa, as quais produziram reflexos negativos sobre a percepção do risco no Brasil, elevando o custo de capital dos projetos. Adicionalmente, as incertezas quanto ao comportamento da taxa de câmbio¹⁶ representavam um entrave ao investimento em moeda forte, como, por exemplo, à geração termelétrica a gás natural, cujo preço era determinado por uma cesta de óleos comercializados no mercado internacional.

No âmbito regulatório, os riscos estavam associados às incertezas advindas da lentidão na criação da ANEEL e das indefinições sobre as regras de funcionamento do MAE e sobre o valor das tarifas de termoeletricidade¹⁷. Sobre este ponto, RAMOS (2003) afirma que a volatilidade da tarifa de curto prazo, decorrente da influência do regime hidrológico no mercado spot, dificultava a realização de estimativas, prejudicando a formação de expectativas de renda pelos geradores, mesmo aqueles respaldados por contratos bilaterais.

(...) Entretanto, a assinatura de um contrato expõe o gerador a um outro tipo de risco, que é o de ser obrigado a comprar energia do “spot” a preços elevados para complementar a diferença entre sua produção física e a energia contratada (RAMOS, 2003)

¹⁶ As crises financeiras internacionais conduzem o Brasil a uma grande desvalorização cambial em 1999, a qual segue a adoção de um modelo de taxa de cambio flutuante e nova desvalorização em 2002.

¹⁷ No marco regulatório adotado, os agentes (concessionárias de distribuição e consumidores livres) poderiam se expor ao “spot” em até 15% da energia contratada e realizar lastro com contratos de curto prazo. Diante das incertezas era mais conveniente realizar sucessivos contratos de curto prazo, fato que não gerava as garantias necessárias ao investimento na expansão do sistema, que possuem longo prazo de maturação.

Segundo (OLIVEIRA, 2001), um outro motivo para a crise no suprimento elétrico foi o superdimensionamento da energia assegurada¹⁸ dos reservatórios, que acabou distorcendo os sinais econômicos percebidos pelo mercado.

(...) As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando em uma sinalização equivocada para a construção de nova geração. (...) ao superdimensionar a capacidade efetiva de geração do parque hidroelétrico, foi sinalizado ao mercado que não havia necessidade de novas centrais (OLIVEIRA, 2001).

Pinguelli (2002) argumenta que o processo de privatização por si mesmo já contribuiu para o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, uma vez que os fluxos de capital foram destinados a compra de ativos já existentes em detrimento à expansão da capacidade instalada.

A figura 1.5 mostra a evolução da capacidade instalada e do consumo de eletricidade entre 1980 e 2000. Como se pode observar, ao longo do período analisado, o crescimento do consumo foi bastante superior à expansão do parque gerador.

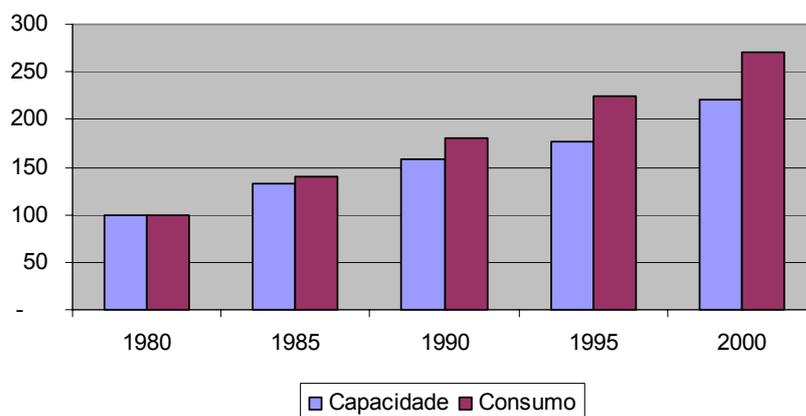


Figura 1.5: Capacidade Instalada vs. Consumo de eletricidade (Ano base: 1980)

Fonte: BEN, 2004

¹⁸ Energia assegurada de uma central é igual à média da energia que o aproveitamento pode gerar, levando-se em consideração a série de vazões, a produtividade média, a indisponibilidade total, a potência instalada e o risco de não atendimento da carga. Simulando a ocorrência de milhares possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admite-se a possibilidade de insuficiência no atendimento do consumo em 5% dos casos, o que é considerado um limite de risco aceitável para o sistema.

Os resultados da crise do suprimento foram negativos para toda a sociedade, visto que produziram a uma queda da atividade econômica e à alteração dos hábitos de consumo da população. No caso específico das empresas do setor, a redução compulsória do consumo e a adoção de práticas de conservação de energia¹⁹ geraram uma perda de receita para as distribuidoras que perdurou inclusive após o racionamento, acarretando sérios desequilíbrios financeiros as mesmas.

Diante deste cenário, em 2002, a vitória nas eleições presidenciais do partido de oposição - no qual se postavam os principais críticos do modelo-FHC - propiciou a sustentação política para a implementação de uma nova revisão no marco regulatório, o modelo-Lula.

Em 2003, o recém-eleito governo lançou um documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, cujas principais premissas adquiriram caráter oficial em 2004, a partir da publicação da Lei 10848/04, regulamentada pelo Decreto 5163/04.

De forma geral, o modelo-Lula buscou preservar muitos dos princípios que sustentaram o modelo anterior, tais como a desverticalização da cadeia de valor e as figuras de consumidor livre, produtor independente e de autoprodutor de energia²⁰. Foram mantidos também a agência reguladora ANEEL e o operador do sistema ONS, embora ambos venham a sofrer mudanças em seus escopos de atuação e autonomia frente ao governo federal²¹.

As principais mudanças ocorreram nos mecanismos de contratação da energia no sentido de reduzir os riscos de investimento para viabilizar a expansão do parque gerador. Além disso, a proposta previu um fortalecimento da função de planejamento do Estado, a modicidade tarifária, a confiabilidade do suprimento e a universalização dos serviços de energia.

¹⁹ A conservação de energia, perdurou mesmo após o racionamento, dado que estava associada à aquisição de equipamentos (ex: geradores próprios, lâmpadas eficientes, etc). Isso fez com que o nível de consumo originalmente existente não se restabelecesse prontamente, após a crise.

²⁰ Na prática, o novo modelo prevê a completa desverticalização das atividades setoriais, aprofundando um dos princípios introduzidos na reforma. A idéia é que concessionárias de distribuição não exerçam qualquer função de geração, transmissão e comercialização de eletricidade, nem atividades atípicas ao setor elétrico

²¹ O Decreto 5081/04 estabelece que 3 dos 5 diretores no ONS serão indicados pelo Ministério das Minas e Energia, incluindo o Diretor-Geral, o que reduz a independência desta entidade frente ao governo federal. A Lei 10.848/04 reduz a responsabilidade da ANEEL sobre leilões de energia, como por exemplo, sobre a seleção dos aproveitamentos hídricos a serem licitados.

Nas novas regras, os três ambientes de comercialização de energia anteriormente existentes deram lugar ao Ambiente de Contratação Livre – ACL, ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, sendo que os princípios de contratação de curto prazo permaneceram inalterados. No ACL serão realizados os contratos bilaterais entre empresas geradoras e os consumidores livres e o suprimento de energia dos autoprodutores.

No ACR serão realizadas contratações compulsórias entre geradores e concessionárias de distribuição. Neste sistema, a capacidade de geração a ser licitada será determinada a partir da previsão de demanda informada pela empresas distribuidoras, para diferentes horizontes de tempo²². Os leilões seguirão o critério de preço mínimo e, uma vez realizados, exigirão dos agentes a contratação dos volumes previamente anunciados.

Do ponto de vista institucional, o novo modelo propõe o surgimento de três novos órgãos destinados ao restabelecimento do planejamento setorial e ao aprimoramento de algumas entidades já existentes. São eles: a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE (Lei 10847/04), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Decreto 5177/04) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (Decreto 5175/04).

A EPE é um órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia, que assumirá o papel do CCPE de planejar a expansão da geração e transmissão. A CCEE substituirá o MAE no monitoramento e liquidação dos contratos de comercialização de energia, sem alteração nas funções anteriormente exercidas por esta entidade. O CMSE será responsável pelo monitoramento permanente do suprimento, podendo propor ações conjunturais em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda.

Finalmente, com relação à privatização, o Modelo-Lula exclui a Eletrobrás e suas controladas (Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul e CGTEE) do Programa Nacional de Desestatização, sinalizando o fortalecimento do papel do governo e a ruptura com a ideologia de Estado mínimo anteriormente vigente.

1.4 Comentários finais

Este capítulo procurou apresentar o contexto no qual o presente estudo está inserido, partindo das características da indústria de suprimento elétrico e passando pela trajetória

²² Cinco anos e três anos.

evolutiva do setor elétrico brasileiro. De forma geral, pode-se constatar que, ao longo do tempo, existiram três principais períodos, com diferentes arcabouços legais que os caracterizassem.

Em um primeiro momento, verificou-se a predominância da ótica estatizante, que, se por um lado garantiu a canalização dos recursos necessários à consolidação da indústria elétrica nacional, por outro, promoveu um estrangulamento das formas tradicionais de financiamento, exigindo a reforma e a abertura do setor à iniciativa privada.

Esta reforma, por sua vez, embora tenha realizado importantes aprimoramentos do quadro político-institucional do setor, se mostrou, anos mais tarde, ineficiente na atração capital privado para a expansão do sistema, pois foi incapaz de superar instabilidades importantes, tanto no plano macroeconômico quanto na dimensão setorial propriamente dita.

Diante destas dificuldades, o terceiro modelo visa primordialmente promover a segurança no suprimento elétrico, através de garantias que produzam maior conforto econômico, político e financeiro aos investidores.

Sobre ele, é necessário destacar, entretanto, que todas as propostas são ainda muito recentes, o que impede um aprofundamento das questões aqui levantadas. Assim, este trabalho procurará se ater a seus principais princípios, ciente de que, evidentemente, várias das iniciativas ainda precisam ser testadas e validadas junto à sociedade, havendo, portanto, muitas incertezas a serem consideradas.

Sobre o autoprodutor, objeto deste estudo, pode-se constatar que o mesmo sempre esteve presente na indústria de suprimento elétrico nacional, embora sua importância tenha oscilado ao longo dos anos. Após desempenhar um papel de destaque em um momento inicial, estes agentes perderam espaço para as empresas estatais, adquirindo uma função quase insignificante no transcorrer da consolidação do setor elétrico brasileiro. No modelo FHC, através da regulamentação da autoprodução e da diversificação das possibilidades de investimento, criaram-se novamente importantes incentivos para o resgate da autoprodução. Nos capítulos que seguem o objetivo será discutir como os autoprodutores deverão reagir ao serem submetidos às regras estabelecidas na nova onda de reestruturação do marco regulatório (modelo-Lula).

Com este propósito, no segundo capítulo, procurar-se-á compreender a natureza das empresas e grupos econômicos que vêm investindo em autoprodução no Brasil desde a abertura do setor à iniciativa privada. Nos demais, serão analisadas as estratégias de

investimento destas empresas e as implicações específicas das recentes mudanças no marco regulatório sobre a viabilidade dos projetos de geração própria.

CAPÍTULO 2: BALANÇO DOS INVESTIMENTOS EM AUTOPRODUÇÃO

Após rever a evolução da indústria de suprimento elétrico, o objetivo agora é determinar quais empresas e setores econômicos vêm investindo no parque gerador brasileiro desde a abertura do mercado à iniciativa privada, na década de noventa. Procurar-se-á também estudar as principais fontes primárias utilizadas e o destino dado à energia gerada, informação de fundamental importância para compreender, mais adiante, como as várias estratégias de investimento explicam os projetos de autoprodução patrocinados por essas empresas.

O capítulo inicia com uma nota metodológica, salientando as diferenças nos critérios adotados pelo Ministério das Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para classificar os agentes geradores.

2.1 Nota Metodológica

Conforme já mencionado, segundo a Aneel, os empreendimentos privados em geração são classificados de acordo com o destino dado à energia por eles produzida, podendo ser de Autoprodução (AP), quando consomem parte ou a totalidade da mesma, comercializando eventuais excedentes (AP-COM), ou de Produção Independente (PIE), quando recebem concessão ou autorização para produzir e vender energia a outros entes do mercado²³. Existe ainda uma terceira categoria, denominada Concessionárias de Serviços Públicos (CSP), correspondentes às empresas do governo, sejam elas autarquias da União, estados ou municípios²⁴.

O MME divide a geração em apenas dois grupos, as Centrais Elétricas de Autoprodução (CEA), responsáveis pela geração destinada ao autoconsumo, seguindo uma lógica semelhante à utilizada pela Aneel, e as Concessionárias Elétricas de Serviço Público (CSP), composta por toda a geração disponível através do sistema público de energia, independentemente de sua origem²⁵.

²³ Decreto 2003/96.

²⁴ Informação disponível no website da Aneel (<http://www.aneel.gov.br>)

²⁵ Os termos CEA e CSP foram criados por este autor para simplificar o texto, não refletindo a nomenclatura do Balanço Energético Nacional, o qual não utiliza qualquer sigla para designá-las.

Apesar da aparente similaridade de critérios, existem, entretanto, significativas discrepâncias entre os dados fornecidos por ambos os órgãos do governo, principalmente no que diz respeito à importância da autoprodução na capacidade instalada.

Patusco (2004) explica que na classificação da Aneel, leva-se em conta o registro realizado pelas empresas nas autorizações e contratos de concessão, ao passo que para o MME, valem os volumes físicos realmente destinados ao autoconsumo ou à venda a terceiros. Uma vez que a figura do produtor independente possui facilidades contratuais para comercializar energia²⁶, muitos APs interessados em vender excedentes acabam por se registrar como PIEs, fazendo com que haja um descasamento entre os volumes contratuais e físicos nas estatísticas do órgão regulador.

A figura 2.1 mostra a importância de cada um destes grupos na capacidade instalada total do país. Como se pode observar, enquanto para o MME a participação da autoprodução chega a 9 % ou 7.7 MW, para a Aneel, ela é de apenas 5% ou 4.5MW.

No presente trabalho, sempre que houver um conflito entre os dados da ANEEL e do MME, serão adotados os desta última fonte, já que, para a análise de viabilidade de empreendimentos, os fluxos reais de recursos se mostram mais relevantes que a classificação contratual dos mesmos.

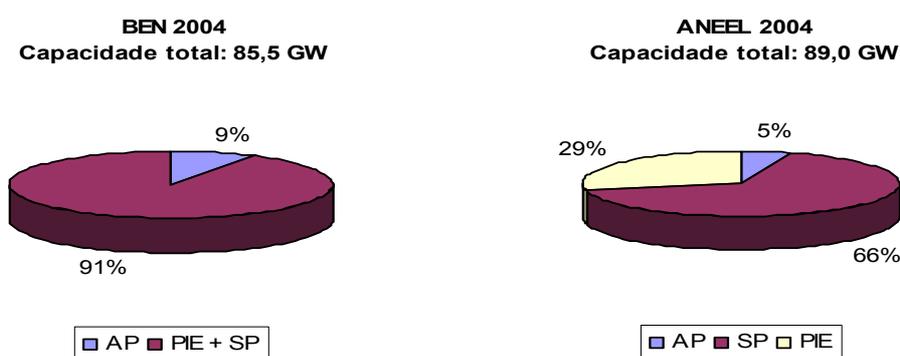


Figura 2.1: Participação dos agentes na capacidade de geração elétrica

Fonte: BEN (2004), referente a dez/2003; Aneel (2004), referente a dez/2004

²⁶ Por exemplo, o PIE está permanentemente autorizado a comercializar energia, enquanto o AP deve pedir autorização ao ente regulador sempre que houver possibilidade de venda de excedente (Aneel, 2004).

2.2 Centrais Elétricas de Autoprodução (CEA)

A autoprodução consiste no investimento em ativos de geração por parte de consumidores que, via de regra, procuram atender às suas necessidades presente e futura de suprimento de eletricidade (BERMANN, s/d).

Até a reforma do setor elétrico, devido ao monopólio estatal sobre as redes de transmissão e distribuição e à ausência de uma regulamentação para a venda de excedentes, esta atividade se restringiu primordialmente à geração distribuída, realizada em pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), unidades termelétricas ou plantas de cogeração²⁷, que atendiam diretamente às unidades de consumo.

No Modelo FHC, o surgimento da figura do autoprodutor participante do sistema elétrico nacional se mostrou uma nova e importante alternativa de investimento, já que possibilitou a realização de projetos distantes dos locais de consumo. Em 1995, a definição das regras de concessão para o uso do bem público (Lei 8987/95) e de acesso à transmissão e distribuição (Decreto 1717/95) permitiu às empresas privadas adquirir aproveitamentos para construção de hidroelétricas (UHE) e interligá-las aos seus centros de carga. Essas condições eram fundamentais para viabilizar projetos desta natureza. A regulamentação da autoprodução ocorreu em 1996, através do Decreto 2003, que definiu os termos gerais dos contratos para o uso do bem público (UBP) e os encargos financeiros da atividade.

O resultado dessas mudanças foi um expressivo aumento da geração das CEAs. Segundo o BEN (2004), entre os anos de 1993 e 2003, foram implementados 4.900 MW em novos empreendimentos de autoprodução, representando uma expansão de 139% do potencial instalado desta modalidade de geração. Para que se tenha idéia da importância deste número, vale notar que, no mesmo período, a ampliação da capacidade das CSPs foi de apenas 48%.

²⁷ Cogeração consiste na produção simultânea de energia térmica e trabalho. A energia térmica pode ser calor ou frio. Já o trabalho pode ser convertido em energia elétrica através de geradores acoplados. Em alguns casos, observa-se a produção de gases que são utilizados como insumos do processo produtivo (ex. CO₂ na indústria de bebidas)

Quando se observa o volume de energia gerada, conclui-se que este salto foi ainda maior - 154% e 38%, respectivamente. Esse resultado se deve a uma melhora no fator de capacidade do primeiro tipo de centrais geradoras, em detrimento ao segundo²⁸.

A figura 2.2 mostra o crescimento da oferta de energia por tipo de central geradora.

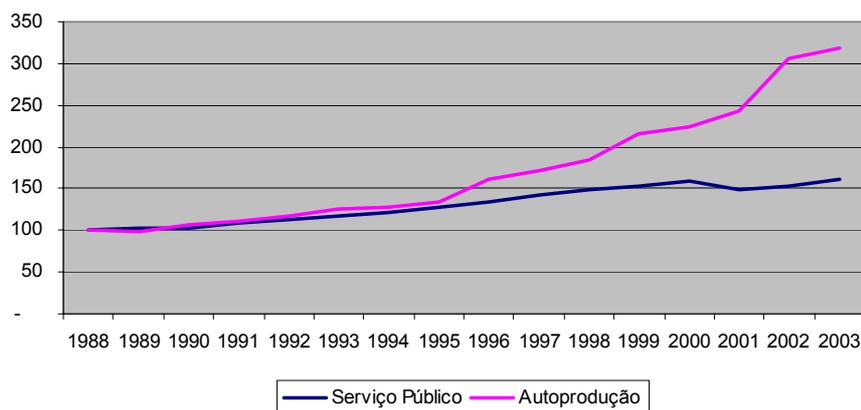


Figura 2.2: Evolução da geração por tipo de central elétrica (ano base: 1988)

Fonte: BEN (2004)

A tabela 2.1 mostra a evolução da participação dos autoprodutores na capacidade instalada nacional entre os anos de 1988 a 2003. Observa-se que, de média de 5%, no período anterior à reforma, na geração destes agentes alcançou aproximadamente 10% de toda a energia elétrica gerada no país, no ano de 2003²⁹.

²⁸ O fator de capacidade é um índice que relaciona o tempo de operação da usina e o tempo total que a mesma se encontra disponível. Segundo o BEN (1994, 2004), em 1993, os fatores de capacidade dos CEA e CSP eram respectivamente 46% e 52%. Em 2003, eles eram 49% e 48%.

²⁹ É importante destacar que este significativo crescimento da autoprodução representou uma quebra de uma tendência de quase 50 anos, durante os quais, conforme discutido no capítulo II, a geração própria foi quase que totalmente substituída pelo suprimento das empresas estatais.

Tabela 2.1: Evolução da participação dos agentes na geração elétrica total

Ano	Serviço Público	Autoprodução
1989	95%	5%
1990	95%	5%
1991	95%	5%
1992	95%	5%
1993	94%	6%
1994	95%	5%
1995	95%	5%
1996	94%	6%
1997	94%	6%
1998	94%	6%
1999	93%	7%
2000	93%	7%
2001	92%	8%
2002	90%	10%
2003	90%	10%

Fonte: BEN (2004)

Sobre a importância relativa dos diversos setores autoprodutores da economia, o sucro-alcooleiro é a que possui maior capacidade (aproximadamente 1.600 MW), respondendo por 21% de todo o potencial nacional de autoprodução. Isso se deve principalmente ao aproveitamento da palha e do bagaço de cana em centrais termelétricas.

Apesar de não se tratar de uma atividade intensiva em energia elétrica, os limites técnicos para reutilização dos subprodutos na lavoura e a dificuldade de eliminá-los³⁰, fazem da cogeração uma solução economicamente viável de reaproveitamento dos mesmos, principalmente diante da possibilidade de venda dos excedentes gerados. De fato, na safra de 2003, a indústria sucro-alcooleira não apenas foi auto-suficiente no suprimento elétrico, como forneceu a terceiros quase 1000 MWh de energia através de contratação bilateral (BEN, 2004).

Além das usinas de açúcar e álcool, merecem atenção as indústrias de Papel e Celulose e Siderúrgica, que detêm, cada uma, 14% do potencial autoprodutor.

Na indústria de Papel e Celulose, o principal combustível é a lixívia, ou licor negro, oriundo da produção da celulose. Atualmente, existem no Brasil 12 usinas termelétricas que

³⁰ Devido ao elevado volume específico do bagaço e da palha, seu transporte se torna inviável para longas distâncias.

utilizam a lixívia como insumo, totalizando aproximadamente 700 MW. Esta capacidade, associada às demais formas de geração própria, consegue suprir 47% de todo o consumo elétrico do setor. Macedo (2001) salienta que, ao contrário das usinas de cana, nesta indústria, este consumo é relativamente elevado de modo que, mesmo utilizando todos os demais detritos disponíveis (cascas, cavacos, entre outros), não seria possível atingir a auto-suficiência.

Na Siderurgia, utilizam-se predominantemente subprodutos provenientes do beneficiamento do coque e do minério de ferro, tais como gás de coqueria, de autoforno e de aciaria, entre outros. Adicionalmente, tem-se observado, nos últimos anos, uma significativa ampliação da geração em UHEs, decorrente principalmente da participação das empresas Belgo Mineira, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Barra Mansa nas usinas Guilman-Amorin, Igarapava e Sobragi, respectivamente, totalizando 170 MW. Merece destaque também o uso do gás natural na CTE II, da CSN, com capacidade instalada de 235 MW (ANEEL, 2004). Atualmente, a energia própria das usinas siderúrgicas equivale a um quinto do consumo total de eletricidade das empresas.

Outros setores importantes são o de Petróleo (9%) e o Químico (8%), relativos, respectivamente, à produção e refino de combustíveis fósseis e às petroquímicas, plantas de gases industriais e fertilizantes. Também nestes casos, predomina a geração termelétrica, sendo os principais insumos os derivados de petróleo, o gás natural e outros subprodutos da produção, como gases industriais. Observa-se que, na indústria petroleira, a geração própria supre à maior parte do consumo (63%), o que decorre principalmente da reutilização dos grandes volumes de gás natural associados à produção de petróleo. Já na indústria química, esta participação é menor, correspondendo a apenas 12% do consumo das empresas.

Sobre a geração integrada em UHEs, as indústrias mais importantes são as de Alumínio, Cimento e Mineração, que adquiriram a maior parcela dos 5.619 MW concedidos pelo governo no período de 1995 a 2002 às empresas não pertencentes ao setor elétrico. Embora muitos dos projetos estejam em estudos preliminares ou em construção, atualmente aproximadamente 30% desta capacidade já se encontram em operação.

A tabela 2.2 faz um resumo, por gênero industrial, da potência das centrais autoprodutoras, que se encontram atualmente em operação no Brasil.

Tabela 2.2: Capacidade de autoprodução por gênero industrial (MW)

Setor	Térmica	Hidráulica	Total	Participação
Açúcar e Álcool	1.612	5	1.617	21%
Alumínio	10	1.252	1.262	16%
Celulose e Papel	1.028	85	1.113	14%
Siderurgia	776	266	1.041	14%
Petróleo	703	-	703	9%
Química	540	38	578	8%
Mineração	79	446	525	7%
Agropecuário	6	193	199	3%
Cimento	-	137	137	2%
Comercial	82	12	94	1%
Outros	177	230	407	5%
Total	5.013	2.664	7.677	100%

Fonte: BEN (2004) e ANEEL (2004)

A tabela 2.3 apresenta a capacidade de geração relacionada às concessões de UHEs adquiridas por autoprodutores, mostrando como a mesma se distribui entre os setores da economia. Para evitar confusão com a tabela anterior, vale destacar que nesta estão computados além das usinas em operação, todos demais aproveitamentos hídricos já licitados.

Tabela 2.3: Concessões de UHE adquiridas por APs - por setor econômico (MW)

Setor	Potência	Participação	Acumulado
Alumínio	1.879	33%	33%
Mineração	1.764	31%	65%
Cimento	829	15%	80%
Siderúrgico	719	13%	92%
Outros	428	8%	100%
Total	5.619	100%	

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2004)

Pode-se perceber que os principais setores com geração em UHEs são os eletrointensivos. Ludimer (2005) explica que, neles, o valor da tarifa de energia elétrica é determinante para a competitividade da produção e que a entrada no mercado de geração elétrica foi uma maneira de reduzir os custos com a aquisição de insumos energéticos e mitigar riscos associados à imprevisibilidade do preço futuro da eletricidade. O fato é que além da elevação do preço da energia, já discutida no capítulo II, as incertezas regulatórias, advindas da implementação do modelo FHC, proporcionavam riscos de investimento e

contratação às empresas. Por se tratar, em sua maioria, de exportadores de commodities, com contratos de comercialização de longo prazo, tais empresas necessitavam de certa previsibilidade na estrutura de custos da produção.

Os dados da Aneel (2004) mostram que a concentração das concessões de hidroelétrica em setores específicos está diretamente relacionada à própria estratégia dos principais grupos empresariais neles atuantes. Verifica-se que a Companhia Vale do Rio Doce – CVRD (mineração), Votorantim (cimento, alumínio) e Alcoa (alumínio) possuem 71% do potencial hidroelétrico dos autoprodutores. Observa-se também que algumas empresas têm buscado se especializar na gestão e comercialização de energia elétrica, através da criação de suas próprias unidades de negócio, como, por exemplo, a Votorantin Energia.

A tabela 2.4 traz as concessões de UHEs de autoprodutores, segmentadas por grupo empresarial. Também aqui, estão sendo consideradas todas as usinas licitadas, independentemente de estarem atualmente em operação.

Tabela 2.4: Concessões de UHE adquiridas por APs - por grupo industrial (MW)

Grupos Industriais	Potência	Participação	Acumulado	Setor
CVRD	1.603	29%	29%	Mineração
Votorantim	1.327	24%	52%	Alumínio/Cimento
Alcoa	1.047	19%	71%	Alumínio
BHP Billington	403	7%	78%	Siderurgia
Carmargo Correia	180	3%	81%	Construção
Valesul Alumínio	156	3%	84%	Alumínio
Alcan	113	2%	86%	Alumínio
Cia. Mineira de Metais	96	2%	88%	Siderurgia
Samarco Mineração	94	2%	89%	Mineração
Cimentos Portland	90	2%	91%	Cimento
Outros	512	9%	100%	-
Total	5.619	100%	-	-

Fonte: ANEEL (2004)

Quanto às perspectivas futuras, é importante salientar o fato de que a capacidade total concedida aos autoprodutores totaliza 21% de todo o montante licitado entre os anos de 1995 e 2002 (26.853 MW, desconsiderando as privatizações). Assim, a participação atual desses agentes continua crescendo e tenderá a superar os atuais 10% na medida em que as usinas forem sendo concluídas, principalmente porque a maioria das aquisições ocorreu nos anos de 2001 e 2002 e se referem, portanto, a projetos ainda em fase de construção.

A figura 2.3 mostra a participação da autoprodução nas rodadas de licitação de aproveitamentos hidroelétricos. Vale notar que em 2003 houve uma paralisação das concessões de novas usinas, o que coincide com a mudança de governo e o subsequente período de elaboração do modelo Lula. Esta paralisação perdura até o momento da conclusão deste trabalho, março de 2005, criando incertezas quanto à segurança do suprimento futuro de eletricidade, principalmente diante das atuais perspectivas de retomada do crescimento econômico do país³¹.

Deve-se atentar também para o expressivo aumento da participação da autoprodução nas concessões após a crise de 2001. A coincidência entre este crescimento e o período de racionamento de energia elétrica pode sugerir, que, ao adquirir as usinas, estes agentes tiveram um comportamento defensivo, provavelmente contra novas instabilidades no suprimento elétrico nacional. Infelizmente, as análises realizadas neste trabalho não permitem a obtenção de resultados mais conclusivos.

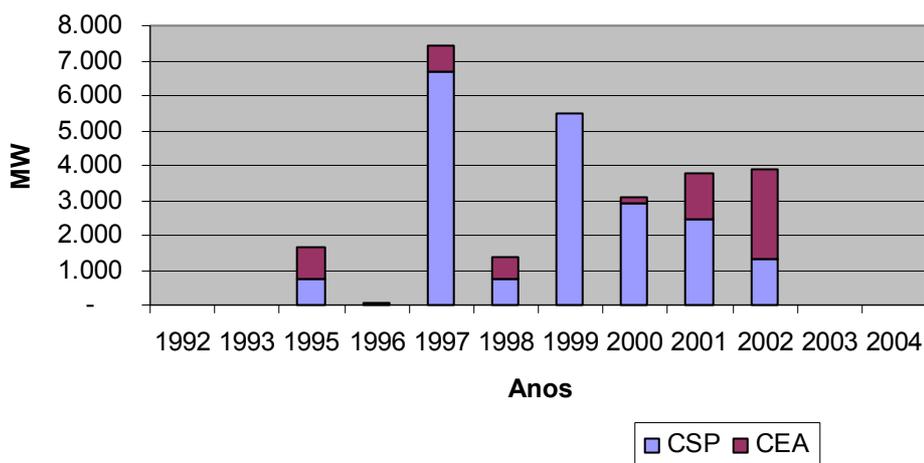


Figura 2.3: Participação dos agentes nas concessões de UHEs

Fonte: ANEEL, 2004

No caso da autoprodução distribuída, observa-se a existência de um potencial de crescimento da geração própria associado tanto ao uso de resíduos da produção, como à diversificação das fontes de energia.

³¹ Em 2004, o crescimento do PIB brasileiro foi de 5,2%. As projeções oficiais de crescimento para 2005 e 2006 são, respectivamente, 3,7% e 4,0%. (BACEN, 2005)

Como pôde ser visto neste trabalho, na maioria os setores analisados, a autoprodução distribuída se dá predominantemente através do uso de resíduos industriais. Nesses casos, o potencial de expansão da autoprodução é balizado pelo próprio crescimento vegetativo do setor, podendo ser ainda maior, caso existam iniciativas de racionalização e conservação de energia.

No segmento de Papel e Celulose, por exemplo, segundo dados do Panorama Setorial (2004), a produção indústria tenderá a crescer a uma média anual 6,1% entre 2005 e 2012, sinalizando um potencial de ampliação da geração própria de, no mínimo, mesma magnitude.

Na indústria canvieira, que também segue esta lógica, além do próprio crescimento da produção agrícola – que segundo a ÚNICA (2004) será em média 5% ao ano até 2010 - existe espaço para melhorias no nível de reaproveitamento dos resíduos agrícolas. Segundo Silvestrin (2004), com a quantidade de resíduos atualmente produzida, seria possível ampliar a atual capacidade de geração do setor em até 2.000 MW.

Nos demais setores, verifica-se que o crescimento da autoprodução está associado à diversificação das fontes de energia, principalmente pela crescente penetração do gás natural nas indústrias de Petróleo, Siderúrgica e Química. Nestes casos, à princípio, não haveria limites para a geração própria, ainda que se deva salientar que o gás natural, ao possuir valor de mercado, torna a autoprodução menos competitiva³².

Todos estes fatos mostram que há um grande potencial para o crescimento da geração própria, seja ela distribuída ou integrada, o que, entretanto, vai depender de outros fatores e incentivos de natureza política, econômica e setorial.

A tabela 2.5 mostra a evolução do uso do gás natural no balanço de geração térmica de alguns dos setores analisados. Como se pode observar, excetuando a indústria de Papel e Celulose, a participação deste insumo energético na geração própria tem crescido significativamente.

³² Existem exceções a esta afirmação, como por exemplo na produção de petróleo em algumas plataformas marítimas, para as quais, a inexistência de infra-estrutura para escoar o gás produzido faz com que o mesmo não possua valor comercial.

Tabela 2.5: Penetração do gás natural na autoprodução térmica

	1993	2004
Papel e Celulose	0%	3%
Siderúrgica	0%	14%
Petróleo	21%	54%
Química	8%	32%
Outros	0%	60%

Fonte: BEN (2004)

Sobre a importância relativa das várias fontes de energia, além do gás natural, merece destaque a biomassa, que atualmente é o principal insumo energético da autoprodução. Isso se deve principalmente ao próprio peso dos setores de Açúcar e Álcool e de Papel e Celulose na capacidade instalada dos autoprodutores.

Outro recurso significativo é a energia hidráulica, que entre 1994 e 2003 cresceu a uma taxa média de 17% ao ano, alcançando ao final deste período um terço de todo o potencial autoprodutor. Quanto a isso, vale mencionar a entrada em operação da usina de Machadinho em 2002, com 1.140 MW, dos quais, 725 MW destinados ao consumo próprio das empresas.

A tabela 2.6 faz um balanço do consumo das diversas fontes de energia para fins de autoprodução. A quarta coluna mostra as taxas de crescimento anual deste consumo entre os anos de 1994 e 2003. Como se pode constatar, durante a reestruturação do setor elétrico, houve um significativo salto no uso da hidroeletricidade, do bagaço de cana, do gás natural e outros gases industriais.

Tabela 2.6: Participação e crescimento do consumo das fontes primárias de energia para fins de autoprodução

Energia	1994 (GWh)	2003 (GWh)	Crescimento anual	Participação em 2003
Deriv. Petróleo	3.136	3.498	1%	9,8%
Gás Natural	479	4.037	27%	11,3%
Carvão Mineral	347	244	-4%	0,7%
Lenha	666	650	0%	1,8%
Lixívia	2.166	4.052	7%	11,4%
Bagaço de cana	2.314	6.795	13%	19,1%
Gás industrial	1.579	4.038	11%	11,3%
Hidráulica	3.238	11.669	15%	32,7%
Outras	242	676	12%	1,9%
Total	14166	35659	11%	100%

Fonte: BEN (2004)

2.3 Comentários finais

Neste capítulo, procurou-se determinar quais as empresas e grupos econômicos vêm investindo em autoprodução desde o início da abertura do setor elétrico brasileiro. Os resultados obtidos mostram que, de forma geral, a autoprodução está associada predominantemente à reutilização de resíduos dos diversos processos produtivos ou à busca de diversificação do suprimentos energético.

Um ponto importante é que, embora a análise desenvolvida no capítulo anterior sugira que o modelo FHC falhou em atrair capital privado para a expansão do parque gerador, o estudo setorial, e por tipo de geração, indica que tal argumento não se sustenta para os investimentos dos autoprodutores. Estes dobraram sua participação na geração total de energia elétrica do país após o início da reforma.

Cabe, portanto, discutir quais as particularidades ou incentivos do modelo-FHC levaram tal categoria de investidores a se comportarem diferentemente dos demais. Evidentemente, uma parte deste crescimento explica-se pelas oportunidades advindas do processo de reforma, que não foram capturadas pelos demais agentes. Além disso, parte da autoprodução expandiu-se na esteira dos processos de modernização industrial e busca mais efetiva de competitividade, implicando, inclusive, melhor uso dos fatores de produção, no aproveitamento de subprodutos e na introdução de novos insumos energéticos, como o gás natural.

Nos próximos capítulos, o foco da análise se voltará principalmente para o futuro. O questionamento principal é como as recentes mudanças no marco regulatório, delineadas para promover investimentos em larga escala, influenciarão o comportamento deste específico grupo de geradores. Neste sentido, o primeiro aspecto a ser considerado é se o modelo Lula continuará oferecendo oportunidades aos autoprodutores. Em seguida, cabe discutir se tais oportunidades são realmente atrativas e economicamente viáveis, e em quais situações.

Com este propósito, no capítulo IV, serão mapeadas as possíveis estratégias de autoprodução. Buscar-se-á também desenvolver um método estruturado para avaliar as centrais elétricas autoprodutoras, tentando sempre contemplar as particularidades do marco regulatório e as variáveis de caráter econômico-financeiro que determinam a viabilidade dos projetos desta natureza.

No capítulo subsequente esta metodologia será utilizada para discutir as implicações das recentes mudanças no marco regulatório no interesse das empresas em continuar investindo em projetos de geração própria.

CAPÍTULO 3: AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS E ESTRATÉGIAS DE AUTOPRODUÇÃO

Após compreender a importância dos diversos agentes participantes do parque gerador brasileiro e identificar os setores econômicos que utilizam a autoprodução como alternativa de suprimento, serão estudadas, neste capítulo, as características dos projetos desta natureza.

A idéia é inicialmente detalhar as variáveis de caráter econômico-financeiro que determinam a viabilidade dos empreendimentos, para, em seguida, considerando as peculiaridades do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, discutir as possíveis estratégias de investimento em autoprodução.

3.1 Delimitação da Metodologia

De forma geral, o objetivo das empresas ao investirem em autoprodução é assegurar condições favoráveis de custo e confiabilidade do suprimento energético garantindo a competitividade de seus processos industriais (BERMANN). Essa hipótese se torna mais relevante para os setores eletrointensivos³³, para os quais a eletricidade representa uma significativa parcela dos custos de produção (LUDIMER, 2005).

Com base nessa premissa, os segmentos industriais podem assumir estratégias diferenciadas ao adotar a autoprodução. Essas podem estar relacionadas mais com a segurança de suprimento de energia do que com o seu custo propriamente dito³⁴. Ou ainda, o foco pode ser nem tanto a redução do custo energético, mas principalmente o controle do mesmo. Por exemplo, em setores industriais que produzem commodities ou bens intermediários, via de regra, as empresas são tomadoras de um preço internacional, tendo nenhuma ou pouca ingerência sobre o valor de comercialização de seus produtos. Em tais circunstâncias, o

³³ Os setores eletrointensivos são aqueles que utilizam um elevado volume de eletricidade por unidade de bem industrial produzida. Esta relação pode ser expressa em kWh/unidade física produzida ou kWh/ unidade de PIB produzida. Quase sempre, os setores eletrointensivos não utilizam a eletricidade como um mero insumo energético necessário para a operação da fábrica. Na verdade, a eletricidade pode ser compreendida como uma das matérias primas diretamente incorporadas aos produtos finais. Isso é particularmente visível no setor de alumínio, que transforma eletricidade em produtos sólidos de fácil acesso aos mercados de commodities globais. Aqui, a autoprodução é, antes de tudo, uma gestão estratégica de matéria prima. A mesma lógica se aplica aos autoprodutores que procuram uma melhor gestão dos seus resíduos ou subprodutos.

empresário deve procurar minimizar possíveis descasamentos entre suas receitas e custos, fazendo com que a autoprodução se torne atrativa quando permitir um melhor controle desses diferenciais (*spreads*).

Neste capítulo, adota-se, inicialmente, a hipótese de busca de redução de despesas com o suprimento elétrico. Justifica-se tal suposição, assumindo-se que as empresas podem até ter outros objetivos ao desenvolver seus próprios projetos de geração própria, os quais, entretanto, não serão implementados a qualquer custo. Assim, na modelagem que segue, admite-se que, ao decidir gerar sua própria energia, o potencial autoprodutor calcula previamente o seu ganho de fluxo de caixa, sem perder de vista que, posteriormente, outras variáveis estratégicas possam ser levadas em conta, e que, na margem, elas podem viabilizar projetos inicialmente desfavoráveis, ou descartar projetos que se mostraram competitivos na análise preliminar.

A rigor, sempre se pode expressar o efeito dessas demais variáveis estratégicas na forma de prêmios ou penalidades, que se incorporam no fluxo de caixa³⁵. Assim, mesmo diante de um nível crescente de complexidade dos empreendimentos, a metodologia a ser aqui desenvolvida não perde robustez. Na prática, por questão de limitação de tempo, essa dissertação não tentará quantificar tais prêmios e penalidades, embora reconheça a sua importância.

Para o delineamento do modelo de avaliação das centrais autoprodutoras, este autor se baseará em Ross (1995), para quem a análise de projetos deve sempre considerar o efeito marginal que o mesmo produz, ou seja, a diferença de ganhos que se obteria com e sem a sua implementação. Assim, serão considerados nos fluxos de caixa as perdas e os ganhos associados à uma eventual transição entre as possíveis alternativas de suprimento.

Como será discutido no transcorrer do capítulo, a legislação do setor elétrico prevê duas formas de suprimento externo às empresas – a condição de cativo e o consumo livre – e

³⁴ Esta lógica é mais aplicável à geração distribuída em centrais térmicas. No caso de plantas hidráulicas submetidas ao despacho centralizado, essa segurança é relativa posto que, em períodos de déficit no suprimento, a produção e a energia alocada aos empreendimentos é reduzida de forma compulsória.

³⁵ Em um cenário de racionamento, por exemplo, existindo descontinuidade da produção em decorrência da falta do insumo energético, os prejuízos relativos a ela também devem ser considerados no fluxo de caixa, o que aumentaria a competitividade dos projetos.

duas principais modalidades de autoprodução – a geração distribuída e a geração integrada³⁶. Conclui-se, portanto, que existem basicamente quatro alternativas de investimento, que dependem das condições de origem e destino das empresas enquanto consumidoras de energia.

A figura 3.1 apresenta, de forma esquemática, cada uma destas alternativas.

		Autoprodução	
		Distribuída	Integrada (em UHEs)
Suprimento Externo	Cativo	<p>(Alternativa 1)</p> <p>Transição de consumidor cativo para autoprodutor com geração distribuída</p>	<p>(Alternativa 2)</p> <p>Transição de consumidor cativo para autoprodutor com geração integrada</p>
	Livre	<p>(Alternativa 4)</p> <p>Transição de consumidor livre para autoprodutor com geração distribuída</p>	<p>(Alternativa 3)</p> <p>Transição de consumidor livre para autoprodutor com geração integrada</p>

* a leitura deve ser feita da linha para a coluna

Figura 3.1: Alternativas de investimento em autoprodução*

Fonte: elaboração própria

Segundo os modelos tradicionais de avaliação³⁷, a análise de empreendimentos pode seguir duas diferentes abordagens. A primeira considera apenas os recursos próprios dos acionistas, sendo, portanto, uma avaliação do projeto pela ótica do investidor. A outra alternativa leva em conta a participação dos credores e o poder de alavancagem financeira obtida a partir do uso de recursos mais baratos de terceiros. Neste trabalho, como a proposta é detalhar as variáveis do fluxo de caixa dos projetos, independentemente da composição da

³⁶ A geração integrada corresponde àquela realizada em empreendimentos (usinas integradas) distantes do local de consumo e que, justamente por isso, necessitam das redes de transmissão e distribuição para interligar geração e carga.

³⁷ Adota-se aqui o método do VPL, por ser, segundo Ross (1995) o mais conhecido e difundido entre as empresas.

taxa de desconto ou de como seus resultados são compartilhados entre aqueles que o financiam, não serão discutidas peculiaridades de sua estrutura de capital³⁸.

3.2 Determinantes da viabilidade dos projetos

A seguir serão detalhadas as principais variáveis do fluxo de caixa de uma central autoprodutora, as quais, levando em conta a teoria clássica de finanças, serão classificadas como receita, custo, tributos e investimentos.

3.2.1 Custos evitados e outras receitas

Uma particularidade da autoprodução é o fato da energia destinada ao consumo próprio não gerar um recebível financeiro, visto que a mesma não é comercializada. Por outro lado, a geração própria tende a substituir a energia que seria adquirida de terceiros caso os projetos autoprodutores não fossem implementados. Assim, na análise marginal da central autoprodutora, o custo evitado das possibilidades de suprimento externo acaba por representar uma receita do fluxo de caixa. Outra fonte de receitas é a própria venda de excedentes, caso ela exista.

Atualmente, há no modelo institucional do setor elétrico duas possibilidades de suprimento externo à empresa: o consumo livre, baseado em contratos bilaterais com outros agentes do mercado; e o consumo cativo, dependente da concessionária de distribuição³⁹.

No consumo livre, os contratos de suprimento elétrico são discriminados, sendo a energia (commodity) negociada diretamente com o gerador ou comercializador, enquanto os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição são pagos às empresas

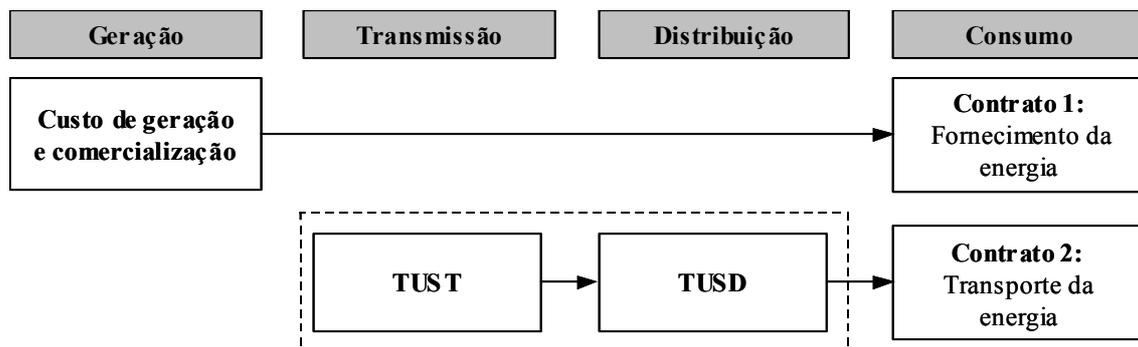
38 Apesar de ambas as abordagens serem semelhantes, deve-se atentar ao fato de que credores e acionistas possuem percepções diferentes de risco, o que acaba por refletir nas taxas de desconto por eles adotadas. Em ambientes econômicos normais, o risco dos acionistas é sempre maior. O resultado é que, na escolha da taxa de desconto, no caso de se utilizar o fluxo de caixa dos acionistas, torna-se necessário ater-se apenas ao risco do capital próprio. Já na avaliação financeira do projeto como um todo, a taxa de desconto deve refletir tanto risco do capital próprio, como o do capital de terceiros (DAMODARAN, 2003).

39 Existe ainda uma terceira forma de suprimento: a compra direta do mercado atacadista de energia. Em função da volatilidade dos preços neste mercado, bem como das enormes incertezas de segurança de suprimento a ele

prestadoras destes serviços. Estas, dado que possuem características de monopólio natural, têm tarifas controladas pelo órgão regulador (Resolução nº 281/99 da Aneel), sendo a TUST, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, e a TUSD, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

Os consumidores livres com conexão direta à transmissão estão sujeitos ao pagamento da TUST, ao passo que, se estiverem conectados às instalações de distribuição, o que ocorre na maioria dos casos⁴⁰, deverão pagar a TUSD. Esta tarifa, por sua vez, possui incorporada ao seu valor a TUST devida pelas distribuidoras às transmissoras pelo uso da rede básica⁴¹. Assim, na prática, todo consumo realizado no âmbito das concessionárias de distribuição está sujeito ao pagamento das duas tarifas, sendo a TUST computada como um encargo da tarifa de uso da distribuição.

A figura 3.2 mostra, de forma simplificada, os contratos de suprimento de energia firmados pelos consumidores livres conectados às distribuidoras.



*conectados às distribuidoras

Figura 3.2: Contratos de suprimento dos consumidores livres*

Fonte: Elaboração própria

associadas, esta alternativa possui caráter marginal se comparada às outras. Por esse motivo, ela não será considerada neste trabalho.

⁴⁰ Atualmente existem apenas 28 grandes consumidores conectados à rede básica (ANEEL, 2005).

⁴¹ Expressão utilizada no setor elétrico para denominar as linhas de transmissão, que segundo a legislação são todas aquelas com tensão igual ou superior a 230 kV. Os ativos de transporte de energia com tensão inferior a este valor compõem as redes de distribuição.

A TUST corresponde ao recolhimento que visa a remuneração dos investimentos realizados pelas empresas na rede básica, ao qual, conforme previsto nas Resoluções Normativas 667/02 e 074/04 da Aneel, são acrescidos os seguintes encargos setoriais incidentes sobre a transmissão,:

- I. quota da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica⁴².
- II. encargos dos serviços do sistema – ESS, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica⁴³;
- III. quota da conta de desenvolvimento energético – CDE, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica⁴⁴
- IV. quota do programa de incentivo às fontes alternativas – Proinfa⁴⁵;
- V. recursos para pesquisa e desenvolvimento - P&D⁴⁶
- VI. Taxa de fiscalização dos serviços de energia – TFSEE⁴⁷;
- VII. PIS/PASEP e Confins.

⁴² a CCC - ou Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - foi criada em 1973 (Lei 5899/73) tendo por objetivo cobrir os custos com combustíveis de centrais termelétricas pertencentes a certas concessionárias, localizadas, em sua maioria, nos sistema isolados. A CCC incide sobre o consumo de energia dos subsistemas interligados;

⁴³ Regulamentado pelo Decreto 2665/98 e Resolução 290/00 da Aneel, o ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo, por exemplo os serviços ancilares. Tal custo é apurado mensalmente e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração.

⁴⁴ A CDE foi criada pela Lei 10.438/02, tendo como intuito levantar recursos para promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional. Embora a resolução 666/02 diga que a CDE é um encargo da TE, atualmente ela está sendo recolhida na parcela fio da TUSD (Nota técnica 151/04 da Aneel).

⁴⁵ O Proinfa foi instituído pela Lei 10.438/02, visando levantar recursos para subsidiar energia alternativas no sentido de diversificar a matriz energética brasileira. O programa pretende implantar até 2006, 3.300MW de energia eólica, solar e proveniente de biomassa.

⁴⁶ O encargo de P&D foi criado pela Lei 9991/00, que estabeleceu que as concessionárias de serviço público de distribuição deveriam aplicar anualmente recursos correspondentes a 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa de desenvolvimento e programas de eficiência energética.

⁴⁷ A Taxa de Fiscalização foi instituída pela Lei 9427/96, devendo ser recolhida diretamente pela Aneel de todos os agentes. Destina-se à cobertura das despesas desta agência regulatória.

Os quatro últimos itens incidem sobre o volume de recursos financeiros destinado à remuneração das empresas de transmissão.

Antes da implementação do modelo FHC, o uso das linhas de transmissão era totalmente pago pelas distribuidoras, conforme previsto nos contratos iniciais estabelecidos entre elas e as concessionárias de geração. Nestes contratos a tarifa de uso da rede básica era definida de acordo com a unidade da federação em que as mesmas estivessem localizadas, segundo um modelo de tarifa selo⁴⁸.

Em 2003, seguindo as mudanças previstas no Modelo-FHC e mantidas no Modelo-Lula, foi iniciada a redução dos montantes de energia vinculados aos contratos iniciais - a uma taxa de 25% ao ano - dando lugar a um novo ambiente de contratação. Neste ambiente, a TUST passou a refletir o ponto de conexão à rede básica, segundo um sistema de tarifa nodal⁴⁹. Durante o período de transição, a TUST paga pelas distribuidoras será composta por um componente selo regressivo (decrecente a 25% aa.) e um nodal progressivo (crescente a 25% aa.), de forma que em 2007, quando os contratos iniciais estiverem terminados, 100% da tarifa será de modalidade nodal.

A TUSD é a tarifa destinada à remuneração das empresas detentoras das redes de distribuição. De acordo com a Resolução 152/03 da Aneel, a esta remuneração é adicionada uma série de despesas, as quais são segregadas nos componentes *Fio, Encargos e Uso da Rede Básica*.

O componente *Fio* é composto pelos seguintes itens:

- I. compensação das perdas técnicas do sistema de distribuição⁵⁰;
- II. quota da Reserva Global de Reversão – RGR⁵¹;
- III. encargos de conexão e contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS⁵²;

⁴⁸ Na tarifa selo o valor é calculado segundo a localização geográfica das distribuidoras, existindo um único preço para cada unidade da federação, independentemente do ponto de conexão.

⁴⁹ Na tarifa nodal, o preço da energia é calculado por um Programa Nodal para cada nó do sistema ao qual um dado agente está interligado.

⁴⁵ Perdas técnicas se referem às perdas associadas ao transporte da energia nas redes de transmissão e distribuição (Nota Técnica 303/04 da Aneel).

- IV. Encargos de conexão ao sistema de distribuição⁵³;
- V. recursos para pesquisa e desenvolvimento - P&D;
- VI. Taxa de fiscalização dos serviços de energia – TFSEE;
- VII. PIS/PASEP e Confins.

Os três últimos itens incidem sobre o volume de recursos financeiros destinado à remuneração das distribuidoras.

O *Uso da Rede Básica* consiste no repasse da TUST das distribuidoras aos consumidores finais, conforme discutido anteriormente.

O componente *Encargos* é calculado a partir da soma dos seguintes itens:

- I. quota da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- II. quota da conta de desenvolvimento energético – CDE;
- III. encargos dos serviços do sistema – ESS;
- IV. quota do programa de incentivo às fontes alternativas – Proinfa;
- V. Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu⁵⁴;
- VI. Perdas comerciais de energia⁵⁵;
- VII. recursos para pesquisa e desenvolvimento - P&D;
- VIII. Taxa de fiscalização dos serviços de energia – TFSEE;
- IX. PIS/PASEP e Confins.

⁵¹ Encargo instituído pela Lei 5655/71, recolhido pelas distribuidoras, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. ;

⁵² Corresponde a uma contribuição paga por todos os associados ao ONS, tendo por finalidade custear o funcionamento desta instituição

⁵³ Pago por qualquer agente que se encontre conectado às redes de distribuição, independentemente de existir consumo de energia.

⁵⁴ Cota do transporte da energia proveniente de Itaipu, paga pelas concessionárias de distribuição do Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, conforme estabelecido na Lei 5899/73.

⁵⁵ As perdas comerciais se referem à diferença entre o que a distribuidora compra na fronteira da Rede Básica e o que é faturado contra os consumidores (Nota Técnica 303/04 da Aneel).

Os três últimos itens incidem sobre o montante relativo aos demais despesas do componente *Encargos*.

A figura 3.3 traz um resumo das receitas dos potenciais projetos de autoprodução de consumidores livres. Nota-se que além do custo evitado da energia, também estão sendo considerados os possíveis ganhos com a comercialização de excedentes.

Modalidade de suprimento	Custos evitados e outras receitas
Consumidor livre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor do contrato bilateral com gerador/comercializador ▪ Valor da TUSD <ul style="list-style-type: none"> – Despesas – fio – Despesas - encargos – Despesas da rede básica (TUST) ▪ Ganhos da comercialização de excedentes

Figura 3.3: Receita dos projetos de autoprodução patrocinados por consumidores livres

Fonte: Elaboração própria

No caso de um consumidor cativo, tanto a energia quanto os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição são consolidados em um *bundle price*, isto é, um único preço envolvendo todos os custos da cadeia de valor – fornecimento de energia (TE), transmissão (TUST) e distribuição (TUSD). De acordo com o marco regulatório, os consumidores cativos foram reunidos em dois grupos, um com tensão igual ou superior a 2.3 kVolts (Grupo A), e outro com tensão inferior a esta (Grupo B). Os primeiros devem adotar uma de três possíveis modalidades tarifárias - azul, verde e convencional. As tarifas azul e verde são ditas horo-sazonais, tendo em vista que seus valores dependem de como a energia elétrica e a demanda de potência são utilizadas ao longo do dia e dos períodos do ano⁵⁶. A tarifa convencional de alta tensão se baseia em uma parcela relativa á energia e outra a demanda, mas é independente da distribuição temporal de seu uso. As tarifas de baixa tensão

⁵⁶ A tarifa azul tem dois postos tarifários para a demanda – ponta e fora de ponta – e quatro postos para o consumo – ponta no período seco, ponta no período úmido, fora de ponta no período seco e fora de ponta no período úmido. A tarifa verde, possui apenas os postos relativos ao consumo, não havendo sinalização horosazonal para a demanda.

do grupo B incidem apenas sobre o consumo de energia, não envolvendo a potência requerida.

A figura 3.4 mostra a estrutura do contrato de suprimento de energia dos consumidores cativos

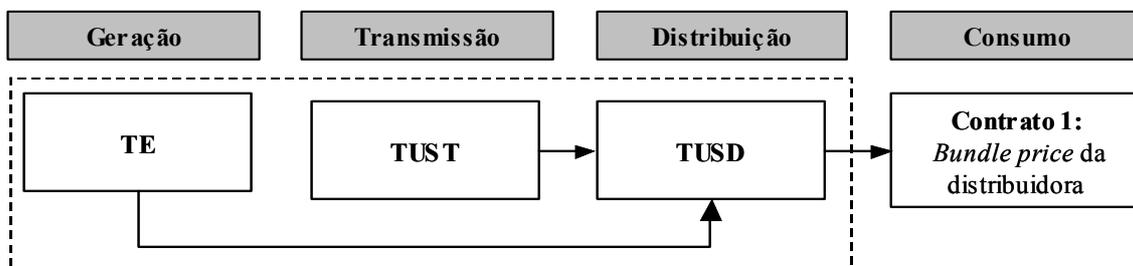


Figura 3.4: Contratos de suprimento dos consumidores cativos

Fonte: Elaboração própria

A tarifa de energia (TE) corresponde à parcela da tarifa de fornecimento da distribuidora relativa especificamente à energia elétrica. Segundo a Resolução 666/02 da Aneel, a TE é composta pelos seguintes itens:

- I. Energia comprada das geradoras pelas distribuidoras;
- II. Repasse da energia de Itaipu⁵⁷;
- III. Compensações financeiras pela utilização de recursos hídricos⁵⁸;
- IV. Encargo de uso da rede básica dos contratos iniciais⁵⁹;
- V. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

⁵⁷ Cota da energia gerada em Itaipu, paga pelas concessionárias de distribuição do Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, conforme estabelecido na Lei 5899/73.

⁵⁸ Instituída pela Lei 7990/89 e devida pelos concessionários e autorizados para produção de energia elétrica a partir da hidroeletricidade. No caso da venda de energia, o valor do título da Compensação Financeira é repassado pelo gerador à distribuidora que, por sua vez, repassa ao consumidor. No caso da autoprodução, como geração e consumo pertencem ao mesmo grupo econômico, este encargo normalmente é computado como custo de geração.

⁵⁹ Nos contratos iniciais, estabelecidos antes da primeira reforma do setor elétrico, as distribuidoras eram responsáveis pelo pagamento dos custos de expansão e manutenção da rede básica. Este encargo se refere a este pagamento, que será eliminado ou substituído pela TUST até 2007, quanto terminará a vigência dos contratos iniciais.

- VI. Custo de comercialização;
- VII. Recursos para P&D e Eficiência Energética;
- VIII. PIS/PASEP e Cofins, incidente sobre a demais parcelas que compõem a TE.

Desde 2000, o modelo tarifário passa por uma reforma que, quando concluída, permitirá que os consumidores do Grupo A celebrem com suas concessionárias de distribuição contratos separados para a energia e para os encargos de conexão e uso dos sistemas (Decreto 4526/00 e Resolução 465/00 da Aneel). A proposta é que esta abertura da tarifa auxilie o consumidor a comparar o valor da *commodity* energética da distribuidora com as demais possibilidades de suprimento.

Segundo o estudo realizado por PEDROSA (2004), cujos resultados são apresentados na figura 3.5, os custos da energia e de seu transporte correspondem individualmente a aproximadamente 25% do preço total pago pelos consumidores do Grupo A, ao passo que os impostos e encargos governamentais perfazem os outros 50% deste montante.

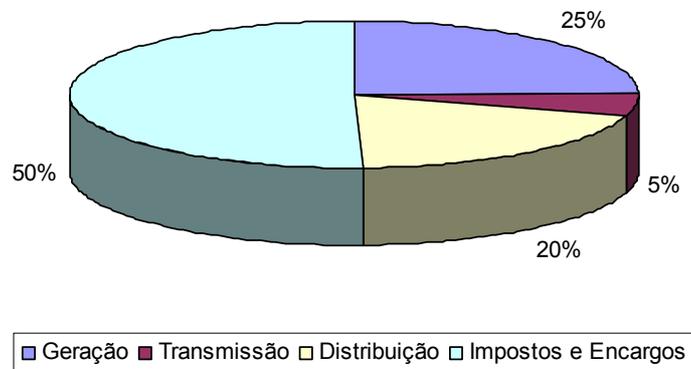


Figura 3.5: Composição das tarifas dos consumidores do Grupo A

Fonte: Pedrosa (2004)

A figura 3.6 traz um resumo das receitas das centrais autoprodutoras de consumidores cativos. Também neste caso, considera-se não apenas o custo evitado da energia, mas os possíveis ganhos com a venda de excedentes.

Modalidade de suprimento	Custos evitados e outras receitas
Consumidor cativo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor da tarifa consolidada da distribuidora <ul style="list-style-type: none"> – Despesas – fio – Despesas - encargos – Despesas rede básica (TUST) – Tarifa de Energia (TE) ▪ Ganhos da comercialização de excedentes

Figura 3.6: Receita dos projetos de autoprodução patrocinados por consumidores cativos

Fonte: Elaboração própria

3.2.2. Custos operacionais das centrais autoprodutoras

Os empreendimentos de autoprodução possuem despesas administrativas e custos de operação e manutenção que devem ser considerados na avaliação dos projetos. É praxe contabilizar esses gastos administrativos e de O&M como uma parcela equivalente a 5% a 10% do custo total da energia gerada. No entanto, um componente que pode eventualmente assumir valores mais significativos é a aquisição de combustível. Por exemplo, segundo o Relatório de Progresso nº3 do Comitê de Revitalização, essa parcela chega a representar 50% do custo de geração de uma termelétrica a gás natural. Nas centrais elétricas que utilizam subprodutos industriais ou agrícolas, esta participação do custo do combustível tende a ser menos expressiva.

Segundo o Decreto 2003/96, além das despesas administrativas e de O&M, a central geradora está sujeita ao pagamento de três encargos setoriais a vigorar a partir do início de sua operação. São eles:

- a taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE), incidente sobre os resultados da geração;
- as compensações financeiras aos Estados, Distrito Federal e Municípios;
- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), incidente sobre a parcela de energia consumida por autoprodutor que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado ⁶⁰;

⁶⁰ Na prática, este encargo não está sendo pago pelos geradores, pois já é recolhido na TUSD.

As compensações financeiras são devidas exclusivamente pelos concessionários e autorizados a produzir energia em hidroelétricas (lei 8990/89). Uma outra despesa associada à exploração de aproveitamentos hidroelétricos é a outorga da concessão, obtida através de concorrência a título oneroso, com valores e condições de pagamento especificados nos contratos estabelecidos junto ao poder concedente.

No caso da autoprodução em usinas integradas, dado que é necessário utilizar o sistema para interligar a geração e carga, os autoprodutores devem pagar pelo uso das redes de distribuição (TUSD)⁶¹. No lado da geração, existe ainda um encargo adicional relativo à conexão da central geradora à rede básica ou aos ativos das distribuidoras (encargo de conexão). Na geração distribuída, embora as empresas não necessitem do sistema para interligar a geração e a carga, de forma geral, elas também se encontram conectadas a ele, utilizando-o para complementar a geração própria, comercializar excedentes e eventualmente cobrir paradas de suas centrais geradoras. Esta cobertura exige o pagamento de encargos de conexão, bem como a realização de contratos de *backup* para *commodity* e fio⁶², acarretando custos adicionais aos projetos. Vale lembrar, entretanto, que neste caso não há incidência de TUSD sobre a energia autogerada.

A figura 3.7 resume os principais custos de cada estratégia de autoprodução.

Geração Distribuída	Geração Integrada
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Encargos de conexão ▪ Energia de <i>backup</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Encargos de conexão da geração ▪ Energia de <i>backup</i> ▪ TUSD

Figura 3.7: Custos associados aos projetos de autoprodução

Fonte: Elaboração própria

⁶¹ Neste caso, considera-se o gerador conectado à transmissão e o consumo conectado à distribuição (Geração-Transmissão-Distribuição-Consumo). Existem variações deste modelo, como, por exemplo, quando o gerador se conecta na distribuição, acarretando duplicidade no pagamento da TUSD (Geração-Distribuição-Transmissão-Distribuição-Consumo) ou quando a carga se conecta à rede básica, isentando o pagamento da TUSD (Geração-Transmissão-Consumo). Neste trabalho, será considerado apenas o primeiro caso, visto que é o mais comum.

⁶² A expressão “fio” é um jargão do mercado e se refere aos ativos no âmbito da transmissão e distribuição.

3.2.3 Tributos incidentes sobre as centrais autoprodutoras

Na análise dos tributos, deve-se ter em mente que a energia gerada pelos autoprodutores pode ser totalmente consumida ou ser parcialmente comercializada com terceiros. Esta distinção é de fundamental importância, pois, no segundo caso, há uma transação comercial caracterizada pela compra e venda de energia, enquanto, na primeira, ocorre uma mera transferência de insumos entre duas atividades produtivas de um mesmo proprietário. Há, portanto, diferenças nos impostos incidentes sobre cada uma dessas atividades.

Os tributos relativos à comercialização de energia são o PIS/COFINS, a CPMF, o ICMS e Imposto de Renda (IR).

O PIS – Programa de Integração Social – é um imposto que visa promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas (através da participação nos lucros), a criação de poupança para a aposentadoria e a arrecadação de recursos para o financiamento de pequenas e médias empresas (SANDRONI, 1999). A CONFINS – Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – é destinada às despesas com saúde, previdência e assistência social dos empregados.

O ICMS é um imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços, recolhido pelos Estados da federação. No caso do setor elétrico, antes da reforma, tal pagamento era realizado apenas na venda ao consumidor final, o que se justificava pelo fato das empresas serem verticalmente integradas e existir apenas um comercializador, a concessionária local de distribuição. Neste sistema, as operações interestaduais e, dentre estas, a comercialização entre geradores e distribuidoras, eram isentas de tributação.

Com a reestruturação do setor, surgiu a possibilidade de que a venda de energia fosse realizada por um agente distinto da distribuidora local. Para resolver esta situação, foi editado, em 2000, o Convênio ICMS 83, que estabeleceu que o comercializador passaria a aplicar a alíquota do imposto vigente na unidade federada onde estaria localizada a unidade consumidora (DUKE, 2004).

Todos esses três impostos são calculados sobre a receita bruta das atividades. Waltemberg⁶³ (2005) explica que, além da transferência física do bem - no caso, eletricidade - para que haja tributação, é necessária a caracterização de circulação econômica (compra e venda) e jurídica (contrato) da comercialização. Dessa forma, a princípio, as centrais elétricas autoprodutoras gozam de isenção fiscal, uma vez que geram energia para um autoconsumo, o que não é considerado circulação de mercadoria. São exceções a esta regra, os empreendimentos que, embora pertençam ao mesmo grupo econômico, possuam diferentes cadastros nacionais de pessoa jurídica (CNPJ), como, por exemplo, as UHEs de sociedades de propósito específico (SPE)⁶⁴. Neste caso, face à existência de transação econômica entre as empresas de geração e consumo, haverá a incidência dos impostos.

A CPMF é uma contribuição sobre a movimentação financeira, instituída em caráter provisório, em 1996, mas, posteriormente preservada através de emendas constitucionais. Assim como os tributos acima mencionados, ela está associada à circulação econômica da mercadoria energética, mais precisamente, à sua contrapartida financeira. Assim, também neste caso, haverá isenção caso a transferência da energia ocorra sob um único CNPJ.

Por fim, o Imposto de Renda é baseado no lucro agregado das atividades operacional e financeira das empresas, não estando vinculado apenas aos resultados da comercialização de energia, mas a todos os demais resultados por elas obtidos. Assim, nas empresas que trabalham com mais de um produto, torna-se impossível determinar a parcela do IR incidente especificamente sobre cada uma das atividades⁶⁵.

Essa é a situação dos autoprodutores, para os quais se espera que os ganhos com a comercialização dos excedentes e com a redução dos custos energéticos sejam complementares aos obtidos com a venda de mercadorias. Neste caso, a análise da viabilidade da central autoprodutora deve considerar o resultado marginal que esta produz no fluxo de

⁶³ Waltemberg (2005) comenta de que, embora este seja o conceito jurídico básico, na prática, podem existir na legislação certas particularidades que tornam a análise mais complexa. Tais particularidades, entretanto, fogem do propósito deste estudo e não serão consideradas.

⁶⁴ As SPEs são entidades independentes formadas com o objetivo de desenvolver projetos específicos. Nesta modalidade de investimento (project finance), os resultados do projeto são separados dos resultados das empresas que o patrocinam, de forma que o mesmo seja auto-suficiente no pagamento do financiamento.

⁶⁵ Na prática, o que se observa é que muitas empresas criam unidades de negócio (UN) distintas, para cada produto, estabelecendo critérios de rateio dos custos compartilhados. Cabe ressaltar entretanto, que isso é um

caixa total da empresa, contemplando todas as demais variáveis de receita, custo, tributos e investimento.

Para resolver este problema, o atual estudo assumirá que os resultados com a venda de energia são bastante reduzidos, se comparados aos obtidos com o *core business* das empresas⁶⁶. Essa simplificação é de extrema importância, já que faz com que o valor teórico do IR incidente sobre a venda de energia se torne pouco relevante, permitindo que o modelo de avaliação volte a considerar apenas o fluxo de caixa do projeto de autoprodução *per se*.

Por fim, vale comentar que tal discussão não se aplica para os produtores independentes e SPEs, uma vez que, para eles, a receita é toda proveniente da venda de energia a terceiros.

A figura 3.8 traz um resumo dos principais tributos relativos à autoprodução e à comercialização de excedentes.

Geração Distribuída	Geração Integrada *	Venda de Excedentes
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não há 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PIS/ COFINS ▪ CPMF ▪ ICMS 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PIS/ COFINS ▪ CPMF ▪ ICMS

* somente para transferência entre empresas com diferentes CNPJs

Figura 3.8: Tributos incidentes sobre a autoprodução

Fonte: Elaboração própria

3.2.4 Investimentos

Os investimentos correspondem à aplicação de recursos na compra de máquinas, equipamentos, imóveis e instalações de unidades produtivas destinados ao crescimento da capacidade produtiva (SANDRONI, 1999). No caso da autoprodução, o investimento consiste predominantemente nas despesas com os estudos de viabilidade, maquinário e construção

artifício meramente contábil, visando apenas o aprimoramento da gestão dos resultados de cada UN. O valor do imposto devido continua sendo calculado sobre o resultado global da empresa.

⁶⁶ GARCIA traz uma relação entre o custo da energia (não apenas a eletricidade, mas todas as demais) e o valor agregado de alguma atividades econômicas. Alguns exemplos relevantes para este trabalho são: extração de minério de ferro: 14,25%; fabricação de celulose: 3,2%; refino de petróleo: 1,19%; fabricação de cimento: 13,28%; siderúrgica integradas: 9,58%.

civis, que fazem com que as centrais autoprodutoras se tornem aptas a entrar em operação. Abaixo são relacionados alguns exemplos dos principais gastos desta natureza:

- Análise da viabilidade técnica e econômica do projeto;
- Elaboração do projeto construtivo da central elétrica;
- Estudos de impacto ambiental;
- Obras civis;
- Aquisição e montagem dos equipamentos de geração;
- Desenvolvimento do sistema de transmissão e conexão à rede;
- Compensações a populações e regiões afetadas;
- Outros.

De forma geral, todos esses dispêndios são de responsabilidade das empresas a cargo do desenvolvimento dos empreendimentos. A exceção é feita para os estudos para definição de capacidade ótima e de impacto ambiental das usinas hidroelétricas, que, segundo o Decreto 2003/96, devem ser fornecimentos pelo poder concedente. No caso dos estudos serem feitos pelas próprias empresas, existe a possibilidade de ressarcimento dos custos incorridos, caso os mesmos sejam aprovados para inclusão no processo de licitação.

No presente trabalho, como o foco é estudar o marco regulatório, os investimentos serão tratados de forma consolidada, salvo a existência de alguma implicação específica e relevante das regras do setor sobre este componente do fluxo de caixa dos projetos.

3.3 Estratégias de investimento

Tendo analisado os componentes do fluxo de caixa dos projetos, pode-se agora discutir as estratégias de investimento de um possível autoprodutor. Embora existam inúmeras abordagens para a classificação das mesmas (por tipo de fonte de energia, por tecnologia, entre outras), no atual estudo optou-se por utilizar como critério as combinações entre as possibilidades de suprimento previstas no marco regulatório.

Conforme visto no início do capítulo, a legislação do setor elétrico permite que as empresas inicialmente se encontrem na condição de consumidor livre ou na de cativo e que,

ao investirem em geração própria, escolham entre a geração distribuída ou integrada, totalizando 4 possíveis alternativas de autoprodução.

A figura 3.9 mostra, de forma simplificada, a estrutura do fluxo de caixa destas possíveis combinações.

		Geração		
		Distribuída	Integrada	
Consumidor	Cativo	R	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custo evitado da condição de consumidor cativo ▪ Venda de excedentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custo evitado da condição de consumidor cativo ▪ Venda de excedentes
		C	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custos da geração distribuída 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custos da geração integrada
		T	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos sobre a geração distribuída ▪ Tributos sobre a comercialização 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos da geração integrada ▪ Tributos sobre a comercialização
		I	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos
	Livre	R	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custo evitado da condição de consumidor livre ▪ Venda de excedentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custo evitado da condição de consumidor livre ▪ Venda de excedentes
		C	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custos da geração distribuída 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custos da geração integrada
		T	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos da geração distribuída ▪ Tributos sobre a comercialização 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos sobre geração integrada ▪ Tributos sobre a comercialização
		I	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos

Figura 3.9: Estrutura dos fluxos de caixa das alternativas de autoprodução

Fonte: Elaboração própria

Na análise de custo evitado, a parcela referente à commodity apresentará um valor positivo para qualquer alternativa de autoprodução.

Diferente será o tratamento dado à TUSD. Observa-se que os autoprodutores com projetos de geração distribuída registrarão os encargos de distribuição (e transmissão) como receita, ao passo que para as empresas que migrarem da condição de cativo para a geração integrada, tais encargos serão custos operacionais. Particularmente, os consumidores livres que adotarem a autoprodução integrada não contemplarão essas variáveis em seus fluxos de caixa, já que elas aparecem em ambas as modalidades de suprimento, anulando-se.

Figura 3.10 detalha cada um dos itens apresentados, segundo as variáveis descritas na seção *Determinantes das Variáveis dos Projetos* deste capítulo.

		Geração		
		Distribuída	Integrada	
Consumidor	Cativo	R	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor da tarifa consolidada da distribuidora <ul style="list-style-type: none"> – Despesas – fio – Despesas - encargos – Despesas rede básica (TUST) – Tarifa de Energia (TE) ▪ Ganhos da comercialização de excedentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor da tarifa consolidada da distribuidora <ul style="list-style-type: none"> – Tarifa de Energia (TE) ▪ Ganhos da comercialização de excedentes
		C	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Conexão à distribuição ▪ Energia de <i>backup</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Energia de <i>backup</i>
		T	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos sobre a geração distribuída ▪ Tributos sobre a comercialização 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tributos da geração integrada ▪ Tributos sobre a comercialização
		I	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos
	Livre	R	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor do contrato bilateral com gerador/comercializador ▪ Valor da TUSD <ul style="list-style-type: none"> – Despesas – fio – Despesas - encargos – Despesas da rede básica (TUST) ▪ Ganhos da comercialização de excedentes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valor do contrato bilateral com gerador/comercializador ▪ Ganhos da comercialização de excedentes
		C	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Encargos de conexão ▪ Energia de <i>backup</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administrativo ▪ Combustível (térmica) ▪ Outras O&M ▪ TFSEE ▪ Compensações financeiras (hídrica) ▪ Outorga da concessão (hídrica) ▪ Encargos de conexão ▪ Energia de <i>backup</i>
		T	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PIS/ COFINS* ▪ CPMF* ▪ ICMS* 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PIS/ COFINS** ▪ CPMF** ▪ ICMS**
		I	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimentos

* Sobre a venda de excedentes

** Sobre a venda de excedentes e sobre a autoprodução em SPE

Figura 3.10: Fluxo de caixa detalhado das alternativas de autoprodução

Fonte: Elaboração própria

3.4 Comentários finais

Este capítulo procurou construir, a partir de conceitos básicos de finanças e das particularidades da legislação do setor elétrico, um modo estruturado para avaliar as centrais elétricas autoprodutoras. A idéia é que esta ferramenta seja utilizada, no próximo capítulo, para monitorar o impacto da implementação do modelo-Lula nos investimentos em geração própria.

Pode-se verificar que, segundo as modalidades de suprimento elétrico previstas no marco regulatório, existem quatro principais possibilidades de autoprodução, que apresentam diferentes características quanto às despesas operacionais, a tributação e, em particular, a forma como os custos evitados da energia são considerados nos modelos de avaliação.

Um ponto que chamou a atenção foi quantidade de encargos setoriais existentes. Ao todo foram mapeados 18 encargos permanentes⁶⁷, com diferentes formas de cálculo e de recolhimento. Observou-se também que, na prática, alguns destes encargos não são pagos conforme determina a lei, ou ainda, são tratados de forma ambígua por diferentes instâncias do governo, exigindo constantes revisões e sucessivas regulamentações.

Se por um lado estas incertezas poderiam ser esperadas, já que atualmente se encontra em andamento uma nova reestruturação do marco regulatório, por outro lado, se analisadas numa perspectiva de tempo mais longa, as mesmas podem refletir certo grau de instabilidades das regras do setor. Neste caso, haveria indícios de problemas estruturais, que necessitam ser resolvidos, pois fazem com o a modelagem de avaliação dos projetos se torne bastante complexa, prejudicando a tomada de decisão, não apenas autoprodutores, mas de todos os demais investidores do setor elétrico brasileiro.

⁶⁷ Não considera os encargos provisórios, como o PERCEE, entre outros.

CAPÍTULO 4: IMPLICAÇÕES DAS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO SOBRE OS INVESTIMENTOS EM AUTOPRODUÇÃO

No capítulo anterior, foram estudadas as possíveis alternativas de suprimento previstas no marco regulatório do setor elétrico e as variáveis de caráter econômico-financeiras que determinam a viabilidade dos projetos de autoprodução.

Neste capítulo, procurar-se-á utilizar os modelos de avaliação desenvolvidos para analisar qualitativamente como as recentes mudanças nas regras do setor se traduzem em sinais econômicos aos autoprodutores.

Do ponto de vista metodológico, serão *recentes* apenas as alterações aprovadas a partir de 2003, quando se iniciou oficialmente o detalhamento e implementação do modelo-Lula. Além destas, também serão consideradas recentes as mudanças que, embora previstas no modelo-FHC, foram preservadas no novo modelo setorial e entraram em vigor durante a vigência deste.

Para melhor compreensão das particularidades do marco regulatório a serem abordados neste capítulo, fez-se, inicialmente, uma série de entrevistas junto a executivos de empresas e associações de classes, com a finalidade de responder a duas principais questões:

- Quais incentivos fizeram com que, diferentemente dos demais agentes de geração, a capacidade instalada dos autoprodutores tenha apresentado um crescimento elevado e consistente no período 1993 – 2002?
- Quais alterações no marco regulatório inibem ou reforçam o interesse das empresas em seguir investindo em geração própria, a partir de 2003?

O propósito das entrevistas não foi levantar dados quantitativos para a aplicação de ferramentas estatísticas ou econométricas, mas tão somente determinar quais aspectos da legislação deveriam ser objeto de estudo, segundo os especialistas do setor.

Ao todo, foram consultadas as principais entidades de classe, ligadas aos grandes consumidores de energia (ABRACE), aos autoprodutores (ABIAPE), aos investidores do setor elétrico (CBIEE), à indústria sucro-alcooleira (ÚNICA), de papel e celulose (BRACELPA) e siderúrgica (ABM), bem como executivos de concessionárias de distribuição (Bandeirante, CPFL) e de grandes empresas energo-intensivas (Votorantim, Petrobrás).

Foram ouvidos também advogados especializados no setor elétrico (Waltenberg Advogados) e acadêmicos que estudam as questões da indústria elétrica nacional.

Dos pontos enfatizados, observou-se que quatro estão estritamente vinculados à legislação do setor elétrico, além de terem sido mencionados na maioria das entrevistas. Por este motivo, os mesmos serão detalhados a seguir. São eles:

- O realinhamento tarifário entre as classes de consumidores;
- A mudança no mecanismo de formação da tarifa de energia;
- A alteração nas regras de concessão de novos aproveitamentos hidroelétricos;
- A realocação de encargos setoriais.

Outros tópicos, embora relevantes, não serão estudados visto que ou não estão diretamente associados ao marco regulatório do setor elétrico ou são particularidades de um ramo industrial específico. Alguns exemplos destes tópicos são:

- O procedimento para licenciamento ambiental;
- A reforma tributária, particularmente no que diz respeito ao fim da cumulatividade da PIS/COFINS;
- Indefinições da legislação do setor de petróleo e derivados, em particular do gás natural.

Realizado este levantamento, pôde-se, então, detalhar os princípios econômicos relacionados a cada variante do marco regulatório e discutir suas implicações sobre os investimentos em autoprodução.

4.1 O realinhamento tarifário

O realinhamento tarifário consiste na revisão das tarifas de eletricidade praticadas no país, partindo da premissa de que, ao longo da história⁶⁸, foram criados diversos descontos

⁶⁸ Principalmente a partir da década de setenta, quando se iniciou uma rápida expansão da indústria de base nacional (alumínio, siderurgia, etc.), incentivada, entre outras coisas, pela oferta de energia abundante e barata.

implícitos, desprovidos de qualquer tipo de instrumento legal ou regulamentar, que acabaram por resultar em subsídios cruzados entre as categorias de consumo.^{69, 70}

O início do realinhamento data de 2002⁷¹, quando uma série de decretos e leis - dentre as quais se destacam a Medida Provisória 64/02, posteriormente convertida na Lei 10.604/02, e o Decreto 4562/02 – estabeleceram que as tarifas de fornecimento seriam desagregadas em seus componentes energia e fio, tendo seus valores revistos com a finalidade de torná-las mais isonômicas, transparentes e eficientes quanto à utilização do recurso energia elétrica.

O procedimento para realinhamento considera que a distorção a ser corrigida está na tarifa de energia, ao passo que o componente fio deve refletir as diferenças de custo para atendimento dos vários grupos e modalidades tarifárias, levando em conta as perdas comerciais, os encargos setoriais e o custo do transporte de cada categoria de consumo. A proposta é que tarifa de energia seja, na média, igual para todos os consumidores⁷², enquanto o componente “fio” corresponda ao uso que os agentes fazem dos sistemas de transmissão e distribuição. Estudos da Aneel indicam que para os consumidores de alta tensão, a principal parcela da tarifa de fornecimento é o custo da energia, ao passo que para os de baixa tensão, o que predomina é o custo da rede de distribuição. Isso se deve ao fato destes últimos possuírem mais responsabilidade na expansão das capacidades de transporte e distribuição, uma vez que formam a “ponta do sistema”⁷³.

A figura 4.1 apresenta de forma esquemática como se dará o realinhamento tarifário.

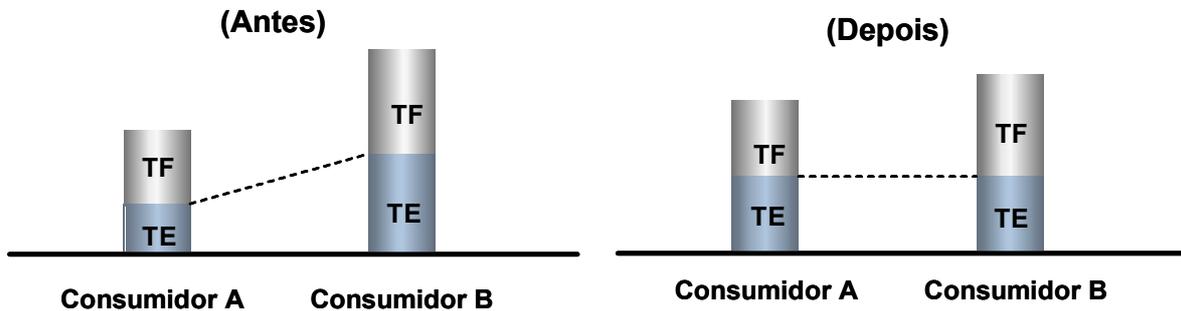
⁶⁹ Existe uma discussão, patrocinada principalmente pela ABRACE, sobre a validade das premissas utilizadas pela ANEEL no processo de realinhamento tarifário. Neste trabalho, serão consideradas as leis e informações oficiais vigentes na atualidade, embora, se compreenda que, em decorrência desta discussão, as mesmas possam sofrer alterações no futuro.

⁷⁰ Os descontos aqui discutidos não se referem a reduções de tarifa explícitas e previstas em lei, como, por exemplo, as destinadas a cooperativas de eletrificação rural e consumidores rurais de alta tensão ou para atividades de irrigação, água, esgoto e saneamento básico.

⁷¹ Embora esta iniciativa tenha início no final de 2002, estando relacionada ao modelo FHC, sua implementação foi mantida e tem ocorrido durante a vigência do modelo Lula, motivo pelo qual a mesma é considerada neste trabalho.

⁷² A igualdade ocorre na média, pois o sinal de horo-sazonalidade continua a existir nas tarifas azul e verde.

⁷³ Para o consumo em baixa tensão a rede é muito mais extensa, incluindo toda a distribuição secundária.



Legenda: TF: Tarifa relativa ao “fio” ; TE: Tarifa relativa à energia

Figura 4.1: Mecanismo de realinhamento tarifário

Fonte: elaboração própria

O procedimento de realinhamento começa com a segregação da tarifa de fornecimento, partindo de que a parcela energia ($T_{energia1}$) corresponde à diferença entre a tarifa de fornecimento vigente antes do realinhamento ($T_{fornecimento1}$) e o componente fio (T_{fio}), conforme descrito na equação 5.1.

$$T_{energia1} = T_{fornecimento1} - T_{fio} \quad (4.1)$$

O segundo passo consiste na determinação do valor corrigido da parcela energia ($T_{energia2}$). Para evitar que o realinhamento seja abrupto, segundo a Nota Técnica 83/2003, haverá um período de transição, em que a nova tarifa de energia será composta por duas componentes: uma baseada na estrutura tarifária existente antes do realinhamento e outra que já considera a correção das distorções. A idéia é que nos anos de 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, a participação da $T_{energia1}$ nesta nova tarifa se reduza respectivamente para 90%, 75%, 50%, 25% e 0%, o que será compensado com um aumento da importância da $T_{energia2}$.

$$T_{energia_nova} = \alpha.T_{energia1} + (1 - \alpha).T_{energia2} \quad (4.2)$$

onde α : participação da estrutura atual no novo valor da tarifa de energia

A nova tarifa de fornecimento ($T_{\text{fornecimento_nova}}$) é, então, calculada a partir da somatória entre o valor da nova tarifa de energia ($T_{\text{energia_nova}}$) e à parcela referente ao fio anteriormente descontada⁷⁴.

$$T_{\text{fornecimento_nova}} = T_{\text{energia_nova}} + T_{\text{fio}} \quad (4.3)$$

A tabela 4.1 mostra uma estimativa preliminar da Aneel de como o realinhamento influenciará a tarifa média dos diversos segmentos de consumo ao final do período de transição. Como se pode observar, haverá um aumento da tarifa para os consumidores de alta tensão e uma redução para os de baixa tensão.

Tabela 4.1: Impacto do realinhamento tarifário nas tarifas (R\$/MWh)

Grupo	Tarifa média atual	Tarifa média realinhada	Varição
A1	63.44	89.53	41.12%
A2	75.58	98.34	30.12%
A3	85.65	106.84	24.74%
A3a	100.19	117.61	17.39%
A4	124.65	138.14	10.83%
BT	193.38	169.43	-12.38%

Fonte: Aneel – Nota técnica 083/2003

A tabela 4.2 mostra a revisão tarifária⁷⁵ de 2003 para 13 distribuidoras. Pode-se observar que, de forma geral, as empresas reajustaram a tarifa do grupo B a um nível inferior ao reajuste do grupo A, o que se deve ao efeito do realinhamento tarifário⁷⁶.

⁷⁴ O anexo A deste trabalho mostra um exemplo simplificado de processo de realinhamento tarifário.

⁷⁵ A revisão tarifária é o reajuste anual dado às concessionárias de distribuição para reposição das perdas com a inflação e variação da taxa de câmbio. O realinhamento tarifário é uma das variáveis consideradas na revisão tarifária

⁷⁶ É interessante notar que com o subsídio presente, a saída de um consumidor A1 ou A2 traz ganho à concessionária, posto que este consumidor irá pagar a mesma tarifa de transporte e deixará de pagar a energia

Tabela 4.2: Resumo dos resultados da revisão tarifária de 2003

Empresa	Reposição	A1	A2	A3	A3a	A4	BT
Elektro	20,71	-	25,44	20,33	21,36	21,36	18,87
Celpe	27,05	-	29,64	28,63	27,74	28,74	26,38
Eletropaulo	10,95	-	15,56	-	11,11	11,33	10,30
Coelba	28,61	31,89	31,31	29,95	31,14	31,09	27,63
Energipe	29,99	32,82	-	30,58	-	32,39	27,81
Cosern	14,54	-	-	15,27	-	17,33	12,21
Coelse	31,29	30,76	-	34,38	-	31,56	30,62
AES-Sul	15,92	22,14	18,75	17,74	-	16,22	24,92
RGE	27,96	32,74	25,17	31,10	28,39	31,03	25,92
Cemig	18,00	26,19	24,17	24,33	19,16	18,80	15,52
CPFL	19,55	-	24,29	20,88	15,03	20,17	18,59
Enersul	33,62	-	37,66	36,34	33,36	33,14	32,04
Cemat	29,48	-	32,46	31,85	32,45	33,44	28,28

Fonte: Aneel, 2005

Sobre os sinais econômicos associados à estas mudanças, a primeira constatação a que se chega é que, como o realinhamento incide apenas sobre a parcela associada à energia, não envolvendo os encargos da transmissão e distribuição, o mesmo não produzirá reflexos diretos sobre os consumidores atualmente livres, cujo suprimento está baseado em contratos bilaterais com outros agentes do mercado.

Situação diferente será a dos consumidores cativos, que, uma vez dependentes das distribuidoras, estarão totalmente expostos ao realinhamento das tarifas. Neste caso, como a tarifa de fornecimento representa um custo evitado e, portanto, uma receita das centrais elétrica autoprodutoras, espera-se que o realinhamento produza um incentivo aos consumidores do Grupo A para desenvolverem seus próprios projetos de geração ou buscarem formas alternativas de suprimento. O atrativo será mais intenso quanto maior for a variação percentual apresentada na Tabela 4.2. Em sentido contrário, os consumidores de baixa tensão serão induzidos a permanecer dependentes das concessionárias de distribuição⁷⁷.

subsidiada. Este subsídio será apropriado pela distribuidora, que devolverá contratos que refletem o custo médio do "mix" de energia.

⁷⁷ Neste caso, não há implicações advindas deste sinal econômico, visto que, no marco regulatório, os consumidores de baixa tensão já são cativos e necessariamente dependentes das concessionárias de distribuição.

A figura 4.1 traz um resumo destes sinais econômicos para cada estratégia de autoprodução. Nesta figura, a área sombreada enfatiza quais estratégias serão influenciada pela referida mudança no marco regulatório.

		Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Consumo	Cativos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grupo A - positivo ▪ Grupo B - negativo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grupo A - positivo ▪ Grupo B - negativo
	Livre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indiferente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indiferente

Figura 4.2: Sinais econômicos associados ao realinhamento tarifário

Fonte: Elaboração própria

A respeito dos sinais econômicos sobre os diversos setores produtivos, pode-se dizer que dentre as indústrias que se destacam na autoprodução, com exceção da sucro-alcooleira, todas as demais – alumínio, siderurgia, mineração, cimento, química e petroquímica – serão estimuladas a buscar outras alternativas de suprimento, visto que seus consumos ocorrem em alta tensão.

Particularmente, a indústria sucro-alcooleira receberá sinais contraditórios. Por um lado, considerando a parcela de energia destinada estritamente para o autoconsumo, observa-se um desestímulo ao investimento, graças à perspectiva de redução das tarifas do Grupo B. Em contrapartida, face à necessidade de diversificação de suprimento de outros agentes e ao elevado potencial de produção de excedentes deste setor, espera-se que haverá um incentivo à geração destinada à comercialização com terceiros.

Para isso, entretanto, esta indústria esbarra na sazonalidade dos insumos energéticos – o bagaço e a palha – cuja disponibilidade depende da produção agrícola. Kitayama (2005) explica que o setor tem buscado saídas para superar este obstáculo. Uma das hipóteses levantadas é a comercialização associada a PCHs. Estas centrais, por não possuírem reservatórios, acabam por depender do regime de chuvas, cuja sazonalidade é oposta a da safra de cana, acarretando complementaridade à capacidade de geração do setor sucro-alcooleiro.

Aquele consultor afirma ainda que a complementação térmica baseada em outros combustíveis seria pouco competitiva, devido, principalmente, ao elevado custo das caldeiras flexíveis (que comportam diversos tipos de insumos energéticos) e, particularmente, no caso do gás natural, à rigidez dos contratos de suprimento, decorrente das cláusulas de *ship-or-pay* e *take-or-pay*, normalmente exigidas pelas distribuidoras de gás⁷⁸.

4.2 Mecanismo de formação da tarifa da energia

Uma alteração significativa associada ao modelo-Lula diz respeito ao mecanismo de formação da tarifa de energia, que, pelo menos do ponto de vista teórico, sinaliza uma tendência de modicidade tarifária aos consumidores dependentes das concessionárias de distribuição.

Conforme discutido no capítulo I, no Modelo-FHC, as licitações se baseavam no critério de pagamento máximo pelo direito de uso dos aproveitamentos hídricos (uso do bem público – UBP) e aos geradores era permitida a livre negociação dos termos dos contratos de suprimento com consumidores livres, comercializadores e empresas de distribuição, bem como a venda da energia no mercado *spot*. A mesma liberdade era dada às centrais termelétricas e de cogeração, com a diferença que estas necessitavam apenas de autorização para entrarem em operação e comercializarem seus excedentes⁷⁹. As únicas exigências eram que as distribuidoras tivessem 85%⁸⁰ de sua energia vinculadas a contratos bilaterais e que os mesmos possuíssem vigência igual ou superior a dois anos (RAMOS, 2003).

A idéia era que a liberdade de negociação e o curto prazo de contratação promovessem, em princípio, o surgimento de um mercado competitivo, em que a tarifa de energia seria estabelecida pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda, segundo uma lógica marginalista.

⁷⁸ No mercado de gás natural, como forma de proporcionar garantias frente a baixa flexibilidade dos ativos, os contratos de fornecimento possuem cláusulas *take-or-pay* e *ship-or-pay*, que estabelecem, respectivamente, limites mínimos de consumo e uso da capacidade de transporte, que deverão ser pagos mesmo que não sejam efetuados. Normalmente, na medida em que a indústria de gás ganha mais robustez e os mercados de gás se tornam mais maduros, surgem oportunidades de flexibilização desses contratos, abrindo-se novas possibilidades para o gás complementar a autoprodução sucro-alcooleira.

⁷⁹ Existe também o licenciamento ambiental, que, todavia, é competência de órgãos alheios ao setor elétrico.

⁸⁰ Posteriormente, este percentual foi elevado para 95%, já diante da crise de suprimentos e da elevação da tarifa no mercado *spot*.

No novo modelo, embora a livre negociação entre geradores e consumidores livre tenha sido mantida no chamado ambiente de contratação livre (ACL), o mesmo não ocorreu no ambiente de contratação regulada (ACR), no qual as distribuidoras passaram a ter de comprar energia compulsoriamente e os geradores a competir pela tarifa mínima de fornecimento (Decreto 5163/04).

Outra alteração foi o estabelecimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade responsável pelos leilões de compra de energia no ambiente regulado em nome das distribuidoras. Estas, por sua vez, foram obrigadas a possuir 100% da energia vinculada a contratos bilaterais de fornecimento, com vigências variando entre 15 e 25 anos⁸¹.

Todas estas alterações visaram promover a modicidade tarifária, baseando-se em dois pontos principais:

- a competição por tarifa mínima transfere os benefícios da concorrência entre geradores ao consumidor, ao passo que nos leilões pelo pagamento máximo do UBP, este benefício é transferido ao Estado.
- A rigidez dos contratos faz com que apenas a energia de novos empreendimentos acompanhe o custo marginal de expansão, criando uma “inércia tarifária” que reduz o custo médio da energia^{82,83}.

Em face desta sinalização, infere-se que haverá um estímulo aos consumidores cativos a continuarem dependentes da concessionária de distribuição, ao invés de buscarem formas alternativas de suprimento.

⁸¹ Exceção é feita aos contratos resultantes do primeiro leilão de energia velha que definiram o suprimento no ACR para os anos 2005, 2006 e 2007. Nestes casos, o prazo de contratação foi 8 anos.

⁸² Um aspecto importante a ressaltar é que, nos leilões de energia existente, o modelo-Lula promoveu a separação da energia de usinas já amortizadas (energia “velha”) e das usinas não amortizadas (energia “nova”), que passaram a concorrer separadamente. No modelo-FHC, a energia velha poderia ser negociada ao custo marginal de expansão, aumentando a renda do gerador em detrimento à modicidade tarifária.

⁸³ No anexo B deste trabalho, discutem-se os princípios teóricos por trás da mudança do mecanismo de formação da tarifa de energia. Como se poderá observar, comparado ao anterior, o novo modelo tende a promover a transferência de parte da renda dos geradores para os consumidores.

Já os consumidores livres, a princípio, não serão afetados diretamente por estas mudanças, uma vez que realizam seus contratos no ACL. Vale considerar, todavia, que, como ambos os ambientes de contratação são inter-relacionados, concorrendo entre si, no longo prazo, a redução na tarifa dos cativos, bem como sua maior estabilidade, poderá pressionar os contratos bilaterais de suprimento e, conseqüentemente, criar um movimento de concentração dos negócios no ambiente de contratação regulada, com consumidores renunciando o *status* de livre.

Entretanto, tal concentração não poderá ocorrer imediatamente, visto que o modelo Lula prevê um prazo de 5 anos para que os consumidores livres retornem à condição de cativos, a contar da comunicação de sua intenção à concessionária de distribuição local (Lei 10848/04). Além disso, os contratos bilaterais possuem prazos pré-estabelecidos e multas de rescisão, acarretando certo grau de rigidez para a migração dos agentes entre os ambientes de contratação.

A figura 4.2 resume os sinais econômicos diretamente associados às alterações no mecanismo de formação da tarifa de energia.

		Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Consumo	Cativos	▪ Negativo	▪ Negativo
	Livre	▪ Indiferente	▪ Indiferente

Figura 4.3: Sinais econômicos associados ao mecanismo de formação das tarifas

Fonte: Elaboração própria

Um outro aspecto importante da mudança em questão é o fato da mesma criar duas referências diferentes de tarifa, uma para quem vende ao ACR, e outra para quem compra dele⁸⁴. Este diferencial pode resultar em um incentivo aos autoprodutores a se comportarem como produtores independentes, vendendo energia nos leilões do ACR, segundo um valor

⁸⁴ O primeiro referencial é o preço de oferta nos leilões de compra de energia. O segundo referencial é a tarifa de energia da distribuidora, formada por um mix de diversos contratos, com diversos custos do MWh. Diante dos mesmos, o autoprodutor pode decidir sobre utilizar sua energia para consumo próprio ou vende-la o ACR e retornar a condição de cativo.

balizado pelo custo das novas usinas, para comprá-la da distribuidora, se beneficiando do efeito da energia barata de contratos antigos e de usinas amortizadas sobre a tarifa dos cativos.

Para que isso ocorra, entretanto, a geração destes agentes deverá ser competitiva, pois concorrerão nos leilões com opções de energia eventualmente descontratadas, proveniente das térmicas do PPT⁸⁵, das novas usinas que poderão ser construídas, e do término dos contratos iniciais.⁸⁶ Esta discussão é particularmente relevantes aos autoprodutores detentores de UHEs concedidas na vigência do modelo FHC, os quais, ao competirem segundo o critério de valor máximo do UBP, pagaram ágios elevados, que, embora fizessem sentido naquele momento, atualmente reduzem a competitividade da energia no formato de concorrência por tarifa mínima.

A tabela 4.3 mostra o ágio pago pelos autoprodutores nas concessões de UHEs ocorridas entre 1995 e 2002. A última coluna traz uma estimativa do impacto do mesmo sobre o custo de geração das usinas⁸⁷. Pode-se observar que para algumas delas, este ágio superou 3000%, encarecendo a energia em até R\$39/MWh.

Tabela 4.3: Ágio pago pelos autoprodutores nas concessões de UHEs

Usinas	Potência (MW)	Ágio (%)	Impacto no custo (R\$/MWh) *
Barra Grande	690	627%	2,28
Picada	50	772%	5,26
Foz do Chapecó	855	555%	4,07
Serra do Facão	210	3090%	38,96
Salto Pilão	181	2437%	20,60
Pedra do Cavalo	160	2678%	13,76
Pai Querê	292	1%	0,01
Santa Isabel	1.087	1694%	12,10
TOTAL	3.525	1323%	9,24

* Para usinas com FC de 50%. Elaboração própria.

Fonte: Aneel, 2005

⁸⁵ PPT é a sigla para o Programa Prioritário de Termelétricidade, instituído pelo governo federal, através do Decreto 3371/00, com o propósito de assegurar o suprimento de energia elétrica a partir da construção de centrais térmicas, em sua maioria a gás natural.

⁸⁶ Conforme já discutido, a energia dos contratos iniciais começou a ser descontratada em 2003 a uma taxa de 25% ao ano. Grande parte desta energia é proveniente de usinas estatais já amortizadas, com custo de geração bastante reduzido.

⁸⁷ Considerando um fator de capacidade de 50%

$$C = \text{Ágio (R\$)} / \text{Potência (MW)} \cdot FC \cdot 8760 (h)$$

Cabe ressaltar que toda esta discussão se restringe à hipótese de que a redução de custos é o principal *driver* do investimento em autoprodução. No caso das empresas que vêm na geração própria uma forma de controlar os custos de insumos energéticos, a análise é diferente. Isso, porque o novo modelo não faz qualquer alteração nas cláusulas dos contratos de concessão das usinas e, dessa forma, não modifica a projeção de custo de geração inicialmente realizada pelas empresas. Assim, se a energia própria das empresas, a princípio, garantia a competitividade de seus processos industriais, na vigência do modelo-FHC, essa mesma competitividade será mantida com a implementação do modelo-Lula.

Na hipótese de busca por redução de despesas tal neutralidade não existe, pois, ao considerar o custo evitado da energia, o efeito da modicidade tarifária entra no fluxo de caixa, reduzindo a receitas dos projetos de autoprodução e sua viabilidade.

Por fim, é importante ressaltar que a análise em questão está baseada em princípios teóricos, que, embora indiquem uma tendência, não necessariamente se concretizarão. Por exemplo, o próprio modelo FHC, por uma série de fatores discutidos no capítulo II, teve dificuldades para atingir seus objetivos de criar competição na geração e atrair investimentos privados, resultando, na prática, em algo diferente do que havia sido planejado inicialmente.

O novo modelo ainda está em fase inicial de implementação, não tendo sido validado pela realidade. Por exemplo, o único leilão de energia ocorrido até o momento sinalizou que, ao menos na questão da modicidade tarifária, seguiu-se na direção planejada⁸⁸. Neste leilão foram realizados contratos de fornecimento que totalizaram 1192 TWh, vendidos a um valor médio de R\$ 62,66/MWh, algo bastante inferior ao custo marginal de expansão, hoje avaliado em R\$90/MWh⁸⁹. Conforme visto anteriormente, a contratação de um significativo volume de energia barata é uma condição fundamental para a criação da “inércia tarifária” que fará com que do custo médio ponderado descole-se do custo marginal de expansão do parque gerador.

A tabela 4.4 mostra o resultado do primeiro leilão de energia, ocorrido em dezembro de 2004. Para que se tenha uma sensibilidade quanto à ordem de grandeza do volume anual contratado, o mesmo é comparado, na última coluna, com o consumo total do país no ano de

⁸⁸ É válido destacar, contudo, que somente no longo prazo, após os novos leilões, é que se compreenderá de fato a estabilidade das novas regras e, conseqüentemente, dos sinais econômicos discutidos neste trabalho.

2003. Pode-se perceber que na média esta relação é de aproximadamente 34%, ou seja, bastante representativa.

Mesmo para blocos de energia contratados para 2013 e 2014, os preços encontram-se distantes do custo marginal de expansão avaliado em 2003 e 2004. Contudo, observa-se que os preços tendem a subir ao longo do tempo, refletindo o maior risco associado às incertezas de longo prazo, a tendência de crescimento do custo marginal e os sinais de escassez ou esgotamento de energia barata, o que também está condizente com a lógica do modelo proposto.

Tabela 4.4: Energia contratada no primeiro leilão do modelo Lula

Ano	Energia Contratada (TWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Comparação com consumo total de 2003
2005	79,3	57,51	22,9%
2006	138,7	61,72	40,0%
2007	149,0	62,66	42,9%
2008	149,4	62,66	42,9%
2009	149,0	62,66	42,9%
2010	149,0	62,66	42,9%
2011	149,0	62,66	42,9%
2012	149,0	62,66	42,9%
2013	69,7	68,53	20,1%
2014	10,3	75,46	3,0%
Média	119,2	62,66	34%

Fonte: CCEE, 2004 e BEN, 2004

4.3 Diferenciação das regras de concessão para ACL e ACR

Uma terceira mudança relevante diz respeito às regras para a concessão de novos empreendimentos hidroelétricos. No modelo-Lula, além das mudanças já discutidas no critério de concorrência dos leilões, haverá também uma diferenciação no tratamento dado à energia destinada aos consumidores cativos, comercializada no ACR, e aos consumidores livres e autoprodutores, negociada no ACL.

⁸⁹ Segundo CCPE – Plano Decenal de Expansão 2001/2010, o custo marginal de expansão no período 2003-2010 é US\$33/MWh. No cálculo do valor em real foi considerada a taxa de câmbio R\$2,7/US\$.

Segundo o Decreto 5.163/04, para os aproveitamentos hidrelétricos em que parcela da energia assegurada possa ser eventualmente comercializada no ACL ou utilizada para consumo próprio, o edital de leilão deverá prever que parte da receita será voltada ao ACR de forma a favorecer a modicidade tarifária. O volume de recursos transferido entre os ambientes de contratação será calculado da seguinte forma:

$$V = a.x.EA.(P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}}) \quad (4.4)$$

onde: V é o valor da transferência

a, um fator de atenuação variável, cuja fórmula de cálculo será definida no edital de licitação.

x, a fração da energia da usina destinada ao consumo próprio e à venda no ACL;

EA, energia assegurada da usina em MWh/ano;

P_{marginal} , é o menor valor entre o custo marginal de referência previsto no edital e o custo marginal resultante do leilão. O custo marginal de referência corresponderá ao aproveitamento de maior estimativa de custo de geração, dentre todos os considerados necessários para o atendimento da demanda conjunta, tanto no ACR como no ACL;

P_{ofertada} , o valor ofertado para a energia destinada ao ACL;

A proposta é que o valor obtido por meio da aplicação desta fórmula seja deduzido do montante a ser pago pelas distribuidoras aos geradores pela compra de energia no ambiente de contratação regulada^{90,91}.

⁹⁰ O anexo C mostra um exemplo de como se processará o cálculo do valor da transferência entre o ACR e o ACL.

⁹¹ Este mecanismo de transferência ainda requer aprimoramentos e regulamentação mais específica. Por exemplo, ainda não está regulamentado como se dará a transferência para o caso em que 100% da energia seja destinada ao ACL.

Como se pode observar, no ACL, no qual se encontra o suprimento da autoprodução, o valor final da energia de um dado aproveitamento será acrescido de um custo adicional que poderá fazer com a mesma fique mais cara que o valor ofertado pelo agente e, no limite, tenda ao custo marginal da usina menos competitiva da rodada de licitação.

Neste contexto, vale lembrar que o realinhamento tarifário promoverá a convergência entre a tarifa “fio” da distribuidora e a TUSD/TUST pagas pelos autoprodutores e consumidores livres, fazendo com que a avaliação das alternativas de suprimento se baseie na comparação entre custo de geração própria e do valor da parcela da tarifa de fornecimento relativa à energia. O fato é que, como o custo da autoprodução convergirá para o custo marginal de expansão, enquanto a tarifa da energia da distribuidora contemplará o mix de preço entre os novos empreendimentos e as usinas já amortizadas, a expectativa é que esta última seja sempre mais baixa e competitiva que a primeira. Isso, sem considerar a transferência das receitas auferidas do ACL para o ACR.

Assim, no novo modelo regulatório, a autoprodução em novas UHEs perderá competitividade frente ao suprimento na condição de cativo, o que poderá inviabilizar os projetos destinados ao autoconsumo.

Ramos (2005) contra-argumenta que, embora esta lógica seja coerente, na prática, existe a possibilidade da autoprodução permanecer competitiva, dado que as empresas que a realizam são, muitas vezes, grandes conglomerados econômicos, com elevado poder de barganha junto aos fornecedores e, em alguns casos, produtores de parte dos insumos utilizados na construção das barragens (ex. cimento da Votorantim, construção civil da Camargo Correa), reduzindo o custo de geração.

Para este autor, a competitividade da autoprodução dependerá da capacidade das empresas de estimar o lance ideal nos leilões, de forma que o mesmo não seja alto demais, o que resultaria em seu preterimento, nem demasiado baixo, o que acarretaria uma elevada transferência de renda ao ACR. O fato é que, em se tratando da “comercialização” entre empresas de um mesmo grupo econômico, o valor da energia destinada ao autoconsumo será o próprio custo de geração, acrescido dos encargos setoriais, e não necessariamente o lance oferecido no leilão .

No caso dos consumidores livres, a análise é mais complicada. Como os contratos bilaterais são negociados diretamente com os geradores, cuja percepção do valor da energia é bastante variada (vide a diferença entre a geração com resíduos ou em hidroelétricas), torna-se difícil avaliar como as novas regras influenciarão a competitividade da autoprodução em novas UHEs. Nesta situação, a análise deve ser feita caso a caso, levando-se em conta o custo final da energia própria, já considerando as transferências para o ACR, e a cesta de possíveis contratos disponíveis no ACL. Talvez a única afirmação que se possa fazer é que, pelos menos para a energia de PIEs detentores de novas UHEs, os contratos bilaterais provavelmente serão pouco competitivos, visto que, ao serem negociadas no ACL, estes também estarão expostos ao mesmo mecanismo de transferência de vendas ao ACR.

A figura 4.3 mostra um resumo dos sinais econômicos decorrentes das novas regras de concessão de UHEs.

		Autoprodução	
		Distribuída ⁹²	Integrada
Consumo	Cativos	▪ Indiferente	▪ Negativo
	Livre	▪ Indiferente	▪ Indefinido

Figura 4.4: Sinais econômicos associados às novas regras de concessão de UHEs

Fonte: Elaboração própria

4.4. Realocação de encargos setoriais

A última alteração significativa a ser analisada neste trabalho é a redefinição dos critérios e procedimentos de cobrança de alguns encargos setoriais incidentes sobre o segmento de consumo. O entendimento é que, ao longo da implementação do modelo-FHC, foram criadas distorções que acabaram por onerar os consumidores cativos das concessionárias de distribuição. A proposta do novo modelo é, portanto, eliminar tais

⁹² Não considera o efeito da transferência de renda entre ACL e ACR sobre a tarifa dos cativos. Tal aproximação é razoável se se considerar a pequena importância desta transferência em comparação ao volume de energia atualmente consumida por estes consumidores.

distorções, principalmente as que dizem respeito a dois importantes encargos incidentes sobre o segmento de consumo - a CCC e a CDE.

Como visto no capítulo anterior, a CCC - ou Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - foi criada em 1973 (Lei 5899/73) tendo por objetivo cobrir os custos com combustíveis de centrais termelétricas pertencentes a certas concessionárias. Esta lei foi regulamentada no mesmo ano pelo Decreto 73.102, segundo o qual o recolhimento da CCC seria realizado por todas as empresas que comercializassem energia diretamente com os consumidores finais, de forma proporcional à quantidade de energia vendida. A CCC tinha duas funções principais. A primeira consistia em subsidiar a geração térmica em sistemas isolados, funcionando, portanto, como uma política regional alinhada com as estratégias governamentais de interiorização da população e ocupação de zonas remotas, como a Amazônica. A segunda era garantir a remuneração dos custos de combustível de usinas térmicas operando em complementação ao sistema interligado, incluindo as centrais térmicas a carvão da região sul do país. Portanto, além de um papel igualmente de política regional, a CCC visava a otimização do sistema hidro-térmico.

Em 1999, este encargo foi dividido em três subcontas, uma para o subsistema interligado N/NE, outra para o subsistema interligado SE/S/CO e uma para o sistema isolado (Decreto 774/99). Neste sentido, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS - e o Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON - como base em estimativas do consumo de combustível, seriam responsáveis por determinar o montante total a ser recolhido no ano subsequente, para cada subconta, e, a partir deste, o valor da quota de cada empresa de distribuição. Estas, por sua vez, repassariam este ônus ao consumidor final, através de um encargo presente na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

A CDE - ou Conta de Desenvolvimento Energético - foi criada pela Lei 10.438/02, tendo como intuito levantar recursos para promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural (cogeração qualificada) e carvão mineral nacional. Em 2004, a lei 10.848, que, conforme visto, representa a base legal do novo modelo setorial, estabeleceu que, assim como a CCC, a CDE seria paga por todos os agentes que comercializassem energia com o consumidor final, mediante encargo que seria incluído nas tarifas de uso dos sistemas de

transmissão e distribuição. O fato é que, dado que a comercialização de energia é feita pelas distribuidoras, a CDE também acabou por ser alocada na TUSD.

Em face destes critérios de cobrança, as distorções apareceram quando, com a implementação do modelo-FHC, alguns consumidores livres e autoprodutores passaram a se conectar diretamente à rede básica, seja comprando energia de comercializadores, seja suprindo suas necessidades a partir de suas próprias centrais geradoras. Nestas condições, dado que não utilizavam mais os ativos das distribuidoras, tais consumidores deixaram de pagar a TUSD e, conseqüentemente, os encargos nela presentes. O resultado foi a redução da base de rateio, onerando os consumidores que permaneceram na condição de cativos.

A ANEEL, em sua Nota Técnica 151/04, explica que esta distorção é inconstitucional, uma vez que fere a lei 10.848/04, que prevê o tratamento isonômico quanto os encargos setoriais entre os consumidores dependentes das distribuidoras e os demais usuários, e a lei 9.074/95, segundo a qual *o exercício da opção do consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado*.

Com base neste entendimento, em 2004, foi publicada a Resolução 74/04, que estabeleceu novos critérios e procedimentos para cobrança dos referidos encargos na TUST, fazendo com que os consumidores livres conectados na rede básica começassem a pagá-los. A exceção foi feita aos autoprodutores, que, segundo o Decreto 5163/04, estariam isentos do recolhimento da CDE e da CCC-isolado⁹³ incidentes sobre a parcela do consumo atendida por autoprodução. Tais agentes, entretanto, deveriam pagar a CCC-interligado.

A tabela 4.5 mostra o valor dos encargos para o ano de 2004. Como se pode observar, a CCC-interligados é pequena, se comparada à CDE e à CCC -isolado, significando que os autoprodutores conectados à rede básica continuarão praticamente isentos dos encargos aqui discutidos.

⁹³ Na prática, a CCC é dividida em sub-contas para os sistemas isolados (CCC-isolados), para o sistema interligado NE/N (CCC-interligado n/ne) e sistema interligado S/SE/CO (CCC-interligado se/s/co).

Tabela 4.5: Valores da CCC e CDE recolhidos na transmissão

	Tarifa CCC		
	S/SE/CO	N/NE	Isolados
R\$/MWh de 2004	0,90	0,11	12,17
	Tarifa Final CDE		
	S/SE/CO	N/NE	Isolados
R\$/MWh de 2004	7,26	1,69	

Fonte: Aneel (Nota Técnica 151/2004)

Com relação aos sinais econômicos advindos destas mudanças, contata-se que os mesmos podem ser positivos ou negativos, dependendo da abordagem utilizada na análise. Por um lado, considerando que anteriormente à publicação da resolução 74/04, a conexão direta à rede básica resultava na isenção de todos os encargos presentes da TUSD, nas novas regras, o pagamento da CCC-interligado, embora de pequena magnitude, implica um custo adicional, acarretando perda de competitividade da autoprodução outrora existente.

Por outro lado, assumindo que tal benefício era inconstitucional e, portanto, um direito não adquirido, que não deveria ser computada no modelo de avaliação dos projetos, sob o risco de não perdurar ao longo do tempo, a desobrigação do pagamento da CCC-isolados e da CDE, prevista no Decreto 5163/04, acaba por incentivar a autoprodução. Isso, porque legaliza certas isenções que, do contrário, seriam custos das centrais autoprodutoras integradas, se comparado ao suprimento na condição de cativo. Ou seja, com as mudanças propostas os incentivos anteriormente existentes foram mantidos, porém, agora, regulamentados.

No caso dos consumidores livres, conectados na rede básica, atendidos por contratos bilaterais de suprimento, conclui-se que, também para eles, tais mudanças incentivarão a migração para autoprodução, já que, a partir de agora, a energia comprada de terceiros começará a carregar integralmente a CCC-interligado, a CCC-isolado e a CDE.

Neste trabalho, uma vez que a proposta é se basear apenas nas mudanças que possuem respaldo em leis, decretos e outros documentos com caráter oficial, serão analisados apenas os sinais econômicos previstos na segunda abordagem. A figura 4.4 mostra um resumo dos mesmos.

		Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Consumo	Cativos	▪ Indiferente	▪ Positivo (caso se conectem à rede básica)
	Livre	▪ Indiferente	▪ Positivo (caso se conectem à rede básica) ▪ Positivo (se já estiverem conectados à rede básica)

Figura 4.5: Sinais econômicos associados à realocação dos encargos setoriais

Fonte: Elaboração própria

Quanto ao impacto das medidas sobre os diversos setores da economia, pode-se dizer que, de imediato, serão beneficiadas todos aqueles que possuem ativos de geração própria e unidades de consumo conectadas diretamente à transmissão. Atualmente existem no Brasil, 28 grandes consumidores livres e autoprodutores nesta situação (ANEEL, 2005), embora, na prática, todo e qualquer grupo empresarial com possibilidade de conexão na rede básica esteja apto a fazê-lo e gozar desta isenção tributária. A expectativa, portanto, é que este número cresça no futuro.

A tabela 4.6 mostra os setores produtivos nos quais se encontram os consumidores conectados na rede básica. Vale notar que, de forma geral, os mesmos são justamente os que vêm investindo em geração própria em UHEs.

Tabela 4.6: Setores com consumo conectado diretamente à rede básica

Setor Econômico	Número de Unidades consumidoras
Siderurgia	9
Mineração	6
Petroquímica	5
Alumínio	5
Química	2
Metais não ferrosos	2
Elétrico	2
Portos	2
Papel e Celulose	2
Outros	3
Total	38

Fonte: Aneel, 2005

Cabe ressaltar que, no momento da elaboração deste trabalho, encontra-se aberta uma audiência pública (AP 47/04), que, visando manter a consistência dos princípios considerados na revisão da TUST, propõe que as determinações presentes na Resolução 74/04 e no Decreto 5163/04 sejam estendidas à TUSD. Em se efetivando esta proposta, os benefícios aqui discutidos também se aplicarão aos usuários conectados à rede das distribuidoras, o que representará um incentivo ainda maior à autoprodução, uma vez que estes são a maioria dos consumidores.

4.5 Comentários finais

Neste capítulo, procurou-se estudar como as mudanças propostas no modelo Lula influenciam o interesse dos agentes em adotar a autoprodução como alternativa de suprimento elétrico.

De forma geral, foram analisados os sinais econômicos embutidos nas principais variações das regras do setor, considerando as peculiaridades de cada uma das quatro modalidades de autoprodução descritas anteriormente. A figura 4.5 mostra um resumo dos sinais econômicos obtidos.

		Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Suprimento Externo	Cativo	(Alternativa 1) <ul style="list-style-type: none"> • Realinhamento tarifário (+) • Mecanismo de formação da tarifa (-) 	(Alternativa 2) <ul style="list-style-type: none"> • Realinhamento tarifário (+) • Mecanismo de formação da tarifa (-) • Regras de concessão (-) • Realocação de encargos (+)
	Livre	(Alternativa 4) <ul style="list-style-type: none"> • Indiferente 	(Alternativa 3) <ul style="list-style-type: none"> • Regras de concessão (-) • Realocação de encargos (+)

Figura 4.6: Resumo dos sinais econômicos analisados

Fonte: elaboração própria

Com base nos resultados obtidos, a expectativa é que, no caso do investimento em geração distribuída por consumidores cativos (alternativa 1), haverá um incentivo à autoprodução, decorrente da predominância dos efeitos positivos do realinhamento tarifário frente aos efeitos negativos do mecanismo de formação das tarifas. O motivo de tal inferência é que a primeira alteração do marco regulatório é certa e já se encontra em fase de implementação, ao passo que a segunda é incerta e, conforme discutido anteriormente, dependerá do sucesso do modelo Lula e do ritmo de expansão do parque gerador, condições que ficarão mais claras apenas no longo prazo.

Adicionalmente, observa-se que, enquanto o realinhamento tarifário produzirá, em um período de 5 anos, dependendo da categoria de consumo, uma elevação entre 10% e 40% nas tarifas do Grupo A⁹⁴, a alteração no mecanismo de formação das tarifas terá um efeito lento e gradual que incidirá exclusivamente sobre a tarifa de energia, a qual corresponde a apenas 25% do custo total do suprimento elétrico⁹⁵. Assim, dificilmente, no curto prazo, seu reflexo sobre a tarifa de fornecimento será tão expressivo quanto o anterior.

Uma lógica semelhante à descrita acima também pode ser observada na segunda modalidade de autoprodução, relativa à transição de consumidor cativo para geração própria em UHEs integradas ao sistema. Contudo, neste caso, a existência de outros sinais econômicos, relativos às mudanças nas regras de concessão e à realocação de encargos setoriais, prejudica a obtenção de resultados mais conclusivos.

No caso da transição de consumidor livre para autoprodução integrada (alternativa 3), mais uma vez se constata a existência de um sinal positivo e outro negativo, associados respectivamente às novas regras de concessão e à realocação dos encargos. Mensurar a magnitude dos mesmos é uma tarefa árdua, visto que o valor destas variáveis dependerão de detalhes específicos dos editais de licitação e do nível de competição entre os agentes participantes. Talvez a única inferência a ser feita seja sobre os aproveitamentos licitados na vigência do modelo-FHC, que foram adquiridas antes da criação do mecanismo de transferência entre o ACR e ACL, prevista nas novas regras de concessão, e as termelétricas. Neste casos, o único sinal econômico estará associado ao benefício da isenção da CDE e CCC-isolados, que contribui para a viabilização dos projetos.

⁹⁴ Vide tabela 4.1

⁹⁵ Vide figura 3.4

Finalmente, para a alternativa 4, referente aos potenciais projetos de geração distribuída dos consumidores livres, não haverá sinais econômicos significativos, ou seja, tais agentes continuarão a perceber os mesmos incentivos ou dificuldades de investimento existentes na vigência do modelo FHC.

CONCLUSÕES

Como pôde ser visto ao longo deste trabalho, os agentes denominados autoprodutores correspondem a um grupo bastante heterogêneo de empresas que possuem diferentes estratégias corporativas e utilizam distintas tecnologias e fontes de energia em suas centrais geradoras. Além dessa diversidade estrutural, a legislação do setor elétrico também prevê variações no tratamento dado aos vários tipos de autoprodução, principalmente no que diz respeito à incidência de tributos e encargos setoriais. Tudo isso faz com que, ao final, seja difícil obter resultados gerais que reflitam concomitantemente e de forma agregada o comportamento e interesse de todos estes agentes.

A despeito desta dificuldade, foi possível determinar alguns subgrupos de empresas com características bem definidas e para as quais conclusões interessantes podem ser identificadas. Com relação aos setores econômicos, por exemplo, os resultados mostram que, em geral, a autoprodução está fortemente associada às empresas com potencial de reaproveitamento de subprodutos, com destaque para a Siderúrgica, Química, Sucroalcooleira e de Celulose e Papel. Além destas, também merecem atenção alguns ramos industriais eletrointensivos, como o de Alumínio, Mineração e Cimento. Este último pode, inclusive, ver a autogeração como estratégia de criação de mercados cativos para seu produto principal, devendo, frequentemente, privilegiar empreendimentos hidroelétricos intensivos em obras civis.

Observou-se que, em condições normais de suprimento elétrico, ao investirem em seus próprios projetos de geração, as empresas buscam alcançar três principais objetivos: a redução de custos com insumos energéticos; o controle sobre o valor futuro destes custos e a otimização dos processos industriais. Além destes, um quarto objetivo, não detalhado neste estudo, mas de significativa importância da indução da autoprodução, é a segurança no suprimento elétrico. Esta se torna mais relevante em momentos de crise de abastecimento, principalmente para os setores eletrointensivos. Quando se reduz a confiabilidade do sistema, os grandes consumidores tendem a mobilizar-se em torno de soluções domésticas de abastecimento alternativo, entre as quais aparece a autoprodução.

A partir deste entendimento, pode-se, então, procurar explicações para o significativo crescimento da autoprodução na década de noventa. A análise histórica mostra que esta expansão está intimamente associada à escalada das tarifas de eletricidade, ocorrida na implementação do modelo FHC. De fato, a reforma marcou o fim de um período, no qual,

mediante altos investimentos estatais e contenção tarifária, a energia era abundante e barata, o que desestimulava a geração própria. Um segundo motivo é a abertura da economia, que levou muitas empresas a buscarem formas de aumentar a competitividade de seus processos industriais, promovendo, entre outras iniciativas, a racionalização dos fatores de produção e do uso dos recursos energéticos. Finalmente, vale mencionar as novas oportunidades associadas à abertura do setor elétrico, que propiciaram não apenas a diversificação das formas de autoprodução, mas a comercialização de excedentes, elevando a eficiência e o fator de capacidade das usinas, reduzindo os custos de geração.

Pode-se especular ainda se a concentração da autoprodução em alguns setores econômico reflete vantagens competitivas inerentes à própria lógica econômica dos agentes. Um exemplo disso foi dado por RAMOS (2005), para quem o *know-how* e o poder de barganha dos mesmos junto aos fornecedores possibilita a obtenção de significativas economias na construção das usinas hidroelétricas, segundo um modelo de suprimentos distinto do existente no período de monopólio estatal. Ao longo dos anos setenta e oitenta, a estatização da geração e as instabilidades econômicas, marcadas por um quadro de hiperinflação, tinham destruído as relações de parceria e confiança entre empresas elétricas e suas cadeias de fornecedores, resultando em obras superfaturadas, como política de gestão de risco, e desrespeitos aos prazos de contratação.

Ainda nesse sentido, nota-se que muitas das indústrias em questão são exportadoras de commodities minerais, o que faz com que tenham receitas em moeda forte e estejam menos sujeitas aos riscos econômicos, tais como desvalorizações cambiais. A redução de riscos conduz a diminuições nos custos de financiamento e, portanto, no custo da energia autogerada. Quanto a isso, constata-se que, até certo ponto, muitos autoprodutores conseguem captar recursos financeiros mais baratos que os demais agentes econômicos. Em 2003, por exemplo, a CVRD e a Petrobrás emitiram títulos internacionais de dívida a taxas inferiores às obtidas pelo próprio governo brasileiro na emissão de bônus soberanos. Em 2004, a CVRD iniciou negociações para emissão de títulos perpétuos, enquanto o Estado brasileiro sequer consegue atingir o grau de *investment grade* junto às principais praças financeiras. Embora esta questão esteja além do escopo desta pesquisa, fica aqui ressaltada a sua importância para um eventual detalhamento futuro.

Do ponto de vista da legislação do setor elétrico, foram mapeadas quatro principais modalidades de autoprodução, para as quais se fez um estudo metódico dos reflexos das mudanças no marco regulatório. A primeira conclusão obtida é que, apesar da relativa simplicidade da análise isolada de cada mudança (*ceteris paribus*), os sinais econômicos a

elas associados são muitas vezes contraditórios e sobrepostos, o que dificulta a compreensão de seu efeito conjugado. Além disso, observou-se que os mesmos não exercem necessariamente o mesmo impacto sobre cada modalidade de autoprodução.

O único efeito conjugado aparentemente conclusivo se refere aos investimentos em geração distribuída patrocinados por consumidores industriais cativos (alternativa 1). Neste caso, em vista do aumento das tarifas causado pelo realinhamento tarifário, entende-se que haverá um estímulo à autoprodução no sentido de mitigar o impacto desta iniciativa sobre a estrutura de custo das empresas.

No Brasil, conforme visto, a geração distribuída se baseia em grande parte no reaproveitamento de subprodutos dos processos industriais, com certo grau de utilização do gás natural. Espera-se, portanto, que as novas regras reforcem o já mencionado processo de racionalização dos recursos energéticos. Entende-se, também, que, diante dos limites técnicos para o uso de resíduos, haverá uma importante oportunidade de penetração do gás natural nas indústrias. Para isso, entretanto, algumas barreiras devem ser superadas, como, por exemplo, o elevado custo de capital atualmente existente no país e a ausência de uma política setorial que proporcione clareza e estabilidade ao preço do gás natural (DOS SANTOS et al, 2002).

Outro ponto observado neste trabalho é a complexidade da legislação brasileira, principalmente no que diz respeito aos encargos setoriais, que são muitos e de difícil entendimento e possuem diferentes formas de recolhimento. Vale ressaltar também as constantes mudanças que o marco regulatório vem sofrendo desde o início da reforma. Quanto a isso, o aspecto mais importante é compreender se esta instabilidade nas leis é apenas fruto das recentes mudanças nas regras do setor ou refletem um longo processo de reforma ainda inacabado. Em se prevalecendo esta última hipótese, parece justificável a suposta apatia dos investidores privados no período correspondente à implementação do modelo FHC. Em decorrência, uma segunda questão é até que ponto o insucesso do referido modelo não está mais associado à morosidade e à instabilidade de sua implementação que propriamente à inconsistência de seus fundamentos políticos e econômicos. A resposta destas questões pode ser de grande valia para garantir o sucesso da nova reestruturação em andamento.

Sobre os objetivos inicialmente propostos, pode-se dizer que, de forma geral, os mesmos foram alcançados, visto que, ao final, foi possível abordar as duas perguntas consideradas no capítulo introdutório como o cerne desta pesquisa:

- Quais as particularidades ou incentivos associados à reforma do setor elétrico fizeram com que, diferentemente dos demais agentes, o investimento em autoprodução tenha sido expressivo no período 1993-2002?
- Como e quais sinais econômicos associados à nova onda de reestruturação influenciarão o comportamento destes agentes no futuro?

Vale ressaltar ainda que o elemento inédito que se procurou enfatizar mostrou-se bastante positivo. Para um tipo de agente da indústria de suprimento elétrico - os autoprodutores - pôde-se desenvolver um método de análise econômica simples, baseado em instrumentos convencionais de avaliação de fluxo de caixa, para identificar o impacto de mudanças regulatórias importantes sobre o comportamento dos agentes. Conseguiu-se, assim, evitar as armadilhas tradicionais de se cair em subjetivismo ou discursos puramente ideológicos.

Quanto às limitações do trabalho, a análise qualitativa das mudanças no marco regulatório se mostrou pouco abrangente, podendo ter impossibilitado a obtenção de resultados mais conclusivos. Como já discutido anteriormente, muitos dos sinais econômicos associados a essas mudanças se mostraram sobrepostos, o que exigiria a compreensão de sua importância relativa, bem como a construção de uma matriz de relações multivariáveis bastante complexa.

Observa-se que duas das quatro alterações regulatórias analisadas – o mecanismo de formação de tarifas e as regras para concessão de novas usinas – não são passíveis de quantificação, uma vez que, ao dependerem do sucesso da implementação do modelo Lula e a trajetória evolutiva da indústria de suprimento elétrico nacional, as mesmas dependem de informações que se revelarão apenas no futuro. Pode-se argumentar, portanto, que parte das limitações apontadas não poderiam ser superadas na prática, ou exigiriam o uso de ferramentas de análise mais robustas, baseadas na simulação de cenários, como modelos estocásticos de Monte Carlo, por exemplo, cuja complexidade poderia mascarar a reflexão de viés mais estratégico, sobre a qual se procurou concentrar maior atenção. Neste trabalho, por uma restrição de tempo e de recursos, optou-se pela simplificação.

E importante dizer que o presente trabalho, em momento algum, teve a pretensão de ser exaustivo e abranger todas as nuances do marco regulatório e dos autoprodutores, ou ainda, o comportamento de outros importantes agentes, como as demais categorias de consumidores ou grupos econômicos. Estas restrições, entretanto, não comprometem a

validade dos resultados aqui obtidos. Ao longo de seu desenvolvimento foram levantadas diversas questões, que ainda permanecem abertas, deixando, portanto, a sugestão para novos estudos que permitam aprofundar esta linha de pesquisa.

Por fim, espera-se que os resultados aqui apresentados possam contribuir para que os formuladores de políticas públicas compreendam cada vez mais as eventuais implicações de suas decisões sobre os indivíduos e a sociedade.

ANEXOS

ANEXO A: Exemplo do mecanismo de realinhamento tarifário

ANEXO B: Comparação dos mecanismos de formação da tarifa de energia

ANEXO C: Exemplo da transferência de receita entre ACL e ACR

ANEXO A - Exemplo do mecanismo de realinhamento tarifário

Para simplificação, assumem-se apenas dois consumidores com consumos de energia equivalentes e com as tarifas de fornecimento e uso do sistema, em R\$/MWh, apresentadas abaixo.

	$T_{\text{fornecimento}}$	T_{fio}
Consumidor 1	100	30
Consumidor 2	200	50

Com base na equação 5.1, pode-se calcular a parcela da tarifa referente à energia de cada consumidor, bem como o valor médio desta.

	T_{energia1}	$T_{\text{energia média}}$
Consumidor 1	$100 - 30 = 70$	$(150+70) / 2 = 110$
Consumidor 2	$200 - 50 = 150$	$(150+70) / 2 = 110$

O novo custo da energia e de fornecimento é determinado com base nas equações 5.2 e 5.3. Para o primeiro ano de transição (2003), em que a participação da estrutura tarifária atual no novo valor da energia é de 90%, os resultados são:

	$T_{\text{energia_nova}}$	$T_{\text{fornecimento_nova}}$
Consumidor 1	$0.9 \times 70 + 0.1 \times 110 = 74$	$74 + 30 = 104$
Consumidor 2	$0.9 \times 150 + 0.1 \times 110 = 146$	$146 + 50 = 196$

Para os anos subsequentes, nos quais esta participação é respectivamente 75%, 50%, 25% e 0%, seguindo o mesmo procedimento, chega-se aos seguintes valores :

	2004		2005		2006		2007	
	T-E	T-F	T-E	T-F	T-E	T-F	T-E	T-F
Consumidor 1	80	110	90	120	100	130	110	140
Consumidor 2	140	190	130	180	120	170	110	160

TE: T_{energia_nova}TF: T_{fornecimento_nova}

Assim, após o período de realinhamento, as tarifas finais de fornecimento dos consumidores 1 e 2 serão respectivamente 140 R\$/MWh e 160 R\$/MWh.

ANEXO B - Comparação dos mecanismos de formação da tarifa de energia

Para efeito de simplificação, assume-se uma capacidade instalada inicial q_0 ($q_0 > 0$), com custo de geração p_0 ($p_0 > 0$), sujeita a uma expansão periódica constante equivalente a Δq ($q_0 > \Delta q > 0$). A expansão se dará através de novas usinas que possuem custo de geração crescente e constante igual a Δp por período analisado ($p_0 > \Delta p > 0$).

Em um mercado A, onde existe livre negociação entre os agentes e os contratos são suficientemente curtos, dando flexibilidade ao reajuste de preços ao final de cada período, o valor médio da energia será estabelecido através do equilíbrio entre a oferta e a demanda, representada da seguinte forma:

$$pn_A = p_0 + n \cdot \Delta p \quad (5.4)$$

onde: n é o número de períodos

Em um mercado B, onde os contratos são suficientemente longos para tornar seus valores rígidos, o valor médio da energia não acompanhará o custo marginal e corresponderá ao valor ponderado dos diversos contratos de fornecimento. Esta lógica é representada pela seguinte equação:

$$pn_B = \frac{p_0 \cdot q_0 + (p_0 + \Delta p) \cdot \Delta q + (p_0 + 2 \cdot \Delta p) \cdot \Delta q + \dots + [p_0 + (n-1) \cdot \Delta p] \Delta q}{q_0 + n \cdot \Delta q} \quad (5.5)$$

Através de manipulação algébrica, pode-se demonstrar que esta expressão é equivalente a:

$$pn_B = p_0 + \left[\frac{\Delta q \cdot (n^2 + n)}{2 \cdot (q_0 + n \cdot \Delta q)} \right] \Delta p \quad (5.6)$$

Calculando a derivada de primeira ordem com respeito a n , obtém-se:

$$\frac{dpn_A}{dn} = \Delta p \quad (5.7)$$

$$\frac{dpn_B}{dn} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta q^2 \cdot n^2 + 2 \cdot \Delta q \cdot q_0 \cdot n + q_0 \cdot \Delta q}{\Delta q^2 \cdot n^2 + 2 \cdot \Delta q \cdot q_0 \cdot n + q_{0.0}^2} \right) \cdot \Delta p \quad (5.8)$$

Comparando as duas derivadas de primeira ordem chega-se a:

$$R(n) = \frac{dpn_B}{dn} / \frac{dpn_A}{dn} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta q^2 \cdot n^2 + 2 \cdot \Delta q \cdot q_0 \cdot n + q_0 \cdot \Delta q}{\Delta q^2 \cdot n^2 + 2 \cdot \Delta q \cdot q_0 \cdot n + q_{0.0}^2} \right) \quad (5.9)$$

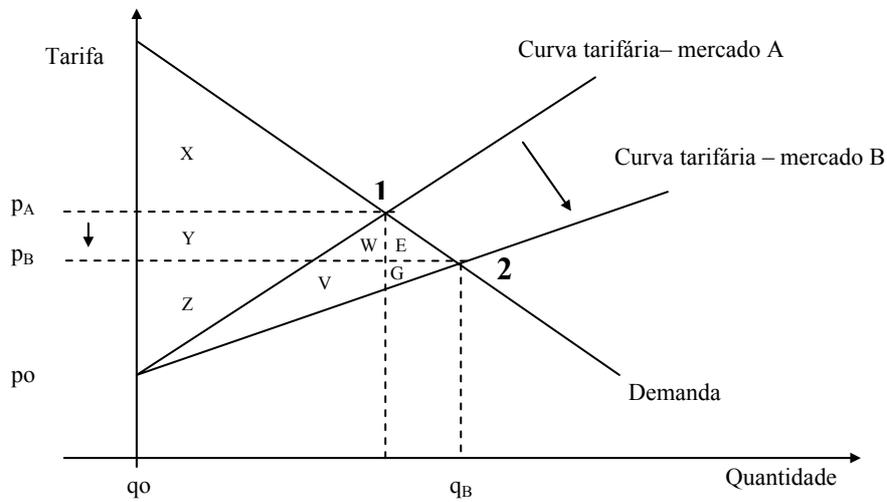
Calculando os limites de R(n) tendendo a zero e infinito, obtém-se os seguintes resultados:

$$\lim_{n \rightarrow 0} R = \frac{q_0 \cdot \Delta q}{2 \cdot q_0^2} < 1 \quad (5.10)$$

$$\lim_{n \rightarrow \infty} R = \frac{1}{2} < 1 \quad (5.11)$$

Uma vez que a função R(n) é contínua e não possui inflexão (ordem n^2 no numerador e denominador), constata-se que o coeficiente angular da equação 5.4 é maior que o da equação 5.6, para qualquer n ($n \geq 0$), implicando que a tarifa média no mercado A tenderá a crescer mais rapidamente que a do mercado B. Considerando que o primeiro caso reflete o modelo-FHC e o segundo o modelo-Lula, observa-se que este cria uma tendência sistemática de modicidade tarifária, se comparado ao anterior.

Esta modicidade está associada a uma transferência de renda aos consumidores, conforme apresentado na figura abaixo.

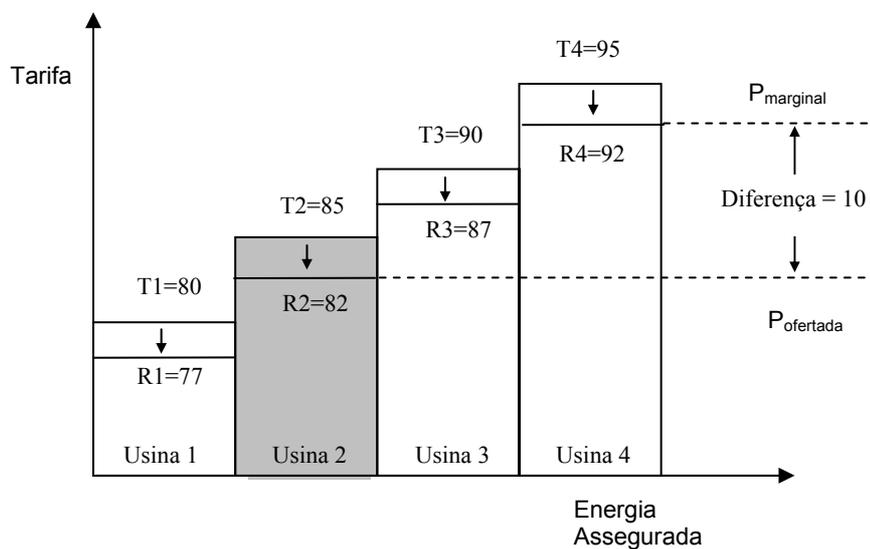


No mercado A, a tarifa de energia é resultado do equilíbrio entre a oferta e a demanda, o que é, representado pelo ponto 1. Neste equilíbrio, os excedentes do consumidor é equivalente à área X. No mercado B, o equilíbrio é determinado pelo cruzamento da demanda com a nova curva de formação de preços, representada pelo ponto 2. Neste caso, o excedente do consumidor corresponde à área $X+Y+W+E$, evidenciando uma transferência de renda para o consumidor.

O gráfico mostra também que a nova tarifa de equilíbrio B (p_B) é menor que a do equilíbrio anterior (p_A), sinalizando a tendência de modicidade tarifária.

ANEXO C - Exemplo da transferência de receita entre ACL e ACR

Considera-se que para o atendimento do consumo futuro sejam necessárias 4 novas usinas, com mesma energia assegurada (EA=500 MW médios) e custos de geração crescentes. Assume-se também que o poder concedente fixe a tarifa-teto do leilão para as mesmas em T1=80, T2=85, T3=90 e T4=95 (R\$/MWh) e que os lances vencedores sejam respectivamente R1=77, R2=82, R3=87 e R4=92 (R\$/MWh). Por fim, supõe-se que dentre as empresas que adquiriam a segunda usina, está presente um autoprodutor, que utilizará 30% da energia para o autoconsumo.



Seguindo as novas regras de concessão, embora a tarifa resultante de fornecimento da usina 2 seja R2=82 R\$/MWh, haverá sobre a parcela de energia voltada à autoprodução a incidência de um encargo que poderá atingir até R4 - R2 = 10 R\$/MWh, o que dependerá do fator de atenuação, representado pela variável a na equação 5.7. Cabe observar que quando a é igual a um, o custo da energia do autoprodutor se igualará à tarifa resultante da usina mais cara do leilão.

A partir da referida equação, o valor anual da transferência será:

$$V = a \cdot 0,30 \cdot 500MW \cdot (8760h) \cdot \frac{R\$(28 - 18)}{MWh} = a \cdot R\$13\text{milhoes}$$

O valor da variável a será definido no edital de licitação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMCHAM. *A utilização da tarifa de energia elétrica como fonte arrecadadora de tributos, relatório do Comitê de Energia da Câmara Americana de Comércio*, novembro 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Brasília: ANEEL 2002

_____. *Banco de dados da geração*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 02 ago.2005

_____. *Inventário de contratos de concessão*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 02 ago.2005

_____. *Legislação Básica do Setor Elétrico*, Brasília: ANEEL, 2000. 2v.

BERMANN, C. *Indústrias Eletrointensivas e Autoprodução: propostas de uma políticas energética de resgate do interesse público*, São Paulo: USP, 2003.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO. *Privatizações no Brasil 1990/2002*. Secretaria Geral de Apoio à Desestatização, dez. 2002 .

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional- 2004*. Brasília: MME, 2003.

_____. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Brasília: MME., 17 de dez. 2003.

_____. *Plano de longo prazo: projeção da matriz 2022*. Brasília: MME, dez. 2002.

CARVALHO, J. F. Construção e Desconstrução do Sistema Elétrico Brasileiro. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). *Política Energética e Crise do Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002. p.97-116.

CCEE. *Relatório dos contratos celebrados após o 1o leilão de energia de empreendimentos existentes*, São Paulo, s.d.

CCPE. Plano decenal de expansão do sistema interligado brasileiro 2001 – 2010. Brasília, 2001. Minuta.

COPELAND, T. *Opções reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos*. Editora Campus: Rio de Janeiro, 2001.

DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. São Paulo : Qualitymark, 2003.

DUKE Energy Brasil. Guia do Cliente Livre: encargos e tributos. Disponível em : <<http://www.duke-energy.com.br/pt/index.asp>>. Acesso em 02 ago.2004.

FIGUEIREDO NETO, L. F. *Análise e gestão de projetos: proposta de aplicação da teoria de opções reais na produção agropecuária*. 2003. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. *Série histórica de Índice geral de preços:IGP*. Disponível em : <<http://www.fgv.br>> . Acesso em 02 ago. 2004.

FURTADO, A. T. *A energia elétrica na matriz energética e políticas energéticas*, material de apoio do curso Cenário-98, EFEI-USP-UNICAMP, 1998.

GARCIA, F., BANDEIRA, S. C., LUCINDA, C. R. *A contribuição econômica e social da indústria energo-intensiva brasileira*. São Paulo: FGV, s.d.

GIAMBIAGI, F. Crise de energia e política econômica: pingos nos is. *Valor Econômico*, 18 de junho de 2001.

LOVEI, L. *The single buyer model: a dangerous path toward Competitive Electricity Markets*. Washington: The World Bank Group, 2000.

LUDMER, P. *Despropósitos Elétricos*. São Paulo: Artliber, 2002

_____. *Engodo e Autoprodução*. Disponível em: <http://www.abrace.org.br/>. Acesso em 02 ago. 2004.

MACEDO, I. C. *Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento*. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2001.

MERCADO Atacadista de Energia Elétrica. São Paulo: MAE, 2003.

MALIZIA, Nelson. *Note on Impact of the use of the CCC*, Julho de 2003.

MARTIN, J. M. *Processus d'industrialisation et développement énergétique du Brésil*, Institut des Hautes Études de l'Amérique Latine. Paris : Université de Paris, 1966.

MONTEIRO, C. J. *O modelo de avaliação do fluxo de caixa líquido da empresa: o caso Telebrás*. 1997. Dissertação (Mestrado) Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

MOREIRA, A., MOTTA, R., ROCHA, K. *Expansão do setor brasileiro de energia elétrica: falta de mercado ou de planejamento*. Rio de Janeiro: IPEA, 2003.

NÓBREGA, M. A culpa do Ministro da Fazenda. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, 17 de jun. 2001.

OLIVEIRA, A. *Razões da crise do setor elétrico*. Gazeta Mercantil, São Paulo, 3 de ago. 2001.

OLIVEIRA, A., PINTO JUNIOR, H. Q. *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industria*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Planejamento anual da operação energética :revisão 2*. Rio de Janeiro: ONS, 2003.

PANORAMA SETORIAL. *Celulose e papel: as perspectivas do setor*. São Paulo : Horizonte Vertical, 2004

PEDROSA, P. *Setor Elétrico: encargos, tributos e subsídios* (relatório apresentado). São Paulo: ABRACE, jul. de 2004.

PEREIRA, R. Grande consumidor investe em energia. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, 25 jun. 2003.

PINGUELLI, L A crise de Energia Elétrica: Causas e Medidas de Mitigação. *In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). Política Energética e Crise do Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002. p.81-96.

PIRES, J. C. L. O processo de reforma do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n.12, p.137-168, dez. 1999.

RAMOS, D. S., FADIGAS, E. A., LIMA, W.S. *Novo ambiente regulatório brasileiro, regras de mercado e condicionantes para geradores termoelétricos*. Material de apoio à disciplina Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico, PEA-USP, São Paulo, 2003

ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W. JAFFE, J. F. *Administração Financeira*. São Paulo: Atlas: São Paulo, 1995.

SANDRONI, P. *Novíssimo Dicionário de Economia*. São Paulo: Best Seller, 1999.

SAUER, I. L. *As supostas críticas do Banco Mundial ao modelo para o setor elétrico*. *Correio da Cidadania*, n.342, 19/04 a 26/04/2003.

_____. I. L. *Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativa*. In: BRANCO, Adriano Murgel (org.). *Política Energética e Crise do Desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2002. p.117-226.

SANTOS, E. M. *Energia, gás natural & sustentabilidade*. 2004. Tese (Livre Docência) Instituto de Eletrotécnica e de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

SANTOS et al. *Gás Natural: a estratégia para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Fapesp/Petrobras, 2002.

SILVESTRIN, C. R. *Bioeletricidade: energia verde para o desenvolvimento*. São Paulo : Cogen, dez. 2004.

STIGLITZ, J. E. *Globalization and its discontents*. London: Penguin Books,2002.

ÚNICA. *Planejamento Estratégico: Cenário de Longo Prazo* relatório da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, maio 2004.

VISCUSI, W. K., VERNON, J. M., HARRINGTON JR, J. E. *Economics of Regulation and Antitrust*. MIT Press, 1995.

WERNECK, R. L. F. *Empresas Estatais e Política Macroeconômica*. Rio de Janeiro : Campos, Rio de Janeiro, 1987.

WEBSITES CONSULTADOS

- ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia – www.abrace.org.br, 2004
- ANELL – Agência Nacional de Energia Elétrica - www.aneel.gov.br, 2004
- BACEN – Banco Central do Brasil – www.bacen.gov.br, 2005
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - www.bndes.gov.br, 2004
- CBIEE – Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica – www.cbiee.org.br, 2004
- CESP – Centrais Elétricas de São Paulo – www.cesp.com.br, 2004
- DUKE ENERGY BRASIL– www.duke-energy.com.br, 2004
- ELETROBRÁS – Centrais Elétrica Brasileira S/A – www.eletrabras.gov.br, 2004
- FGV – Fundação Getúlio Vargas – www.fgv.br, 2004
- MME - Ministério das Minas e Energia– www.mme.gov.br, 2004
- PETROBRÁS – Petróleos Brasileiros S/A – www.petrobras.gov.br, 2004
- TRACTEBEL ENERGIA S/A- www.tractebel.com.br, 2004.

ENTREVISTAS COM AGENTES DO MERCADO

- KAWATA, K – Consultor técnico da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica (ABIAPE), janeiro de 2005.
- KITAYAMA, O. – Consultor técnico da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA), janeiro de 2005.
- LUDMER, P – Diretor Executivo da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE), janeiro de 2005
- MONTEIRO, E. – Diretor Executivo da Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), dezembro de 2004
- PATUSCO, J. – Coordenador de Informações Energéticas do Ministério das Minas e Energia (MME), novembro de 2004
- RAMOS, D. – Professor da Escola Politécnica – USP e Consultor da Empresa Bandeirante Energia S/A (grupo EDP), fevereiro de 2005
- SAUER, I. – Diretor de Gás e Energia da Petróleos Brasileiros S/A (PETROBRÁS), janeiro de 2005.
- VILLAS-BOAS, P. – Consultor técnico da Associação Brasileira de Celulose e Papel (BRACELPA), fevereiro de 2005
- WALTEMBERG Advogados – Escritório de advocacia especializado em questões do setor elétrico, fevereiro de 2005

CÓPIA DA APRESENTAÇÃO UTILIZADA NA DEFESA

Programa Interunidades de
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
USP IEE - POLI - FEA - IF

IMPACTO DAS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NAS ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO EM AUTOPRODUÇÃO

Mestrando:

Fernando de Paiva Pieroni

Orientador:

Prof. Dr. Edmilson M. dos Santos



São Paulo, 23 de maio 2005

ATKEARNEY

Estrutura da apresentação

- **Introdução**
- **Caracterização dos autoprodutores**
- **Avaliação dos projetos de autoprodução**
- **Impacto das mudanças no marco regulatório**
- **Conclusões**

Introdução

O estabelecimento da indústria nacional de suprimento elétrico se deveu predominantemente à iniciativa do Estado

Evolução da geração elétrica no Brasil



Fonte: Balanço Energético Nacional - 2004

Características do marco regulatório

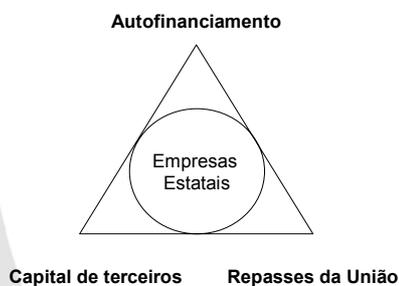
- Predominância do investimento estatal (federal e estadual)
- Coordenação centralizada dos subsistemas
- Garantia de retorno mínimo sobre os investimentos
 - Conta de resultados a compensar
- Integração vertical da cadeia de valor
- Transferência de recursos entre regiões visando o desenvolvimento regional
 - Quota de reversão
 - Reserva Global Garantida (RGG) /Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor)

Fontes: Sauer (2002); Ramos (2000), Oliveira (1998)

Introdução

Entretanto, ao longo dos anos setenta e oitenta, observou-se uma contínua degradação das fontes tradicionais de financiamento das empresas estatais

Fontes de financiamento



Principais fatores que impulsionaram a reforma

- Uso das empresas estatais como instrumento de política macroeconômica
 - Balança de pagamentos
 - Política monetária
- Elevação da taxa de juros nos países credores
- Desvalorização da moeda nacional
- Restrições nos repasses da União
- Baixo incentivos à eficiência administrativa e racionalização dos investimentos
- Pressões liberalizantes de organismos internacionais de crédito

Nota: 1) Fontes: Sauer (2002); Ramos (2003), Oliveira (1998), Tendências (2003), de Carvalho (2003)

Introdução

Em face à dificuldade de levantar recursos para garantir a expansão do sistema, o governo decidiu abrir o setor ao investimento privado

Principais diretrizes da reforma

- Restabelecimento da saúde financeira das empresas
- Atração de capital privado para o financiamento do setor
- Privatização das empresas estatais
- Competição na geração e comercialização de energia
- Regulação dos monopólios naturais

Destaques da reforma

- Fim da remuneração garantida
- Abertura do investimento privado em geração
- Regulamentação das concessões do UBP
- Deservetização da cadeia de valor
- Livre acesso e limites de participação cruzada
- Criação da figura do consumidor livre
- Regulamentação das figuras do PIE e AP
- Privatização de 4 geradoras e 19 distribuidoras (Resultado: R\$ 29,7 bilhões)
- Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Agência Nacional de Energia Elétrica
- Mercado Atacadista de Energia

Neste trabalho o modelo da reforma foi denominado Modelo-FHC

Introdução

Entretanto, o modelo FHC não conseguiu superar certos desafios de caráter macroeconômico, político e setorial

Problemas do modelo FHC

- Elevação das tarifas
 - Reajuste às distribuidoras
 - Criação do Valor Normativo
 - Possibilidade de *self-dealing*
- Instabilidade macroeconômica
- Distorções no dimensionamento da energia assegurada
- Investimento externo direcionado às privatizações
- Incertezas regulatórias
- Eleição dos críticos do modelo-FHC

Principais diretrizes da segunda reestruturação

- Redução do risco de investimento em geração
- Fortalecimento da função de planejamento do Estado
- Modicidade tarifária
- Confiabilidade no suprimento
- Universalização dos serviços de energia

Destaques da nova onda de reestruturação

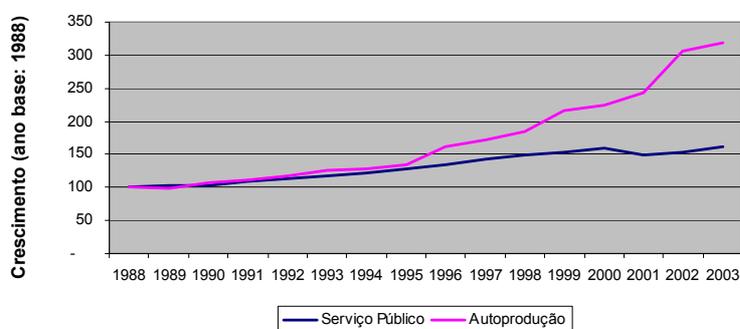
- Manutenção de muitos avanços do modelo anterior
- Mudanças nas regras de contratação (ACL e ACR)
- Fortalecimento do planejamento (EPE, CCEE, CMSE)
- Exclusão da Eletrobrás do PND
- Alteração nas regras de concessão do UBP

Neste trabalho a segunda reestruturação foi denominada Modelo-Lula

Introdução

Neste contexto de incertezas, chama a atenção o comportamento de um grupo específico de investidores em geração elétrica – os autoprodutores

Evolução da geração por tipo de central elétrica



Participação na
geração total do
país

Ano	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002
Participação (%)	5%	5%	5%	5%	6%	6%	7%	10%

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2004

Introdução

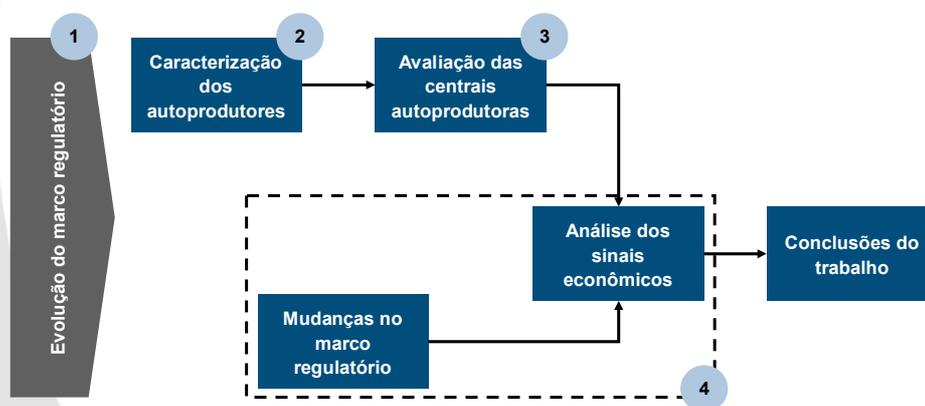
O objetivo deste trabalho é discutir estas novas mudanças nas regras do setor impactas estes agentes que já viam benefícios no modelo anteriormente adotado

- Quais particularidades ou incentivos do *Modelo FHC* fizeram com que os autoprodutores se comportassem diferentemente dos demais agentes?
- Como os sinais econômicos associados ao *Modelo Lula* influenciarão o investimento futuro em autoprodução?

Introdução

Para responder a estas questões, o projeto foi estruturado em quatro etapas inter-relacionadas e claramente definidas

Estrutura do projeto de pesquisa



Estrutura da apresentação

- Introdução
- **Caracterização dos autoprodutores**
- Avaliação dos projetos de autoprodução
- Impacto das mudanças no marco regulatório
- Conclusões

Caracterização dos autoprodutores

A autoprodução consiste no investimento em geração por consumidores que buscam atender suas próprias necessidades de suprimento elétrico

Capacidade instalada de autoprodução por setor econômico (MW)

Setor	Térmica	Hídrica	Total	Participação
Sucro-alcooleiro	1.612	5	1.617	21%
Alumínio	10	1.252	1.262	16%
Celulose e Papel	1.028	85	1.113	14%
Siderurgia	776	266	1.042	14%
Petróleo	703	0	703	9%
Química	540	38	578	8%
Mineração	79	466	525	7%
Outros	265	572	837	11%
Total	5.013	2.664	7.677	100%

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2004

Caracterização dos autoprodutores

A expansão da autoprodução está associada à elevação no nível de reutilização de resíduos e à diversificação das fontes de suprimento

Autoprodução por fonte de energia (GWh)

Fonte de energia	Geração – 1994	Geração – 2003	Participação - 2003	CAGR (1994/2003)
Hidráulica	3238	11669	33%	15%
Bagaço de cana	2314	6795	19%	13%
Lixívia	2166	4052	11%	7%
Gases industriais	1579	4038	11%	11%
Gás natural	470	4037	11%	27%
Derivados de Petróleo	3136	3498	10%	1%
Outras	1263	1570	4%	2%
Total	14166	35659	100%	11%

Fonte: Balanço Energético Nacional - 2004

Caracterização dos autoprodutores

A autoprodução pode ser distribuída ou integrada ao sistema público de energia

Características dos projetos autoprodutores

	Geração distribuída	Geração integrada
Estratégias	<ul style="list-style-type: none"> • Otimização e modernização dos processos industriais na década de noventa • Redução nos custos de suprimento elétrico • Controle das despesas com insumos energéticos 	
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Próximos dos centros de carga • Interligação direta geração-carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Distante dos centros de carga • Necessidade de uso do sistema público de energia
Origem	<ul style="list-style-type: none"> • Ao longo de toda a história do setor elétrico brasileiro 	<ul style="list-style-type: none"> • Reestruturação dos setor elétrico brasileiro • PCHs anterior à reestruturação
Tecnologia/Fonte	<ul style="list-style-type: none"> • Predominantemente térmica • Resíduos dos processos produtivos • Gás natural 	<ul style="list-style-type: none"> • Predominantemente hídrica • Geração hidrelétrica

Estrutura da apresentação

- Introdução
- Caracterização dos autoprodutores
- **Avaliação dos projetos de autoprodução**
- Impacto das mudanças no marco regulatório
- Conclusões

Metodologia de análise

O modelo clássico de avaliação de investimentos é o Fluxo de Caixa Descontado

Modelo tradicional de avaliação

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Onde: n é a vida útil do projeto em períodos
 FC_t é o fluxo de caixa no período t
 r é a taxa de desconto genérica do projeto

$$WACC = \left(\frac{E}{D+E} \right) K_E + \left(\frac{D}{D+E} \right) K_D$$

Onde: E é o volume de capital próprio no empreendimento
 D é o volume de capital de terceiros
 K_E é o custo do capital próprio
 K_D é o custo do capital de terceiros

Determinantes do fluxo de caixa

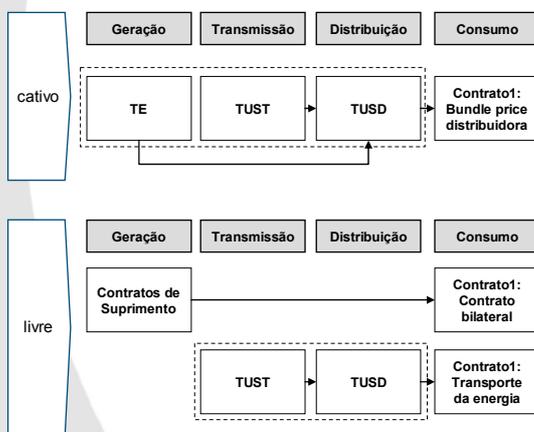
Classificação	Variáveis do fluxo de caixa
Receita	<ul style="list-style-type: none"> Custo evitado com suprimento elétrico Venda de excedentes
Custos	<ul style="list-style-type: none"> O&M, Administrativo Encargos Combustíveis
Tributos	<ul style="list-style-type: none"> PIS/COFINS CPMF ICMS IR
Investimento	<ul style="list-style-type: none"> Desenvolvimento dos projetos

Este projeto abordará as variáveis do fluxo de caixa

Metodologia de análise

Existem no marco regulatório do setor elétrico duas formas de suprimento externo às empresas

Suprimento externo às empresas



Modalidades de autoprodução

	Autoprodução	
	Distribuída	Integrada
Cativo	Transição de cativo para geração distribuída	Transição de cativo para geração integrada
Livre	Transição de livre para geração distribuída	Transição de livre para geração integrada

Metodologia de análise

Existem, portanto, quatro modalidades de fluxo de caixa a serem consideradas

Fluxos de caixa das alternativas de autoprodução

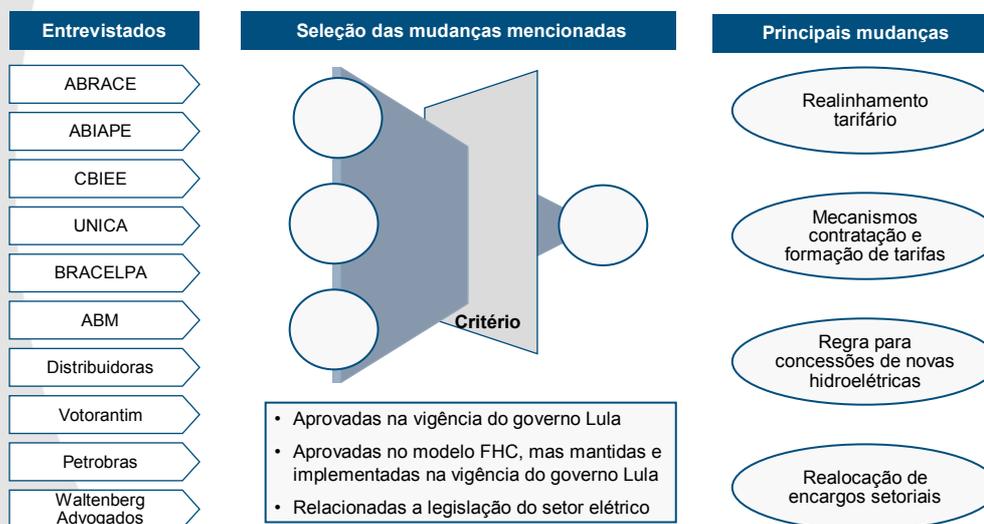
	FC	Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Cativo	R	<i>Bundle price</i> da distribuidora Venda de excedentes	<i>Bundle price</i> da distribuidora Venda de excedentes
	C	Custo da geração	TUSD (TUST) Custo da geração
	T	Tributos	Tributos
	I	Desenvolvimento do projeto	Desenvolvimento do projeto
Livre	R	Contrato de suprimento de energia TUSD (TUST) Venda de excedentes	Contrato de suprimento de energia Venda de excedentes
	C	Custo de geração	Custo de geração
	T	Tributos	Tributos
	I	Desenvolvimento do projeto	Desenvolvimento do projeto

Estrutura da apresentação

- Introdução
- Caracterização dos autoprodutores
- Avaliação dos projetos de autoprodução
- Impacto das mudanças no marco regulatório
- Conclusões

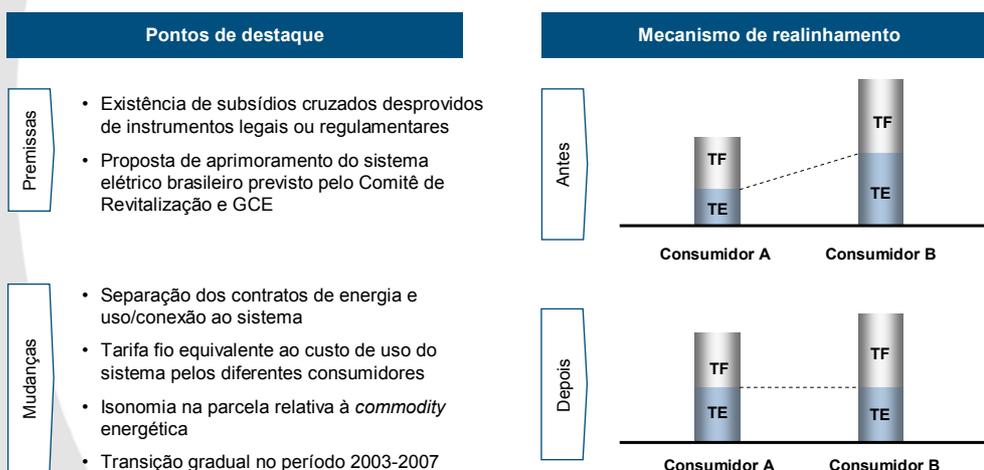
Impacto das mudanças no marco regulatório

As principais mudanças no marco regulatório foram mapeadas a partir de entrevistas junto a executivos de empresas e associações de classe do setor elétrico



Impacto das mudanças no marco regulatório

O realinhamento tarifário consiste na adaptação das tarifas de forma a proporcionar isonomia, transparência e eficiência no uso do recursos energia elétrica



Impacto das mudanças no marco regulatório

O realinhamento tarifário estimula a autoprodução de consumidores cativos de alta tensão

Estimativa do resultado do realinhamento tarifário (2003) – R\$/MWh

Grupo	Tarifa média	Tarifa média realinhada	Variação
A1	63,44	89,53	41,12%
A2	75,58	98,34	30,12%
A3	85,65	106,84	24,74%
A3a	100,19	117,61	17,39%
A4	124,65	138,14	10,83%
BT	193,38	169,43	-12,38%

Sinais econômicos

	FC	Autoprodução			
		Distribuída		Integrada	
Cativo	R	↑ A	↓ BT	↑ A	↓ BT
	C				
	T				
	I				
Livre	R				
	C				
	T				
	I				

Realinhamento incentiva o investimento de grandes indústrias em autoprodução

Fonte: ANEEL – Nota técnica 083/2003

Impacto das mudanças no marco regulatório

Desde 2003, a revisão tarifária das distribuidoras já vem refletindo o processo de realinhamento tarifário

Resultados preliminares da revisão tarifária de 2003

Empresa	Reposição	A1	A2	A3	A3a	A4	BT
Elektro	20,71	-	25,44	20,33	21,36	21,36	18,87
Celipa	27,05	-	29,64	28,63	27,74	28,74	26,38
Eletropaulo	10,95	-	15,56	-	11,11	11,33	10,30
Coelba	28,61	31,89	31,31	29,95	31,14	31,09	27,63
Energipe	29,99	32,82	-	30,58	-	32,39	27,81
Cosern	14,54	-	-	15,27	-	17,33	12,21
Coelse	31,29	30,76	-	34,38	-	31,56	30,62
AES-Sul	15,92	22,14	18,75	17,74	-	16,22	24,92
RGE	27,96	32,74	25,17	31,10	28,39	31,03	25,92
Cemig	18,00	26,19	24,17	24,33	19,16	18,80	15,52
CPFL	19,55	-	24,29	20,88	15,03	20,17	18,59
Enersul	33,62	-	37,66	36,34	33,36	33,14	32,04
Cemat	29,48	-	32,46	31,85	32,45	33,44	28,28

Fonte: ANEEL, 2005 – Nota técnicas da revisão tarifária das distribuidoras

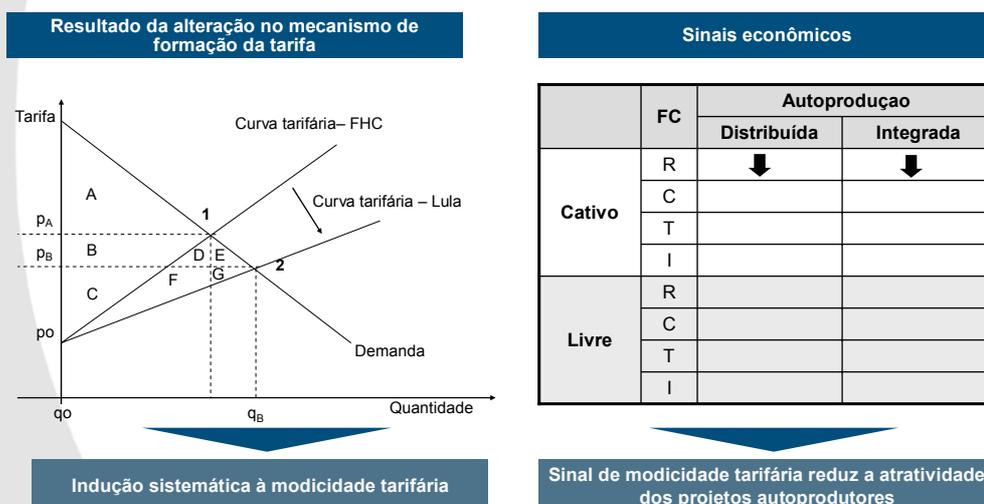
Impacto das mudanças no marco regulatório

A segunda principal mudança se trata da alteração no mecanismo de contratação e formação da tarifa de fornecimento das distribuidoras

	Principais alterações	Implicações
Modelo FHC	<ul style="list-style-type: none"> • Concessões baseadas no critério de pagamento máximo pelo UBP • Livre negociação entre geradores, comercializadores, distribuidoras e consumidores livres • Prazo mínimo de contratação de 2 anos • Distribuidoras autorizadas a comprar parte da energia no mercado spot 	<ul style="list-style-type: none"> • Benefício da concorrência na concessão transferido ao governo • <i>Mix</i> de contratos de suprimento das distribuidoras reflete a livre negociação dos agentes • Maior liquidez do processo de contratação
Modelo Lula	<ul style="list-style-type: none"> • Concessões de aproveitamentos baseadas no critério de tarifa mínima • Distribuidoras obrigadas a contratar 100% da energia no ACR • Leilão reverso realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica • Contratos bilaterais com vigências de 15 a 25 anos 	<ul style="list-style-type: none"> • Benefício da concorrência na concessão transferido ao consumidor • <i>Mix</i> de preço reflete resultado do processo licitatório • Maior rigidez no processo de contratação

Impacto das mudanças no marco regulatório

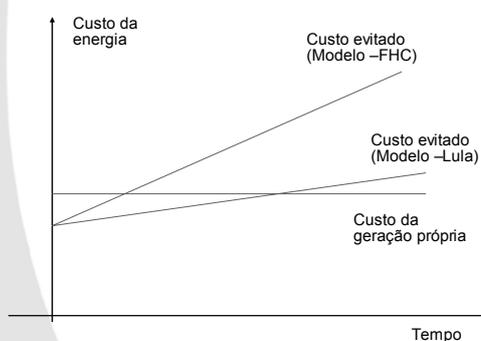
Os sinais econômicos associados à alteração no mecanismo de formação da tarifa são negativos para todos os consumidores cativos



Impacto das mudanças no marco regulatório

O desestímulo à autoprodução pode atingir também os empreendimentos iniciados antes das mudanças no marco regulatório

Impacto sobre iniciativas já existentes



Ágio pago pelos autoprodutores

Usinas	Potência (MW)	Ágio (%)	Custo adicional (R\$/MWh) ¹⁾
Barra Grande	690	627%	2,28
Picada	50	772%	5,26
Foz do Chapecó	855	555%	4,07
Serra do Facão	210	3090%	38,96
Salto Pilão	181	2437%	20,60
Pedra do Cavalo	160	2678%	13,76
Pai Querê	292	1%	0,01
Santa Isabel	1.087	1694%	12,10
TOTAL	3.525	1323%	9,24

Nota: 1) Estimativa considerando fator de capacidade de 50% para as usinas
Fonte: ANEEL, 2005

Impacto das mudanças no marco regulatório

O primeiro leilão de energia do modelo Lula mostrou que, ao menos para a modicidade tarifária, tem-se seguido na direção planejada

Energia contratada no primeiro leilão do modelo Lula

Ano	Energia Contratada (TWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Comparação com consumo total de 2003
2005	79,3	57,51	22,9%
2006	138,7	61,72	40,0%
2007	149,0	62,66	42,9%
2008	149,4	62,66	42,9%
2009	149,0	62,66	42,9%
2010	149,0	62,66	42,9%
1011	149,0	62,66	42,9%
1012	149,0	62,66	42,9%
1013	69,7	68,53	20,1%
1014	10,3	75,46	3,0%
Média	119,2	62,66	34%

Fonte: CCEE, 2004 e BEN, 2004

Impacto das mudanças no marco regulatório

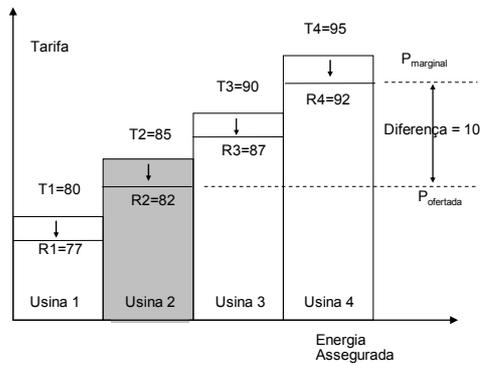
No novo modelo haverá uma transferência de renda entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Principais alterações

$$V = a \cdot x \cdot EA \cdot (P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}})$$

- V é o valor da transferência
- a, um fator de atenuação variável
- x, a fração da energia destinada ao ACL
- EA, energia assegurada da usina;
- P_{marginal}, é o menor valor entre o custo marginal de referência previsto no edital e o custo marginal resultante do aproveitamento de maior estimativa de custo de geração;
- P_{ofertada}, o valor ofertado para a energia destinada ao ACL

Exemplo de cálculo do valor da transferência



Impacto das mudanças no marco regulatório

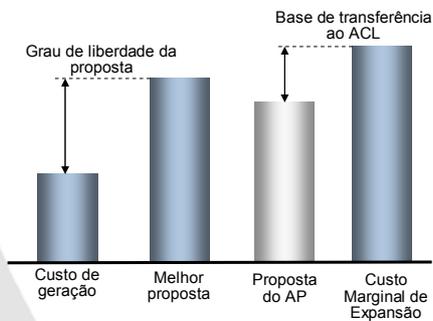
Os sinais econômicos associados à alteração no mecanismo de formação da tarifa são negativos para todos os consumidores cativos

Impacto sobre a autoprodução

Impacto

- Perda de competitividade da geração própria
- Elevação do risco do empreendimento, pois leilão vincula o resultado da participação das diversas empresas

Atenuantes

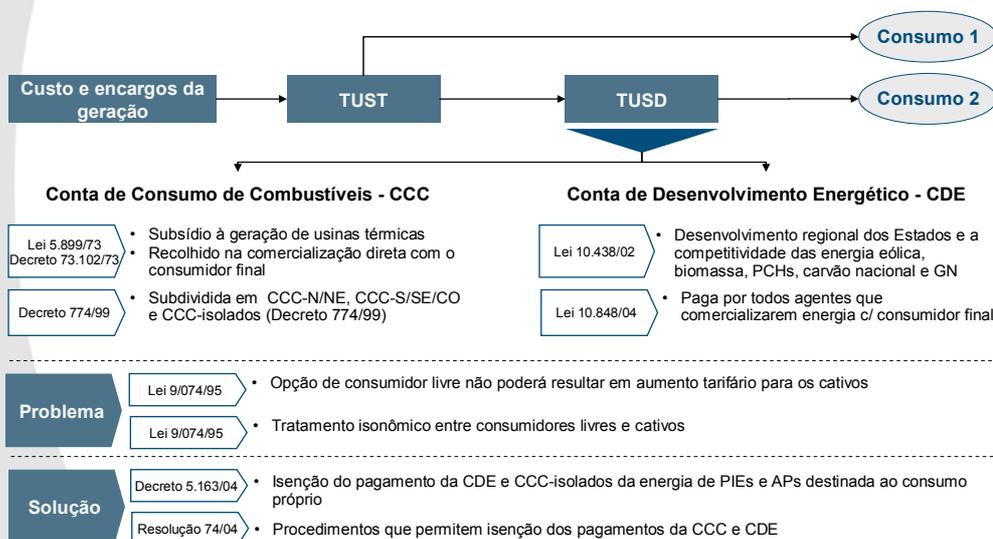


Sinais econômicos

	FC	Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Cativo	R		
	C		↑
	T		
	I		
Livre	R		Indefinido
	C		
	T		
	I		

Impacto das mudanças no marco regulatório

A realocação de encargos busca corrigir distorções que oneram os consumidores cativos das distribuidoras



Impacto das mudanças no marco regulatório

A realocação de encargos produz sinais positivos para a autoprodução com consumo conectado diretamente à Rede Básica

Modelagem dos sinais econômicos

Opção 1

- Aumento de custos causado pelo pagamento da CCC-interligados (*facto*)

Opção 2

- Redução de custos causado pelo isenção do pagamento da CDE e CCC-isolados (*juris*)

Tarifa CCC (R\$/MWh – 2004)		
S/SE/CO	N/NE	Isolados
0,90	0,11	12,17

Tarifa Final CDE (R\$/MWh – 2004)		
S/SE/CO	N/NE	Isolados
7,26	1,69	

Sinais econômicos

	FC	Autoprodução	
		Distribuída	Integrada
Cativo	R		
	C		↓
	T		
	I		
Livre	R		
	C		↓
	T		
	I		

Impacto das mudanças no marco regulatório

A análise conjunta dos sinais econômicos é complexa, demandando o conhecimento de suas magnitudes

Resumo dos sinais econômicos		
	Autoprodução	
	Distribuída	Integrada
Cativo	<u>Alternativa 1</u> + Realinhamento tarifário - Mecanismo de formação da tarifa	<u>Alternativa 2</u> + Realinhamento tarifário - Mecanismo de contratação e formação de tarifa - Regras de concessão + Realocação de encargos setoriais
	<u>Alternativa 4</u>	<u>Alternativa 3</u> - Regras de concessão + Realocação de encargos setoriais
Livre		

Estrutura da apresentação

- Introdução
- Caracterização dos autoprodutores
- Avaliação dos projetos de autoprodução
- Impacto das mudanças no marco regulatório
- Conclusões

Conclusões

Conclusões do trabalho

- A hipótese de que o modelo FHC falhou em atrair capital privado para investimento em geração não se aplica aos autoprodutores
- A autoprodução é composta por um grupo bastante heterogêneo de empresas
- A autoprodução está associada a diversos fatores que podem eventualmente extrapolar o marco regulatório do setor elétrico
- Permanecem os incentivos ao investimento em autoprodução distribuída – oportunidades para racionalização produtiva e penetração ao GN
- Legislação do setor elétrico é complexa, possuindo ambigüidades e lacunas
- Atingiu-se o objetivo proposto – resultado e método

Limitações e sugestões de novos trabalhos

- Construído sobre um cenário dinâmico sujeito a grandes incertezas
- Sinais econômicos sobrepostos de contraditórios dificultam a obtenção de resultados conclusivos – novos trabalhos
- Não aborda o componente risco dos projetos
- Considera o *mainstream*, não contemplando exceções à regra
 - Proinfa vs. PCHs
 - Variações na cadeia de valor da indústria
 - Encargos do seguro apagão

IMPACTO DAS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NAS ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO EM AUTOPRODUÇÃO

Mestrando:

Fernando de Paiva Pieroni

Orientador:

Prof. Dr. Edmilson M. dos Santos