

BAHIA ANÁLISE & DADOS

SALVADOR • v11 • n° 04 • MARÇO • 2002

**ENERGIA E
DESENVOLVIMENTO**
LIMITES E POSSIBILIDADES
PARA O NORDESTE





Governo do Estado da Bahia
Otto Alencar

**Secretaria do Planejamento
Ciência e Tecnologia**
José Francisco de Carvalho Neto

**Superintendência de Estudos
Econômicos e Sociais da Bahia**
Cesar Vaz de Carvalho Júnior



BAHIA ANÁLISE & DADOS é uma publicação trimestral da Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia SEI, autarquia vinculada à Secretaria do Planejamento Ciência e Tecnologia da Bahia. Divulga a produção regular dos técnicos da SEI e de colaboradores externos. As opiniões emitidas nos textos assinados são de total responsabilidade dos autores.

Conselho Editorial

Cesar Vaz de Carvalho Júnior
Paulo Hermida Gonzalez
Edmundo Figueroa
Ângela Franco
Carlota Gottschall
Conceição Cunha
Renata Proserpio

Coordenação Editorial

André Garcez Ghirardi
Daniella Azeredo Bahiense
Carla Janira Souza do Nascimento

Normalização

Gerência de Documentação
E Biblioteca - GEBI

Fotos

Severino Silva e Teresa Branco

Revisão de Linguagem

Regina da Matta

Coordenação Gráfica

Dadá Marques

Capa

Humberto Farias

Editoração

Designers Associados

Bahia Análise e Dados, v.1 (1991-)
Salvador: Superintendência de Estudos
Econômicos e Sociais da Bahia, 2001.

Trimestral
ISSN 0103 8117

CDD 338.91
CDU 338.984

CEPO: 0110

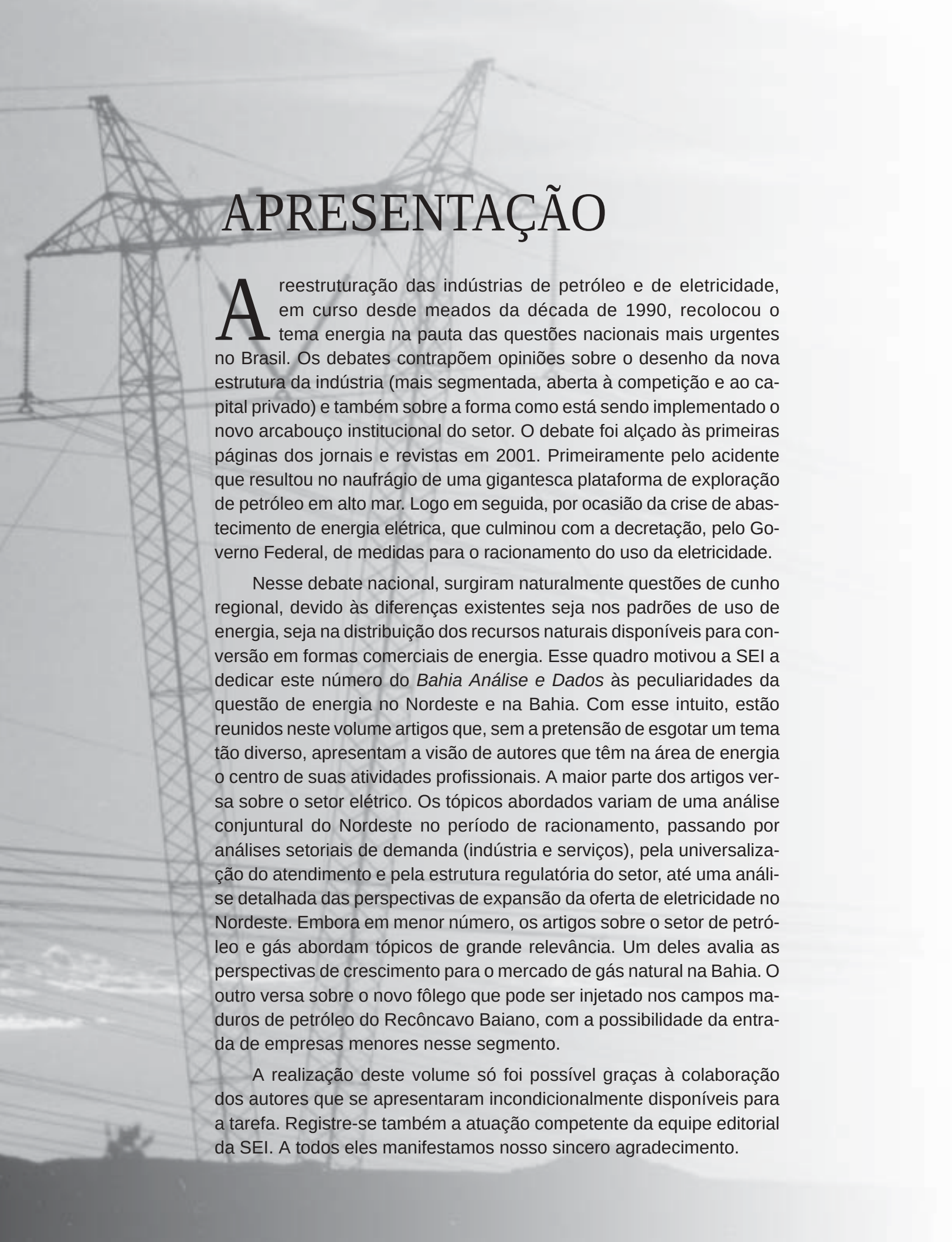
Tiragem: 1.000 exemplares
Av. Luiz Viana Filho, 435, 4ª Avenida
CEP: 41.750-300 Salvador - Bahia
Fone: (0** 71) 370-4823/370-4704
Fax: (0** 71) 371-1853
<http://www.sei.ba.gov.br>
e-mail: sei.info@bahia.ba.gov.br



SUMÁRIO

Apresentação	
Aspectos regionais do racionamento de eletricidade	6
<i>André Garcez Ghirardi</i>	
Oferta de energia elétrica no Nordeste: perspectivas de expansão	16
<i>José Carlos de Miranda Farias e Jorge Lamartine Pelinca</i>	
O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira	32
<i>Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha, Antonio Oswaldo de A. B. de Souza, Roberto J. Batista Câmara</i>	
Novos campos de petróleo e de gás na Bahia	45
<i>Luiz Fernando Mueller Koser</i>	
Perspectivas para a universalização da eletrificação no Estado da Bahia	58
<i>James S. S. Correia, Osvaldo S. Pereira, Eduardo J. F. Barreto, Tereza Mousinho, Patrick F. Fontoura</i>	
Perfil do consumo de energia elétrica do setor terciário, na Bahia, no período 1990-2000	68
<i>Fernando Barreto Nunes Filho</i>	
Demanda de energia no setor industrial da Bahia	76
<i>Carla Janira Souza do Nascimento</i>	
Autonomia e independência das agências de regulação do setor elétrico: ANEEL e agências estaduais	83
<i>Daniella Azeredo Bahiense</i>	





APRESENTAÇÃO

A reestruturação das indústrias de petróleo e de eletricidade, em curso desde meados da década de 1990, recolocou o tema energia na pauta das questões nacionais mais urgentes no Brasil. Os debates contrapõem opiniões sobre o desenho da nova estrutura da indústria (mais segmentada, aberta à competição e ao capital privado) e também sobre a forma como está sendo implementado o novo arcabouço institucional do setor. O debate foi alçado às primeiras páginas dos jornais e revistas em 2001. Primeiramente pelo acidente que resultou no naufrágio de uma gigantesca plataforma de exploração de petróleo em alto mar. Logo em seguida, por ocasião da crise de abastecimento de energia elétrica, que culminou com a decretação, pelo Governo Federal, de medidas para o racionamento do uso da eletricidade.

Nesse debate nacional, surgiram naturalmente questões de cunho regional, devido às diferenças existentes seja nos padrões de uso de energia, seja na distribuição dos recursos naturais disponíveis para conversão em formas comerciais de energia. Esse quadro motivou a SEI a dedicar este número do *Bahia Análise e Dados* às peculiaridades da questão de energia no Nordeste e na Bahia. Com esse intuito, estão reunidos neste volume artigos que, sem a pretensão de esgotar um tema tão diverso, apresentam a visão de autores que têm na área de energia o centro de suas atividades profissionais. A maior parte dos artigos versa sobre o setor elétrico. Os tópicos abordados variam de uma análise conjuntural do Nordeste no período de racionamento, passando por análises setoriais de demanda (indústria e serviços), pela universalização do atendimento e pela estrutura regulatória do setor, até uma análise detalhada das perspectivas de expansão da oferta de eletricidade no Nordeste. Embora em menor número, os artigos sobre o setor de petróleo e gás abordam tópicos de grande relevância. Um deles avalia as perspectivas de crescimento para o mercado de gás natural na Bahia. O outro versa sobre o novo fôlego que pode ser injetado nos campos maduros de petróleo do Recôncavo Baiano, com a possibilidade da entrada de empresas menores nesse segmento.

A realização deste volume só foi possível graças à colaboração dos autores que se apresentaram incondicionalmente disponíveis para a tarefa. Registre-se também a atuação competente da equipe editorial da SEI. A todos eles manifestamos nosso sincero agradecimento.

Aspectos regionais do racionamento de eletricidade

André Garcez Ghirardi *

Resumo

Neste artigo, abordam-se as peculiaridades da região Nordeste relevantes para o planejamento da oferta de energia a longo prazo. Características estruturais fazem com que o Nordeste tenha problemas e possibilidades diferentes dos encontrados nos grandes centros do Sudeste e Sul do Brasil. Parte dessas características é de natureza socioeconômica, como a distribuição de renda e a composição do produto industrial; outra parte diz respeito aos recursos naturais disponíveis na região para viabilizar a oferta das diversas formas de energia necessárias ao crescimento e desenvolvimento econômico. Acompanhando estes traços estruturais, o artigo desenvolve-se em duas vertentes. Realiza-se, inicialmente, uma análise histórica da intensidade de energia da economia brasileira, centrada nas possíveis diferenças regionais de comportamento nos períodos anterior e posterior à abertura comercial e reestruturação produtiva da década de 1990. A hipótese subjacente a esta primeira parte é que a Bahia se apresenta mais intensiva e menos elástica em energia em sua estrutura produtiva, o que a torna mais vulnerável a restrições de oferta. Na segunda parte, abordam-se as opções disponíveis regionalmente para a oferta futura de energia e as limitações inerentes a cada uma e considera-se o estado atual das possibilidades nas áreas convencionais de petróleo e gás, e hidreletricidade. São também apontadas as perspectivas para a energia solar direta, biomassas,

sa, e para uma opção tecnologicamente ousada: as pequenas centrais nucleares.

Palavras-chave: racionamento, renda, consumo residencial, consumo industrial.

Abstract

This article centers attention on the regional differences in patterns of electricity demand observed during the period of mandatory rationing in 2001. During that period, electricity demand in Northeastern Brasil could not be reduced to desired levels. This fact prompted investigation of some structural features that may have constrained demand adjustment in the Northeast, especially in the residential and industrial sectors. Families in the Northeast generally belong to lower income brackets, and make little use of electricity for non-essential purposes, whereas in the Southeast families are in higher income brackets, and often make use of electricity for non-essential purposes, which can more easily be reduced. In industry, the main barrier to demand reduction is due to the structure of production in the Northeast, and particularly in Bahia, where industrial output is mostly made up of energy-intensive intermediary goods such as petrochemicals, metallurgy, and paper and pulp.

Keywords: electricity rationing, income elasticity, residential consumption, industrial structure.

O plano de racionamento de energia elétrica implantado em junho de 2001 teve êxito ao evitar um colapso de maiores proporções no abastecimento de energia elétrica. Apesar disso, a crise de abastecimento não está de todo afastada para o ano de 2002 e há decisões urgentes a tomar para garantir a necessária expansão do sistema no longo prazo. No presente trabalho, chama-se a atenção para as disparidades reveladas pelos comportamentos regionais dentro do período de racionamento, durante o qual ficou claro que o Nordeste teve relativamente mais dificuldade de redu-

zir o consumo de eletricidade para satisfazer as metas do racionamento.

A partir dessa constatação, examinam-se algumas características estruturais que terão certamente condicionado a capacidade de redução no consumo de eletricidade da região, especialmente nos setores residencial e industrial. No setor residencial, examina-se a renda como fator determinante do comportamento dos consumidores. As famílias do Nordeste têm rendimentos mais baixos e, portanto, já limitam seus gastos com eletricidade aos usos mais essenciais, enquanto no

Sudeste o nível mais alto de renda permite o uso de eletricidade para fins não-essenciais e que podem ser mais facilmente reduzidos. No setor industrial, argumenta-se que a maior dificuldade de redução no consumo seria devida à natureza da produção no Nordeste, na Bahia em particular, onde os produtos fabricados são bens intermediários altamente intensivos em energia, sobretudo nos segmentos petroquímico, metalurgia básica e indústria de papel e papelão.

Além de analisar-se essa maior rigidez na demanda, apresenta-se também uma breve consideração sobre as limitações para a expansão da geração de eletricidade dentro da região, devido à falta de uma base rica de recursos naturais.

O NORDESTE NO RACIONAMENTO

Características estruturais fazem com que o suprimento de energia elétrica para o Nordeste tenha problemas e possibilidades diferentes dos encontrados nos grandes centros do Sudeste e Sul do Brasil. Diferenças de natureza socioeconômica e dotação de recursos naturais disponíveis levam a comportamentos distintos das famílias e empresas, e apresentam questões específicas para viabilizar a oferta de energia necessária para a atividade econômica.

O esforço de redução no uso de energia elétrica exigido de toda a sociedade brasileira durante o segundo semestre de 2001 revelou diferenças significativas de comportamento entre regiões. Enquanto o sistema Sudeste-Centro-Oeste esteve sempre próximo de atingir a meta de corte linear de 20%, o Nordeste teve dificuldades para atingir a redução proposta. Nas duas outras regiões que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), Norte e Sul, o suprimento de eletricidade esteve normal e não foi ameaçado de interrupção por falta d'água nesse ano. A possibilidade de interrupção de fornecimento foi cogitada para os subsistemas Sudeste-Centro-Oeste e Nordeste. É nessas duas regiões ou nas diferenças entre elas que se revelam alguns aspectos relevantes para o planejamento do setor.

Apresentam-se aqui alguns fatos que evidenciam essas diferenças estruturais e oferecem alguns

elementos para a avaliação das possibilidades de longo prazo. A hipótese subjacente a esta análise é que o Nordeste em geral e a Bahia em particular apresentam-se estruturalmente mais intensivos e menos elásticos no uso de eletricidade do que os Estados da região Sudeste. Assim sendo, a população do Nordeste seria proporcionalmente mais prejudicada pelas medidas que impõem metas lineares de redução de consumo e aumento das tarifas de energia.

A população do Nordeste seria proporcionalmente mais prejudicada pelas medidas que impõem metas lineares de redução de consumo e aumento das tarifas de energia

Os fundamentos da crise de abastecimento de eletricidade vivida em 2001 são bem conhecidos e podem ser resumidos nos seguintes três pontos. Primeiro, nossa produção de eletricidade é feita com a água estocada em reservatórios. Segundo, os reservatórios das regiões Sudeste e

Nordeste estavam, em junho de 2001, muito mais vazios do que seria necessário para assegurar o suprimento normal. Terceiro, chuvas significativas só eram esperadas a partir de novembro. Diante desse quadro optou-se por reduzir compulsoriamente o consumo, fixando-se *metas* calculadas com base num corte linear de 20%.

O plano de racionamento proposto pela Câmara de Gestão da Crise Energética (CGCE) utilizou dois tipos de instrumento, a redução compulsória e o incentivo via preços. De uma lado, foi definido um redutor de 20% no uso de energia elétrica para todos aqueles cujo consumo estivesse acima de 100kWh/mês. Esse redutor foi aplicado sobre a média de consumo do trimestre maio-julho de 2001. Os consumidores que não cumprissem a meta seriam advertidos e, em caso de reincidência, seriam desligados do serviço de eletricidade. Além disso, foi também utilizado pela CGCE um mecanismo de incentivo através de preços, pelo qual seriam penalizadas as residências que consumissem acima de 250kWh/mês.

As respostas ao esforço de racionamento foram significativamente distintas entre as regiões do País. Considerando que os subsistemas Norte e Sul não estiveram ameaçados por falta de suprimento, o esforço de racionamento teve mais importância nos outros dois subsistemas, Sudeste e Nordeste. Com auxílio das informações disponibi-

lizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), identificam-se alguns padrões de comportamento dignos de nota. Observe-se inicialmente (Figura 1) que o total de eletricidade economizada cresce nos dois primeiros meses de racionamento e que, de julho em diante, o percentual economizado torna-se menor a cada mês. A partir de agosto as duas regiões ficam aquém da meta estabelecida pelo racionamento. Embora esse movimento geral tenha sido igual para as duas regiões, chama a atenção o fato de que, durante todo o período observado, a região Sudeste esteve mais próxima de cumprir a meta proposta, tendo obtido mesmo uma pequena folga no mês de julho. A região Nordeste chegou muito próximo da meta estabelecida, mas não conseguiu atingir de fato os 20% de redução propostos.

Entre as diversas causas que podem ter gerado essa diferença de comportamento, apresentaram-se a seguir algumas de natureza estrutural nos setores residencial e industrial, que certamente terão condicionado o uso de eletricidade nas duas regiões durante o período de racionamento em 2001. Argumenta-se que as diferenças nos níveis de rendimento determinaram, possivelmente, os padrões de consumo no setor residencial. Na análise do setor industrial, chama-se a atenção para a natureza intensiva em energia dos produtos fabricados na Bahia.

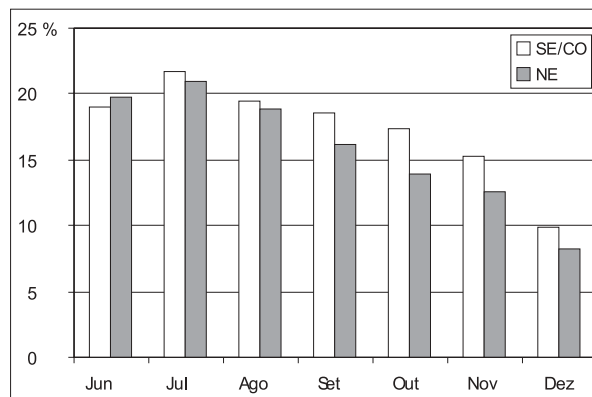
SETOR RESIDENCIAL: RENDA, DESPESAS E POSSE DE ELETRODOMÉSTICOS

Rendimento e consumo de eletricidade

A literatura internacional sobre Economia da Energia oferece diversos estudos sobre a relação entre nível de renda e uso de energia. Embora existam diferenças marcantes entre as diversas regiões do mundo, observa-se que a relação geral entre uso de energia e nível de renda é positiva, isto é, quanto maior o nível de renda, maior também o uso de energia.

A relação entre uso de energia e nível de renda pode ser vista na Figura 2, onde estão registrados dados compilados pelo Banco Mundial sobre 112 países. Há duas características da figura que merecem destaque. Primeiro, a clara tendência as-

Figura 1 - Redução no consumo de eletricidade em 2001

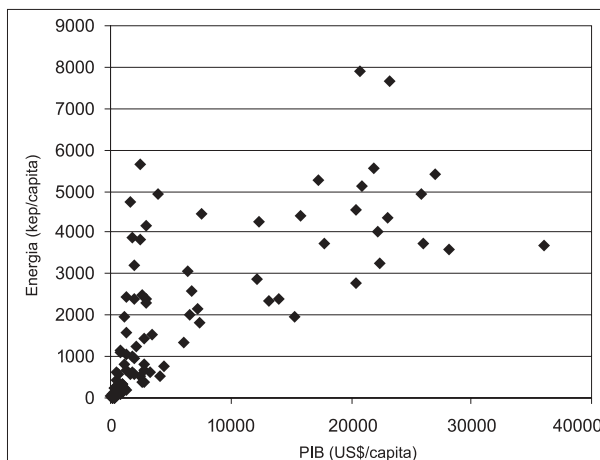


Fonte: ONS

centente entre o uso de energia e a renda. Segundo, o aumento da dispersão dos padrões de uso de energia à medida que aumenta o nível de renda. Note-se, por exemplo, a grande variação no uso de energia que se observa nas faixas de renda per capita de \$3.000 e de \$22.000. A maior dispersão dos pontos nos níveis mais altos de renda sugere a possibilidade de trajetórias alternativas de desenvolvimento. Enquanto algumas sociedades aumentam o uso de energia mais que proporcionalmente ao nível de renda, outras parecem percorrer uma trajetória mais eficiente ou menos intensiva no uso da energia, de forma que esse cresce menos rapidamente que a renda. Assim, famílias nos níveis de renda mais altos teriam, em princípio, maiores possibilidades de reduzir o uso de energia do que as famílias em patamares de rendimento mais baixos.

Como elemento de análise das diferenças de comportamento no racionamento, argumenta-se

Figura 2 - Uso de Energia e Nível de Renda



Fonte: Banco Mundial, 1994

aqui que a relação positiva entre uso de energia e nível de renda é válida para a eletricidade, que é a forma mais nobre de energia. De acordo com esse padrão, a redução no consumo seria mais difícil para a população do Nordeste. Essa região consome, em média, menos eletricidade que a população do Sudeste, onde o nível de renda é mais elevado.

Vejam-se os dados da Pesquisa Mensal de Emprego apresentados a seguir (Tabela 1). O rendimento médio mensal dos ocupados na Região Metropolitana de São Paulo é muito superior ao de Salvador em todas as categorias de ocupados, sendo que essa diferença aproxima-se de 100% para os empregados com carteira assinada.

Tabela 1 - Rendimento Médio Nominal do Trabalho Principal (R\$)

	Salvador	São Paulo	Diferença
Empregados com carteira assinada	466	922	98%
Empregados sem carteira assinada	407	700	72%
Conta-própria	331	841	154%
Empregador	2.074	2.621	26%

Fonte: IBGE, PME, 2001

A diferença em nível de rendimento reflete-se no padrão de consumo de eletricidade por unidade consumidora, que é, no subsistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste (195kWh/mês), 72% maior do que no subsistema Norte-Nordeste (110kWh/mês). (Tabela 2)

Tabela 2 - Consumo Residencial por Consumidor em 2001 (kWh/mês)

Norte Isolado	186
N-NE Interligado	113
S-SE-CO Interligado	195
Brasil	173

Fonte: Eletrobras, 2001

Posse de eletrodomésticos

A diferença no nível de renda entre as regiões reflete-se também no tipo de eletrodomésticos usados pelas famílias. De maneira geral, as famílias com nível de renda mais alto tenderiam a buscar maior conforto com o uso de aparelhos não-essenciais; esses, durante o racionamento, poderiam ser

mais facilmente desativados que os equipamentos essenciais.

Com base nos dados da Pesquisa de Orçamento Familiar do IBGE, selecionaram-se eletrodomésticos para os quais as diferenças entre Salvador e São Paulo fossem mais pronunciadas (no mínimo 50% de diferença), na proporção de famílias com posse de determinados aparelhos (Tabela 3). Uma vez identificados os eletrodomésticos com maior diferença na estrutura de posse, procura-se verificar os tipos de uso final que poderiam estar associados às diferenças em consumo médio entre as duas regiões metropolitanas. Ou seja, foram excluídos da lista os eletrodomésticos para os quais a estrutura de posse é semelhante.¹

Como seria esperado, a Região Metropolitana de São Paulo tem maior proporção de famílias com eletrodomésticos. A diferença notável está nos aparelhos de ar condicionado, que se encontram instalados em proporção muito maior nas residências de Salvador, fato que se explica pela sua temperatura média, muito superior ao longo de todo o ano. Salvo essa exceção, deve-se notar as diferenças em outros aparelhos eletrointensivos e relativamente supérfluos. A máquina de lavar pratos encontra-se em 10% das famílias paulistanas e em apenas 1% das famílias de Salvador. A secadora de roupas encontra-se em 13% das casas paulistas e em apenas 1% das casas em Salvador. Na

Tabela 3 - Proporção de Famílias com Posse de Eletrodomésticos (1996)

	Salvador	São Paulo
Ar condicionado	4%	1%
Aspirador de pó	5%	33%
Batedeira de bolo	22%	51%
Enceradeira	10%	27%
Forno de microondas	5%	26%
Gravador e toca-fitas	13%	18%
Máquina de costura	24%	38%
Máquina de lavar roupas	20%	62%
Máquina de lavar pratos	1%	10%
Máquina de secar roupas	1%	13%
Microcomputador	5%	9%
Rádio de mesa	22%	44%
Secador de cabelos	17%	44%
Torradeira elétrica	2%	10%

Fonte: IBGE, POF

região de São Paulo, cerca de um quarto das residências dispõe de forno de microondas, enquanto que essa proporção é de apenas 5% entre as famílias de Salvador. A lavadora de roupas, que poderia ser considerada essencial, está em 62% das famílias da Região Metropolitana de São Paulo, e em apenas 20% das residências de Salvador. De maneira análoga observa-se que outros aparelhos, com alto consumo de energia, tais como secador de cabelos, torradeira elétrica e aspirador de pó estão muito mais presentes nas residências paulistas que nas soteropolitanas. Na medida em que esses aparelhos não são indispensáveis, seu uso pode ser limitado ou mesmo eliminado, sem grandes transtornos para o cotidiano da família. Esse fato terá certamente contribuído para que a redução do consumo visando a satisfazer as metas individuais fosse, em média, mais fácil em São Paulo que em Salvador.

Gastos com eletricidade

O racionamento de eletricidade foi acompanhado de um aumento de tarifa residencial para famílias com consumo acima de 250 kWh/mês. Além do racionamento em si, buscou-se também reduzir o consumo através do aumento de preço. Assim, ao avaliar a possibilidade de redução no consumo, é importante também considerar o peso da despesa com eletricidade no orçamento das famílias (Tabela 4). O comportamento esperado é que as famílias serão mais sensíveis ao aumento nos preços, à medida que o gasto com aquele item de despesa representar uma proporção maior na despesa familiar.

Observa-se inicialmente que, em São Paulo, o gasto com eletricidade representa uma parcela significativamente maior do orçamento familiar que em Salvador. Embora essa diferença tenha diminuído no período das duas últimas pesquisas,

vê-se que, em 1996, a proporção do gasto familiar com eletricidade era ainda 22,4% maior em São Paulo que em Salvador. O comportamento esperado, frente a um aumento de tarifas nos moldes impostos pelo plano de racionamento, seria o de que as famílias paulistas tivessem relativamente mais incentivo para reduzir o consumo de eletricidade, já que esse item representa uma parcela maior de sua despesa mensal. Essa expectativa teórica é confirmada, portanto, pelo resultado observado durante o período de racionamento em 2001, verificando-se maior retração do consumo no subsistema Sudeste.

Observe-se ainda que o peso da eletricidade no orçamento familiar é baixo em ambas as regiões, o que tenderia a tornar o padrão de consumo familiar relativamente insensível a variações na tarifa. Esse fato merece uma ressalva. O resultado da POF apresentado acima é de 1996, ou seja, foi obtido no momento em que estava apenas começando a privatização das concessionárias distribuidoras de eletricidade. A partir daí, privatizou-se a maioria das concessionárias distribuidoras, passando as tarifas residenciais a experimentar aumentos superiores ao comportamento dos índices de preços ao consumidor — o que pode ter alterado significativamente a parcela do orçamento familiar gasta com eletricidade,² sem, no entanto, modificar as diferenças regionais no orçamento familiar.

INDÚSTRIA: O PESO DOS ELETROINTENSIVOS

A maior dificuldade encontrada no Nordeste para atingir as metas do racionamento de eletricidade foi também influenciada pelo peso do segmento industrial no consumo total, bem como pela natureza da produção industrial. Tomando novamente como referência o Estado da Bahia, vê-se que o uso residencial de eletricidade corresponde a 20% do total, e o uso industrial corresponde a 55% do total (Tabela 5). Esses números são significativamente diferentes da média nacional, que é de 26% para o residencial e de 45% para a indústria (BEN, 2000). A necessidade de racionamento de eletricidade tem implicações relativamente mais onerosas para o setor industrial. Isso porque, na maior parte das aplicações industriais, é muito limi-

Tabela 4 - Percentual da Despesa Média Mensal Gasto com Eletricidade

	1987	1996
Salvador	1,25%	1,92%
São Paulo	1,85%	2,35%
Diferença (%)	48,0%	22,4%

Fonte: IBGE, POF

Tabela 5 - Estrutura do Mercado de Eletricidade na Bahia

Setor	Fornecedor	Consumo (GWh/ano)	% Total
Residencial	Coelba	3.340	20,3%
Comercial	Coelba	1.976	12,0%
Iluminação Pública	Coelba	577	3,5%
Água/Esgoto	Coelba	503	3,1%
Rural/Outros	Coelba	1.040	6,3%
Industrial Total		9.000	54,8%
Total		16.436	

Fonte: FIEB, 2001

tada a possibilidade de substituição da eletricidade por outros combustíveis. Com isso, a redução no consumo de eletricidade implica necessariamente redução da produção. A exceção a essa regra seriam os autoprodutores, mas eles não são numerosos: representaram apenas 7% da geração total de eletricidade no País em 2000. De forma geral, portanto, pode-se afirmar que a maior concentração do consumo de eletricidade na indústria implica maior rigidez no consumo total.

A capacidade de se racionar o consumo de eletricidade é também condicionada pela natureza da produção industrial da região. O Sudeste tem uma estrutura produtiva altamente diversificada, que oferece a possibilidade de transferir para outras empresas a produção de algumas partes ou componentes mais intensivos em eletricidade. No Nordeste, essa diversificação não existe ou é muito mais limitada. Tome-se novamente o exemplo da Bahia. A sua produção industrial está concentrada, fundamentalmente, em bens intermediários, nos complexos metal-mecânico e químico, que demandam uso intensivo de eletricidade em sua fabricação. Juntos, os setores de Metalurgia Básica, Petroquímica e Papel e Celulose representam 84% do consumo industrial de eletricidade. (Tabela 6)

Os grandes consumidores industriais de eletricidade da Bahia são Gerdau, Ferbasa, Sibra, Alcan, Caraíba, Dow, e CQR. Essas sete empresas industriais (todas elas servidas pela Chesf) são responsáveis por cerca de 60% do total de consumo industrial de eletricidade, isto é, cerca de 33% do consumo total do Estado. Trata-se de produtos intrinsecamente intensivos em energia, cujos proces-

Tabela 6 - Consumo Setorial de Eletricidade na Indústria Baiana (2000)

DESCRIÇÃO	QTDE	MWh/Ano	%	% Acumulado
Metalurgia básica	10	3.212.760	41,71	41,71
Fabricação de produtos químicos	115	2.614.094	33,94	75,65
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	21	630.107	8,18	83,83
Fabricação de produtos alimentícios e bebidas	341	348.448	4,52	88,35
Outros		897.350	11,65	100,00
Totais	487	7.702.759	100,00	

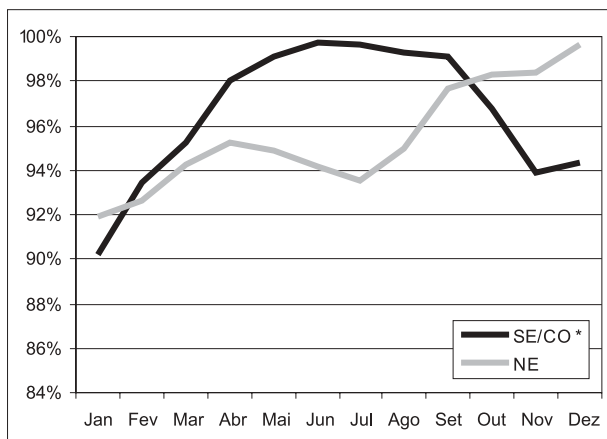
Fonte: FIEB

sos de produção oferecem relativamente menos possibilidades para a redução do consumo de eletricidade. Essa teria sido, vale repetir, uma razão adicional para as diferentes respostas regionais, isto é, a indústria nordestina e, particularmente, a indústria baiana, teriam, devido à natureza dos produtos que fabricam, maior dificuldade em reduzir significativamente o consumo de eletricidade.

PERFIL TEMPORAL DA DEMANDA

Para examinar o perfil temporal da demanda, foram utilizados os dados disponibilizados pelo ONS (2001) sobre a demanda máxima de eletricidade em cada segmento do sistema elétrico nacional, tomando-se como referência para a análise a média dos valores observados de 1995 a 2000. As tendências das séries de dados mostram que o perfil temporal da demanda de eletricidade foi um dos fatores que determinaram diferenças nos comportamentos regionais durante o racionamento. Observa-se (Figura 3, na próxima página) que a demanda no sistema Sudeste-Centro-Oeste atinge seu ponto máximo durante os meses de inverno. Isso se deve em grande parte à maior demanda por iluminação nos meses em que os dias são mais curtos. A partir de agosto, a demanda no sistema Sudeste-Centro-Oeste tende a cair acentuadamente até os meses de novembro e dezembro, quando retoma a trajetória ascendente. No Nordeste, a demanda por eletricidade tem comportamento temporal contra-cíclico em relação ao Sudeste. A demanda é relativamente baixa nos meses de inverno, e tende a crescer ao longo do segundo se-

Figura 3 - % da Demanda Máxima de Eletricidade (média 1995-2000)



Fonte: ONS e elaboração própria

mestre, à medida que se aproximam o verão e o período de festas.

Tomando como referência esses dados, percebe-se que, a prevalecer a tendência típica da demanda de energia, o Nordeste teria mais dificuldade para satisfazer as metas do racionamento, pois estaria em período de demanda média crescente, enquanto que o Sudeste estaria, naturalmente, em período de demanda decrescente. Ou seja, ao tomar como referência o período maio-julho para cálculo das metas individuais de racionamento, o Governo Federal teria sido relativamente mais exigente com a população do Nordeste, já que o período de referência é, em média, um momento de demanda reduzida na região.

MAIS RACIONAMENTO PARA O NORDESTE?

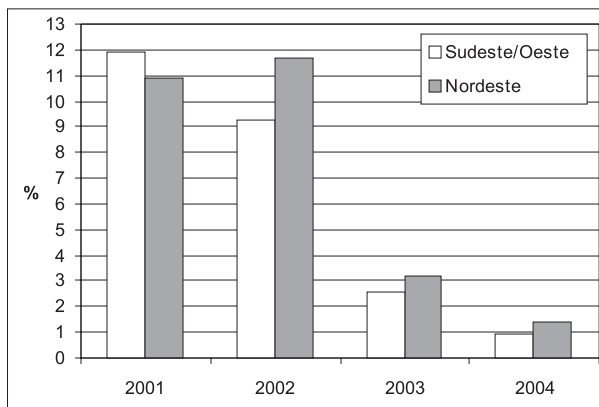
Passados os meses de novembro e dezembro de 2001, passou também o momento mais crítico da crise de abastecimento de eletricidade. As primeiras chuvas do verão de 2002 registram precipitação acima da média histórica. Os reservatórios estão-se recompondo em parte, e já se cogita, para o primeiro trimestre de 2002, a suspensão do racionamento. Diante desse quadro fica a pergunta: existe possibilidade de um novo racionamento no curto prazo?

No momento não há uma resposta definitiva para essa pergunta. A crise de abastecimento abalou a estrutura do programa de reestruturação do setor elétrico. Em dezembro de 2001 foi anunciado

o retorno do investimento das geradoras estatais. O Estado brasileiro está-se reformando para reassumir a atribuição de planejamento de longo prazo do setor. Essas reformas atingem o Ministério de Minas e Energia, particularmente o Departamento de Política Energética (DNPE), e o próprio Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que assessorava a Presidência da República. A mudança mais profunda, até agora, foi a extinção do Mercado Atacadista de Energia (MAE), e a criação de um novo mercado atacadista, o Mercado Brasileiro de Energia (MBE), do qual não participarão as geradoras estatais, responsáveis por 70% da eletricidade produzida no País. O quadro é, portanto, de indefinição.

A informações disponíveis no momento indicam que o risco de racionamento será decrescente nos próximos anos. Em 2002, no entanto, o risco ainda estaria acima do valor de referência de 5%, conforme mostra a figura abaixo. (Figura 4)

Figura 4 - Risco de Déficit (Cálculo anterior ao racionamento)



Fonte: Eletrobras

Do ponto de vista regional, a informação disponível mostra que em 2002 o Nordeste continua exposto a um grande risco de racionamento e, ainda, que para os próximos três anos esse risco é maior para o Nordeste que para o subsistema Sudeste-Centro-Oeste.

É importante repetir que esses são cálculos anteriores ao racionamento. Desde então várias medidas foram tomadas que podem alterar significativamente as estimativas de risco. A principal medida de curto prazo foi a criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

(CBEE), que deverá investir R\$4 bilhões no aluguel de usinas emergenciais. Os contratos já assinados correspondem à instalação de 1,5GW de potência na forma de usinas termelétricas, que oferecerão a energia emergencial a um custo estimado de R\$288/MWh. A maioria dessas usinas destina-se à região Nordeste (Simão, 2002).

Crescimento da demanda

Como complemento à análise já apresentada, é importante destacar ainda algumas características de mercado que tornam a situação de abastecimento de eletricidade no Nordeste mais crítica que no restante do País. Uma dessas características é o crescimento da demanda por eletricidade na região, que tem-se mostrado muito superior à média nacional (Tabela 7). Mesmo durante o período recessivo de 1990-94, a demanda no Nordeste cresceu a 19%, um pouco acima dos 18% da média nacional e dos 17% da região Sudeste-Centro-Oeste. Essa diferença é ainda mais pronunciada na segunda metade da década passada, quando a demanda no Nordeste cresceu cerca de 42%, comparada a 32%, para a média nacional, e a 31%, para o Sudeste.

Tabela 7 - Carga Própria de Energia Taxa de Crescimento

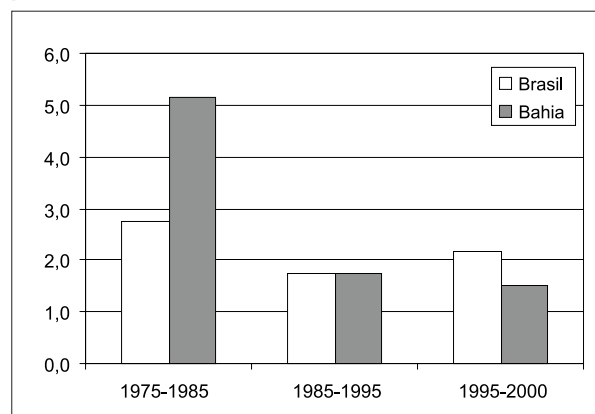
	S-SE-CO	NE	SIN **
1981-90	70,7%	83,3%	82,3%
1990-94	16,5%	18,9%	18,0%
1994-00	31,4%	41,8%	32,4%
1981-00	161,3%	209,1%	184,9%

Fonte: ONS e elaboração própria

Esses números mostram que o Nordeste tem seguido uma trajetória de crescimento mais intensivo em eletricidade que o restante do País. A se manter esse padrão, a região necessita de investimentos relativamente maiores para garantir a estabilidade no suprimento de energia.

No caso específico da Bahia, vê-se que a industrialização, durante as décadas de 1970 e 1980, foi fortemente intensiva em energia, fazendo com que o uso de energia no Estado crescesse mais que cinco vezes em proporção à renda, conforme mos-

Figura 5 - Elasticidade Renda da demanda por eletricidade



Fonte: SEI, IBGE, ELETROBRAS

tra a Figura 5. Embora esse padrão tenha-se alterado ao longo da década de 1990, a demanda por eletricidade na Bahia continua a crescer em proporção maior que a renda gerada.

Dependência externa

Outra característica relevante do mercado de eletricidade da região Nordeste é a insuficiência de geração própria. A capacidade de geração regional não aumenta na mesma proporção que a demanda, levando o subsistema Nordeste a depender cronicamente de transferências dos demais subsistemas do SIN. (Tabela 8)

Tabela 8 - Subsistema Elétrico Nordeste

	Produção (Mwmed)	Carga (Mwmed)	Saldo (Mwmed)
1996	4.505,94	4.821,5	(315,6)
1997	5.144,8083	5.178,3	(33,5)
1998	5.599,7212	5.592,7	7,1
1999	5.100,0358	5.690,4	(590,4)
2000	5.682,3417	5.885,4	(203,0)

Fonte: ONS. 2001

Durante a crise de 2001, a capacidade de transferência das outras regiões em direção ao Nordeste foi insuficiente para normalizar o seu abastecimento, mesmo operando a plena capacidade. Existe, portanto, necessidade imediata de ampliação da capacidade de interconexão entre o Nordeste e os demais subsistemas para a garantia da estabilidade do suprimento no futuro próximo.

Escassez de recursos naturais

Dadas a demanda crescente a altas taxas e a dependência de importação de outras regiões, cabe uma consideração sobre as possibilidades de expandir a geração dentro do próprio Nordeste. No futuro imediato, é possível que a geração local se dinamize, com o repotenciamento de unidades hidrelétricas já existentes e a já mencionada contratação de usinas de emergência. No entanto, a expansão de longo prazo da geração no Nordeste enfrenta difíceis limitações de recursos naturais.

É notório o esgotamento da capacidade do Rio São Francisco, que é a única opção para hidrelétricas de grande porte na região. A limitação dos recursos hídricos existe não só para os grandes empreendimentos, mas também para as PCHs. Das 28 PCHs já autorizadas para operar, num total de 259,4 MW, nenhuma se situa no NE. O único empreendimento previsto para a região é Sítio Grande, na Bahia, com 25MW, e assim mesmo não tem ainda autorização, já que se encontra com impedimentos de natureza ambiental para operação. (ANEEL *apud* Costa, out. 2001)

A disponibilidade de biomassa também parece pequena, a julgar pela produção autorizada até o momento (Tabela 9). Entre os autoprodutores autorizados a gerar energia a partir do bagaço de cana, apenas dois deles estão situados no Nordeste, conforme tabela a seguir.

Tabela 9 - Autoprodutores Autorizados a partir de Bagaço de Cana

Localização	Nº. de unidades	Potência total (MW)
São Paulo	22	179,93
Alagoas	2	33,31
Goiás	1	10
Minas	1	17,94
Mato Grosso	2	34
Total	28	275,18

Fonte: Costa, dez. 2001

No futuro imediato, a maior esperança de geração local está na energia eólica. Está prevista a instalação de 3.680 MW de geração eólica, com a implantação de 43 usinas, sendo 41 delas no Nordeste e apenas duas no Estado do Rio de Janeiro. Das usinas programadas para o Nordeste, oito têm

início de operação previsto para julho de 2002, totalizando um acréscimo de 626,1 MW (ANEEL *apud* Cunegundes, 2001). Mesmo assim, esse acréscimo de capacidade é relativamente modesto, considerando-se que, no período 1996-2000, a demanda média no Nordeste cresceu à taxa anual média de 5%, o que equivale a cerca de 293 MW médios adicionais por ano.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante o período de racionamento de eletricidade em 2001 houve diferenças significativas de comportamento entre regiões do Brasil. A região Sudeste mostrou maior capacidade de redução do consumo que o Nordeste. Argumenta-se aqui que essa diferença de comportamento deve-se a características de natureza estrutural nos setores residencial e industrial.

Explora-se inicialmente o pressuposto teórico segundo o qual as diferenças nos níveis de rendimento determinariam, em larga medida, os padrões de consumo no setor residencial. A evidência empírica mostra que algumas sociedades aumentam o uso de energia mais que proporcionalmente ao nível de renda, enquanto outras percorrem uma trajetória mais parcimoniosa, o que leva o uso de energia a crescer menos rapidamente que a renda. Assim, famílias em níveis de renda mais altos teriam, em princípio, maiores possibilidades de reduzir o uso de energia que as famílias em patamares de rendimento mais baixos. Essa teria sido uma das causas pelas quais a redução no consumo seria mais difícil para a população do Nordeste. Nessa região consome-se em média 110kWh/mês, isto é, 72% menos que os 195kWh/mês consumidos pela população do Sudeste, onde o nível de renda é mais elevado. Para investigar as consequências da diferença no nível de renda entre as regiões foi feita uma comparação dos tipos de eletrodoméstico usados pelas famílias. De maneira geral, as famílias do Sudeste, com nível de renda mais alto, fazem uso de aparelhos não-essenciais, que podem ser mais facilmente desativados durante o racionamento, sem grande perda de qualidade de vida.

Observa-se também que, em São Paulo, o gasto com eletricidade representa uma parcela signifi-

cativamente maior do orçamento familiar que em Salvador. O comportamento esperado, frente a um aumento de tarifas nos moldes impostos pelo plano de racionamento, seria o de que as famílias paulistanas tivessem relativamente mais incentivo para reduzir o consumo de eletricidade, já que esse item representa uma parcela maior de sua despesa mensal. Essa expectativa teórica é também confirmada, pelo resultado observado durante o período de racionamento em 2001.

Na análise do setor industrial, chama-se a atenção para a natureza intensiva em energia dos produtos fabricados na Bahia, onde o uso industrial corresponde a 55% do total. Essa proporção é significativamente diferente da média nacional, que é de 45% para a indústria (BEN, 2000). A necessidade de racionamento de eletricidade tem implicações relativamente mais onerosas para o setor industrial, já que a substituição da eletricidade por outros combustíveis é relativamente mais difícil, e implica necessariamente algum grau de redução da produção. Na Bahia, a produção industrial está concentrada nos complexos metal-mecânico e químico, que demandam uso intensivo de eletricidade em sua fabricação. Esse perfil eletrointensivo do setor industrial contribuiu para as diferentes respostas regionais, já que a indústria nordestina (e a baiana, em particular) teria maior dificuldade em reduzir significativamente o consumo de eletricidade.

Embora o risco de racionamento deva ser menor nos próximos anos, é provável que em 2002 esse risco esteja acima do valor de referência de 5%. Do ponto de vista regional, a informação disponível mostra que em 2002 o Nordeste ainda estará exposto a um grande risco de racionamento, e que, para os próximos três anos, esse risco é maior para o Nordeste que para o subsistema Sudeste-Centro-Oeste.

Tudo indica que a situação de abastecimento de eletricidade no Nordeste permanecerá mais crítica que no restante do País. O crescimento da demanda por eletricidade na região tem-se mostrado muito superior à média nacional, e a região Nordeste tem poucas perspectivas de aumentar a geração própria. A capacidade de geração regional não tem acompanhado a evolução da demanda, levando o subsistema Nordeste a depender cronicamente de

transferências dos demais subsistemas. No futuro imediato, é possível que a geração local se dinamize, com o repotenciamento de unidades hidrelétricas já existentes e a já mencionada contratação de usinas de emergência. No entanto, os elementos colhidos para esta análise indicam que a expansão de longo prazo da geração no Nordeste enfrenta difíceis limitações na disponibilidade de recursos naturais adequados.

NOTAS

- 1 A POF não traz informação sobre a posse de chuveiros elétricos.
- 2 No período 1997-2000 o índice de preços ao consumidor (INPC) teve aumento acumulado de 21,5%, enquanto que as tarifas da Coelba tiveram reajuste acumulado de 33,9% (ANEEL, 2000, e cálculos próprios).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/pesqdoc.htm> > . Acesso em: 23 dez. 2000.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional*. Brasília, 2000.
- COSTA, Claudia. Pequenas, mas com grandes dúvidas. *Brasil Energia*. n. 251, p.94-100, out. 2001.
- _____. Solução para futuras crises. *Brasil Energia*. n.253, p.85-93. dez. 2001.
- CUNEGUNDES, Patrícia. Aneel autoriza 43 novas usinas eólicas. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, p. A-4, 29/ 30 dez. 2001.
- ELETROBRÁS. *Resenha de mercado*. Disponível em: < <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/> > . Acesso em: abr. 2001.
- INDICADORES INDUSTRIAIS FIEB. Salvador: FIEB - Superintendência de Desenvolvimento Industrial, n. 12/01, dez. 2001.
- IBGE. *Pesquisa de Orçamento Familiar (POF)*. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br>> Acesso: em 27 nov. 2001.
- _____. *Pesquisa Mensal de Emprego (PME)* <<http://www.sidra.ibge.gov.br>> Acesso em: 8 jan. 2002.
- ONS. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: < <http://energia.ons.org.br/ons/energia/> > Acesso em: dez. 2001.
- SIMÃO, Edna. Usinas emergenciais terão R\$ 4 bilhões. *Gazeta Mercantil*. p. A-6, 11, 12, 13 jan. 2002.
- SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E SOCIAIS DA BAHIA. Disponível em: < <http://www.sei.ba.gov.br> > Acesso em: dez. 2001.
- WORLD BANK. *World development report*. Washington, DC: BIRD, 1994.

* André Garcez Ghirardi é professor adjunto da Faculdade de Ciências Econômicas e coordenador do Núcleo de Estudos sobre Regulação da UFBA. ghirardi@ufba.br

Oferta de energia elétrica no Nordeste: perspectivas de expansão

José Carlos de Miranda Farias*

Jorge Lamartine Pelinca**

Resumo

Aborda-se o tema da ótica da nova modelagem para a expansão do sistema eletroenergético brasileiro. Partindo-se da situação atual do sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, propicia-se uma visão da matriz de fontes de geração da energia elétrica nacional e suas tendências, destacando a região Nordeste. Mostram-se como se processará o desenvolvimento do parque gerador, como são considerados os projetos das usinas hidrelétricas, aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o processo licitatório para usinas de potência superior a 60 MW e a possibilidade das novas usinas virem a ser construídas por qualquer Agente de Geração, titular de concessão ou autorização outorgada pelo Poder Concedente, caso da CHESF. São ainda discutidos: a penetração, no mercado, das usinas termelétricas, que, diferentemente dos projetos hidrelétricos, não requerem um processo de licitação, bastando-lhes a autorização da ANEEL; os principais investimentos previstos para a região, abordando-se a expansão do sistema de transmissão necessário para adequar a rede básica do Nordeste aos novos fluxos de energia entre as fontes produtoras e os principais centros consumidores; e os processos de licitação da transmissão, em conformidade com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, e a possibilidade de a obra ser executada e operada por qualquer Agente de Transmissão. Finalmente, são indicadas as tendências da expansão da transmissão.

Palavras-chave: fontes de energia, oferta de energia, geração, PCHs, meio ambiente.

Abstract

The theme here is the vision of the new modeling for the expansion of the Brazilian electroenergy system. Starting from the present situation of the Brazilian system, that is predominantly hydroelectric, one can have a vision of the matrix of sources of generation of national electric power and its tendencies, pointing the Northeast region out. One will be able to see how the development of the generating park will be, how the projects for power plants are considered, how they are approved by Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Electric Power National Agency), the bidding process for power plants that have potency higher than 60 MW and the possibility of new power plants that can be built by any Generation Agent, that has the concession or authorization given by the Granting Power, in this case CHESF. Still for discussion are: the penetration in the market of electric power plants that, differently than hydroelectric projects, do not require a bidding process, being ANEEL's authorization enough; the main investments that are foreseen for the region, and the expansion of the transmission system that is necessary for the adaptation of the basic net existing in the Northeast to the new flows of energy between the producing sources and the main consuming centers; and the transmission bidding processes, in accordance with the restructuring of the Brazilian electric sector, and the possibility of carrying out the work and having it operated by any Transmission Agent. Finally, the transmission expansion trends are indicated.

Keywords: energy sources, energy supply, generation, small hydro, environment.

A matriz energética do Brasil, em termos de consumo final, segundo dados de 1999, é formada com 40% de eletricidade; 35% de petróleo; 16% de biomassa; 2 % de gás natural, e 7% de outros combustíveis. Como 90% da eletricidade é produzida em usinas hidrelétricas, tem-se, portanto, uma matriz em que predominam fontes renováveis de energia.

Quanto à participação da eletricidade na matriz, ressalta-se que sua elasticidade, no período 1970

a 1999, foi de 1,73, enquanto que a elasticidade energética global foi de apenas 1,03, no mesmo período, evidenciando a sua grande penetração na matriz energética brasileira.

Esse avanço da eletricidade pode ser explicado:

- pelo programa de governo de substituição dos combustíveis fósseis, implementado após a primeira crise do petróleo, do qual o País era extremamente dependente;
- pelo programa de universalização ao acesso da

energia elétrica para toda a população, a qual já conta com atendimento em 94% das residências (5 milhões de residências não possuem eletricidade); para superar esse déficit estão sendo priorizadas as ações do programa “Luz no Campo”, que conta com significativos recursos para levar energia às residências que ainda não dispõem de eletricidade, tendo sido estabelecidas tarifas especiais para consumidores de baixo consumo, e para a importação de painéis solares visando o fornecimento de energia a comunidades isoladas, nas quais o custo de atendimento por rede convencional se mostre mais elevado.

A participação das fontes primárias na produção de energia elétrica no Brasil é bastante diferente daquela dos países desenvolvidos e da média mundial. Observa-se a predominância da fonte hidrelétrica no Brasil (91%), enquanto na Alemanha, por exemplo, 65% da energia é produzida a partir de combustíveis fósseis e há grande participação da fonte nuclear (conforme dados da Agência Internacional de Energia). Essa é a diferença atual. Na realidade, o Brasil encontra-se no estágio em que se situavam os países da Europa e os Estados Unidos da América entre as décadas de 40 e 50, os quais têm hoje praticamente todo o seu potencial hidrelétrico desenvolvido. Essa diferença é uma vantagem, visto que o consumo de energia do Brasil tem origem em fontes renováveis (52%, se somadas hidreletricidade e biomassa), contando ainda o País com imensos recursos naturais para sustentar o seu crescimento.

O Brasil tem, portanto, grandes potencialidades de crescimento econômico e social, e vem buscando novos rumos para promover o seu desenvolvimento. A utilização dos seus recursos naturais para geração de energia é um dos pilares para isso. Para um melhor entendimento de como se dará a evolução do sistema eletroenergético é necessário conhecer o modelo recém-adotado pelo País no final da última década, o qual se encontra ainda em fase de implantação.

Com o intuito de amenizar ou resolver a forte crise em que o País ingressou após a segunda crise do petróleo, o governo brasileiro buscou, através dos setores produtivos, principalmente do setor elétrico, instrumentalizar a política econômica.

Um rigoroso controle tarifário, o abandono da remuneração garantida mínima e a ida das estatais do setor elétrico, já endividadas, ao mercado internacional para compra de equipamentos das obras futuras, viabilizando empréstimos para outros setores do governo, levou tais empresas a aumentarem ainda mais o seu alto índice de endividamento. O problema setorial veio a se agravar com a inadimplência entre as empresas do setor, ou seja, com o caos em que se mergulhou em decorrência de um “calote” quase generalizado no final da década de 80 e início dos anos 90. Esta inadimplência levou a se paralisar a construção de quase duas dezenas de usinas hidrelétricas.

Com base em um conjunto de dispositivos legais, ficaram definidos, entre os anos de 1993 e 1995, o acerto de contas entre as empresas do setor, as regras para formação de consórcios e licitações de bens e serviços públicos.

A Lei No 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, estabelecendo que o poder concedente delegaria, mediante licitação, a prestação de tais serviços, definindo as regras e condições para tal. Por sua vez, a Lei No 9.074, de 7 de julho de 1995, outorgou e prorrogou concessões existentes de serviços públicos e criou a figura do Produtor Independente de Energia. Nos termos dessa lei, a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica foram tratadas como atividades distintas, abrindo o caminho para a desverticalização das empresas.

Esse conjunto de peças legais preparou o caminho para a grande reestruturação do setor elétrico brasileiro, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia. O governo decidiu então elaborar o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), tendo contratado, por meio de licitação internacional, com recursos do Banco Mundial, a consultora inglesa Coopers & Librand, consorciada com as brasileiras Ulhoa Canto, Engevix e Main Engenharia.

O documento preparado pelo governo, que serviu de base para a elaboração das propostas dos concorrentes, pressupunha a cobertura dos seguintes objetivos para a reestruturação:

- assegurar a expansão da hidreletricidade e da oferta de energia;

- estimular o investimento;
- reduzir riscos para os investidores, garantindo a modicidade das tarifas;
- maximizar a competição;
- garantir o livre acesso dos agentes ao sistema existente;
- estruturar um órgão regulador forte e independente;
- redefinir as funções da ELETROBRÁS;
- garantir a operação ótima do sistema;
- incentivar a eficiência com garantia da qualidade do fornecimento e sua adequação às necessidades do mercado.

Permitir ao governo concentrar-se nas funções políticas de regulamentação e fiscalização do setor e propiciar a transferência da responsabilidade da operação e dos investimentos para o setor privado foram os objetivos principais da reestruturação proposta.

A elaboração do trabalho, que daria novo formato ao modelo do setor elétrico, iniciou-se, como não poderia deixar de ser, por um diagnóstico do modelo da época. Inúmeros técnicos de alto nível do setor foram convidados pelo MME a participar do projeto, analisando e adequando o modelo às peculiaridades do sistema brasileiro, bem como esclarecendo os consultores sobre esse sistema, cuja principal característica é a predominância hidrelétrica com reservatórios de regularização plurianual.

Logo foi identificada a necessidade de um órgão regulador e fiscalizador para dar força e credibilidade ao novo modelo. Para isso, por meio da Lei No 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Note-se que esse arcabouço legal, necessário ao estabelecimento do modelo que estava sendo projetado, foi sendo construído paralelamente ao processo de privatização, já desencadeado pelo Governo Federal.

Competição onde possível, regulação onde necessário, foi a linha mestra adotada para a reestruturação do setor. Assim, a desverticalização das empresas, a transmissão e distribuição como monopólios naturais e a competição na geração e na comercialização foram definidas como as principais características do novo modelo. A institucionalização desse modelo foi estabelecida pela Lei 9.648/

98, que autorizou a desverticalização das empresas federais, separou o acesso e o uso dos sistemas de transmissão e distribuição das atividades de compra e venda de energia, caracterizou os geradores como produtores independentes de energia, estabeleceu os contratos iniciais e instituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

O estabelecimento, funcionamento e operacionalização do MAE foram consolidados por um contrato multilateral, denominado Acordo de Mercado, subscrito pelos geradores, comercializadores. Esse acordo proporciona a existência de um ambiente em que se processam as compras e vendas de energia, mediante contratos bilaterais, e, ainda, as transações de curto prazo. A governância desse mercado, inicialmente concebido para ser auto-regulado pelos agentes, foi reformulada para ser regulado pelo governo.

Por sua vez, o ONS foi criado como uma associação civil de direito privado, com o objetivo de promover a otimização dos recursos eletroenergéticos do sistema interligado e, através da sua operação, garantir o livre acesso à transmissão e contribuir para que a expansão do sistema se faça pelo menor custo.

É com essa nova configuração institucional, ainda em implantação e sujeita, no curto prazo, a alterações impostas por regras ainda não concluídas, que se dará o desenvolvimento eletroenergético brasileiro e, conseqüentemente, o do Nordeste.

PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DO MERCADO

A demanda por energia varia em função das condições socioeconômicas e culturais de uma sociedade, bem como das condições advindas da natureza. Logo, as mudanças no comportamento do consumo de energia elétrica estão atreladas aos fatores determinantes de seu desempenho, ou seja, às transformações do setor produtivo, aos ganhos de eficiência energética, à mudança de hábitos, aos ganhos de renda, à evolução das tarifas e à própria estruturação da oferta, entre outros.

A divisão geográfica do sistema elétrico do Norte/Nordeste difere da divisão geopolítica. Para efeitos do sistema elétrico, o Estado do Maranhão é considerado Região Norte e não Nordeste, sendo assim

oito os estados no Nordeste geoeletrico, o que representa 14,3% da área geográfica do Brasil. A população dessa área é de 41.202.000 habitantes, o que corresponde a 25,2% da população brasileira.

A capacidade instalada de geração no Nordeste geoeletrico era de 10.704 MW, em dezembro de 2001, o que representava 16% do total da capacidade instalada do País. O consumo de energia elétrica nesta região representou 16 % do total da energia nacional consumida no ano 2000.

A evolução do consumo de energia elétrica, no Nordeste, registrou crescimento médio de 5,8% ao ano no período de 1995 a 2000, para o que contribuíram sobretudo o desempenho das classes comercial e residencial, que atingiram incrementos de 8,9% e 7,0%, respectivamente.

A classe residencial, que em 1994 representava cerca de 24,0 % do consumo total da área, atingiu o patamar de 28,0 % em 2000. Da mesma forma comportou-se a classe comercial, que passou de 12,0% para 15,0% ao longo desse período. Os desempenhos dessas classes decorreram, em grande escala, do advento do Plano Real, instituído em 1994, e que permitiu uma mudança de patamar de consumo de energia nas residências, aumentando o seu consumo médio, com a incorporação de novos eletrodomésticos, além de novas unidades consumidoras. O crescimento na classe comercial foi proveniente da expansão do comércio, principalmente com a instalação de modernos centros de compras.

A classe industrial, ao contrário das já citadas, apresentou uma perda de participação, passando de 46,0 %, em 1994, para 40,0 % em 2000, apesar do crescimento médio de 4,0 % ao ano no período 1995/2000. Alguns fatores para isso podem ser citados: mudanças tecnológicas advindas da necessidade de maior eficiência do parque produtivo e ausência de novos empreendimentos de maior intensidade elétrica.

Esse aumento da demanda, embora previsto no planejamento do setor elétrico, associado ao atraso do início das obras de expansão da geração e transmissão, à não-execução de novas obras de geração, ao retardo na implantação do novo modelo e, principalmente, à ocorrência de uma hidrolo-

gia desfavorável — provocou o desequilíbrio entre oferta e demanda, culminando com o racionamento de energia enfrentada em 2001. Durante a crise, foram tomadas algumas medidas de contingenciamento do consumo de energia, quando instituíram-se metas variadas de redução para os diversos setores da sociedade. Nesse período, o Nordeste apresentou um decréscimo nas suas vendas de cerca de 7,0 %, sendo que a maior redução foi a apresentada pelas indústrias eletrointensivas, com cerca de 11,0%.

O aumento da demanda provocou o desequilíbrio entre oferta e demanda, culminando com o racionamento de energia enfrentada em 2001

A partir do quadro de contingenciamento foram delineados três cenários econômicos, com rebatimento no consumo de energia elétrica, para o período 2002/2003. Ressalte-se que foram consideradas taxas de redução do

consumo de energia, oriundas de medidas estruturadoras adotadas pela sociedade, como a substituição de equipamentos e a racionalização no uso de eletricidade, que permanecerão ainda por algum tempo após o fim do racionamento.

A hipótese para o primeiro cenário era a de um aprofundamento da crise econômica prolongando-se até 2002, com reflexos em 2003, e de um racionamento de energia elétrica estendendo-se até 2003, com metas menores de março a dezembro de 2003.

No segundo cenário, previa-se que a economia seria paulatinamente restabelecida ao longo de 2002, ainda que com algumas restrições de crescimento ao longo do próximo quinquênio. Nesse cenário, o racionamento de energia estende-se até dezembro de 2002, com diminuição das metas de redução de consumo a partir do mês de março.

No terceiro e último cenário, a previsão era de que a crise ficaria restrita a 2001, o racionamento acabaria em fevereiro de 2002, o que de fato ocorreu, que os fundamentos econômicos voltariam a ser positivos durante 2002 e que assim continuariam ao longo do quinquênio.

No cenário considerado mais provável, estima-se que a crise econômica fica restrita a 2001 e que os anos de 2002 e 2003 caracterizar-se-ão por um contexto internacional de moderado crescimento econômico. Favorecido por essa situação internacional, deve avançar o processo de estabilização da

economia brasileira, com melhoras nas contas externas já em 2002.

Esse quadro é favorecido também pelo ciclo hidrológico nos principais rios do País, que desde o início do ano 2002 recuperou as reservas das hidrelétricas, em um nível que garante o atendimento em 2002.

Considerando-se a reanimação da economia brasileira, com o aumento de renda da população, em 2002 tenderia a ocorrer um aumento moderado do consumo de energia elétrica no País, o qual seria reforçado pelo movimento inercial da demanda residencial. Entretanto, as lições e avanços da racionalização do consumo da energia elétrica, deixados pela recente experiência, devem neutralizar parte desse movimento, levando o consumo de energia a patamares ligeiramente acima daquele registrado no ano de 2000.

Após a crise de oferta de energia elétrica de 2001, alguns aspectos estão sendo cristalizados e prenunciam uma nova ordem em relação ao uso desse energético. Um deles será consequência do possível aumento das tarifas em função da elevação do custo marginal da expansão da oferta, baseada em termelétrica a gás natural; outro, seria o aumento das tarifas, principalmente nos setores industrial e comercial, com o objetivo de reduzir os subsídios cruzados; e, finalmente, o aumento da cogeração e autoprodução, em especial pelas indústrias eletrointensivas, com o objetivo de tornarem-se mais independentes no acesso a um insumo de grande importância no seu processo produtivo.

PERSPECTIVAS DE ATENDIMENTO AO MERCADO

O planejamento do setor elétrico

O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) é o órgão responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico, criado pela portaria MME nº 150, de 10 de maio de 1999, com estrutura, organização e forma de funcionamento aprovados pela Portaria MME nº 485, de 16 de dezembro de 1999.

O ambiente concorrencial introduzido no setor criou novos paradigmas para a atividade de plane-

jamento e repercutiu nos estudos de previsão de mercado. Informações antes compartilhadas sem restrições entre os agentes, com todos os participantes do processo de planejamento do setor, passaram a ter conotações estratégicas. Foram alteradas também as premissas e os principais objetivos do planejamento de expansão, agora de natureza indicativa para a geração. O planejamento da transmissão foi impactado da mesma forma, visto que o estabelecimento de um sistema de transporte de energia com o propósito de facilitar a concorrência entre os agentes de mercado passou a ser um condicionante para a redução dos preços.

Tendo em conta essas mudanças, os objetivos principais dos trabalhos a serem executados pelo CCPE passaram a ser:

- orientar ações do governo para assegurar o fornecimento de energia nos níveis de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em consonância com a política energética nacional, emanada do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- oferecer aos agentes do mercado um quadro de referência para seus planos de investimento; e
- estabelecer a expansão mais adequada da rede elétrica de transmissão, de acordo com as necessidades operacionais do sistema.

Nesse novo ambiente institucional, o planejamento deverá ser conduzido como uma função do governo, exercida pela Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia (SEM/MME), conciliando os interesses dos agentes investidores e da sociedade. No Comitê, a representação dos agentes e entidades do setor deverá ser garantida pela composição da estrutura do CCPE, mediante a participação de entidades de classe e de processo de consultas públicas na avaliação e aprovação dos principais produtos, refletindo um processo decisório participativo e aberto.

No sentido de atender aos requisitos acima mencionados e na qualidade de Agente Planejador do Sistema Elétrico Brasileiro, o CCPE deverá, entre outras atribuições:

- elaborar, de forma integrada, o planejamento de longo prazo do setor elétrico;
- elaborar e manter atualizados os Planos Indicativos de Expansão da Geração e o Programa Determinativo de Transmissão;

- estruturar e manter atualizado o Sistema de Informações Técnicas do planejamento da expansão do setor de energia elétrica, disponibilizando-o para os agentes que atuam no setor e para a sociedade em geral;
- estimar os investimentos de capital para a expansão da oferta e da transmissão de energia elétrica, subsidiando as ações de governo na busca de adequação ou viabilização das mesmas;
- acompanhar pró-ativamente as condições de atendimento ao mercado de energia elétrica, sugerindo ações para manter esse atendimento em níveis de qualidade preestabelecidos;
- propor à ANEEL os critérios, normas, procedimentos e referências de qualidade para o desempenho do sistema elétrico na realização da atividade de planejamento; e
- examinar e emitir parecer sobre assuntos técnicos e estratégicos que lhe forem encaminhados pelo Conselho Nacional de Política energética (CNPE) ou pelo Ministério de Minas e Energia.

O parque gerador e sua evolução

O parque de geração do sistema elétrico brasileiro é, como já dito, predominantemente hidráulico. A parte restante é composta pela produção de fontes térmicas destinadas ao atendimento dos Sistemas Isolados e à complementação no atendimento do mercado do Sistema Interligado nos períodos hidrologicamente desfavoráveis ou para atendimento localizado, quando ocorrem restrições de transmissão, bem como na cogeração. Também há pequenas unidades geradoras de fontes de energia alternativa renováveis, como eólica e biomassa.

Com a disponibilização e incentivo ao uso de gás natural, inclusive para a cogeração, espera-se uma maior participação das termelétricas no atendimento às necessidades de energia elétrica.

O fato de o sistema elétrico brasileiro dispor de uma majoritária geração hidráulica, com reservatórios de regularização pertencentes a diferentes empresas, resulta na necessidade de ações integradas, visando à otimização eletroenergética do sistema, ao aumento da eficiência e à obtenção de custo mínimo no fornecimento da energia elétrica.

Essas características conferem um papel relevante à coordenação do planejamento da expansão

e da operação do Sistema Interligado Nacional. Esse fato independe da organização institucional e dos agentes que atuam nesses sistemas, pois decorre das características físicas do sistema elétrico brasileiro, que são diferentes daquelas existentes na maioria dos outros países.

A Tabela 1 apresenta a evolução da capacidade instalada do parque de geração Brasileiro no período 1970 – 2000, identificando valores totais em GW, e incrementos médios anuais em GW e em %.

Tabela 1 - Brasil - Evolução da Capacidade Instalada

	1970	1980	1990 (*)	2000 (*)
Total (GW)	10,4	30,7	49,0	67,7
Incremento Médio Anual (GW)	–	2,0	1,8	1,9
Incremento Médio Anual (%)	–	11,4	4,8	3,3

(*) Incluída 50% da capacidade instalada da UHE Itaipu.

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Capacidade instalada atual

O Sistema Interligado possui uma capacidade instalada de 65899 MW (Dez/2000), e está dividido, em face da distribuição geográfica dos grandes centros de carga, em quatro sistemas elétricos: Sistema Sudeste/Centro Oeste, Sistema Sul, Sistema Nordeste e Sistema Norte.

O Sistema Nordeste tem uma capacidade instalada de 10704 MW, sendo 10269 MW em usinas hidrelétricas e 435 MW em usinas termelétricas.

A capacidade atual de transferência da interligação entre os Sistemas Norte e Nordeste é da ordem de 900 MW médios na direção Nordeste e 850 MW médios na direção Norte. Essa interligação também permite um intercâmbio de energia com característica sazonal com fluxos na direção Nordeste no primeiro semestre do ano, aproveitando-se os excedentes de água da UHE Tucuruí, as quais permitem geração elevada na Região Norte. No segundo semestre, quando as vazões do Tocantins se reduzem e o reservatório da UHE Tucuruí apresenta deplecionamento acentuado, a Região Nordeste, em contrapartida, envia energia para o Norte, invertendo-se então o fluxo entre as regiões, principalmente quando ocorrem boas vazões no Rio São Francisco.

As Tabelas 2 e 3, apresentam os conjuntos de usinas hidrelétricas e termelétricas em operação,

Tabela 2 - Sistema de Geração do Nordeste Brasileiro - Usinas Hidrelétricas em Operação em 31/12/2000 com Capacidade Instalada Superior a 10 MW

Usina	Empresa	Rio	UF	Potência (MW)
Apolônio Sales (Moxotó)	CHESF	São Francisco	AL/BA	400,0
Boa Esperança	CHESF	Parnaíba	PI/MA	225,0
Funil	CHESF	Contas	BA	30,0
Luiz Gonzaga (Itaparica)	CHESF	São Francisco	PE/BA	1.500,0
Paulo Afonso I	CHESF	São Francisco	BA	180,0
Paulo Afonso II	CHESF	São Francisco	BA	445,0
Paulo Afonso III	CHESF	São Francisco	BA	800,0
Paulo Afonso IV	CHESF	São Francisco	BA	2.460,0
Pedra	CHESF	Contas	BA	20,0
Sobradinho	CHESF	São Francisco	BA	1.050,0
Xingó	CHESF	São Francisco	AL/SE	3.000,0

Fonte: CHESF

Tabela 3 - Sistema de Geração do Nordeste Brasileiro - Usinas Termelétricas em Operação em 31/12/2000 com Capacidade Instalada Superior a 10 MW

Usina	Empresa	Combustível	UF	Potência (MW)
Camaçari	CHESF	Óleo Combustível/ Óleo Diesel	BA	290

Fonte: CHESF

com capacidade instalada superior a 10 MW, no sistema de geração do Nordeste em dezembro/2000.

Os novos projetos hidrelétricos

As diretrizes gerais de planejamento para o período 2002/2010 indicam forte participação da iniciativa privada, aproveitando-se o potencial hidrelétrico disponível no País, concomitantemente com a construção de novas usinas térmicas, que deverão se apoiar fundamentalmente no aproveitamento do gás natural e do carvão mineral.

No planejamento 2002-2010 estão previstas para a região Nordeste as seguintes Usinas Hidrelétricas de médio porte (Tabela 4).

Deve-se destacar ainda que a expansão hidrelétrica prevista para a região Norte, com a construção da segunda casa de força da hidrelétrica de Tucuruí, no rio Tocantins, e da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingú, com 11.181 MW, complementarão o atendimento ao crescimento do mercado da região Nordeste no horizonte 2010.

Destaque-se que o potencial hidrelétrico ainda a desenvolver no País é de aproximadamente 200.000 MW, encontrando-se principalmente nas regiões Norte e Centro-Oeste; desses, 40.000 MW estão na região de transição amazônica, nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia e Xingu, cujo desenvolvimento pode ser feito com baixo impacto ambiental. A proximidade relativa desses potenciais do Nordeste indica a possibilidade de transferência de parte dessa energia para consumo na região, também no horizonte pós-2010.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

O Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNCE) é uma ação liderada e operacionalizada pela ELETROBRÁS, visando incentivar e facilitar a construção de PCHs em todo o território nacional. Nesse Programa, destacam-se as PCHs que representam uma importante alternativa de produção de energia renovável de uso localizado, promovendo a ampliação da oferta de energia elétrica em áreas isoladas e em pequenos centros agrícolas e industriais.

A legislação atual sobre concessões, permissões e autorizações de serviços públicos criou facilidades para a implantação de centrais hidrelétricas de até 30 MW.

Na Região Nordeste foram inventariadas as bacias dos rios Poti (PI), Ipojuca (PE), Utinga (BA),

Tabela 4 - Sistema de Geração do Nordeste Brasileiro - UHEs Previstas para o Período 2002-2010

Usina	Potência (MW)	Local	Início da Operação
UHE Itapebi	450,00	BA	Jan / 2003
UHE Sacos	90,00	BA	Fev / 2007
UHE Pedra do Cavalo	170,00	BA	Mai / 2007
UHE Gatos I	33,00	BA	Dez / 2009

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Buranhém (BA), Jucuruçu do Norte (BA), Jucuruçu do Sul (BA), Itanhém (BA), Peruípe (BA), Itaguari (BA), Carinhanha (BA/MG), Ondas (BA), Rio de Janeiro (BA), Branco (BA), do Ouro (BA) e Preto (BA). O inventário foi apresentado para aprovação e encontra-se em fase de análise na ANEEL. A ELETROBRÁS está realizando, em parceria com a CHESF, os projetos básicos preliminares de cinco aproveitamentos: Cachoeira da Lixa, no rio Jucuruçu do Sul; Posses, no rio Carinhanha; Tamanduá, no rio de Ondas; Cachoeira do Itaguari, no rio Itaguari e Primavera no rio Ipojuca.

Recentemente, foram introduzidas modificações na legislação sobre PCHs, destacando-se os seguintes aperfeiçoamentos:

- os empreendimentos de potência igual ou inferior a 1 MW são dispensados de concessão, permissão, ou autorização;
- os empreendimentos ficam isentos de pagamento da taxa de utilização de recursos hídricos (6% sobre o valor da energia elétrica produzida);
- é possível a formação de consórcio para exploração de novos aproveitamentos;
- as PCHs que entrarem em operação até o ano de 2003 ficarão totalmente isentas do pagamento pelo uso de redes de transmissão e distribuição. As demais terão um desconto mínimo de 50% desses custos.

Vários empreendimentos no Nordeste estão com pedido de financiamento apresentado à ELETROBRÁS no âmbito do PNCE, conforme mostra a Tabela 5.

Tabela 5 - Empreendimentos Nordestinos com Solicitação de Financiamento no Âmbito do PNCE

Usina	Obra	Estado	Potência (MW)
Cachoeira do Inferno	Recapacitação	BA	2
Fazenda Agroplan	Nova	BA	2
Fazenda Cachoeira	Nova	BA	3,65
Fazenda Guaribas	Nova	BA	1,25
Fazenda Macaúbeira	Nova	BA	10,95
Inhobim	Nova	BA	16,25
Pancada Grande	Recapacitação	BA	2,85
Remédios	Recapacitação	BA	0,76
Sta Luzia	Nova	BA	15,86
Sto Antonio Licurioba	Revitalização	BA	2,7

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Outros empreendimentos constituem o potencial de PCHs a curto prazo e têm previsão de entrada em operação até o ano 2004, podendo ser visualizados na Tabela 6, a seguir.

Tabela 6 - Empreendimentos que Constituem o Potencial de PCHs a Curto Prazo

Usina	Rio	Estado	Município	Potência (MW)
Pancada Grande	Cachoeira Grande	BA	Ituberá	2,85
Banabuiú	Banabuiú	CE	Banabuiú	8,70
Orós	Jaguaribe	CE	Orós	8,90

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Após 2004, são ainda esperadas as implantações dos empreendimentos listados na Tabela 7.

Tabela 7 - Empreendimentos que Constituem o Potencial de PCHs a Médio Prazo

Usina	Rio	Estado	Potência (MW)
Cachoeira da Lixa	Jucuruçu do Sul	BA	5,18
Cachoeira do Itaguari	Itaguari	BA	8,22
Canabrava	Itaguari	BA	6,85
Capim Puba	Carinhanha	BA	10,01
Capivara	Carinhanha	BA	5,45
Flor da Esperança	de Ondas	BA	3,73
Larguinha	Carinhanha	BA	10,74
Pedras	de Ondas	BA	5,43
Posses	Carinhanha	BA	16,05
Santa Clara	Jucuruçu do Sul	BA	6,40
Sítio Grande	Das Fêmeas	BA	25,00
Tamanduá	de Ondas	BA	8,41
Primavera	Ipojuca	PE	4,28

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Usinas térmicas

As dificuldades inerentes aos períodos de transição, indefinições e atrasos na elaboração das regras do mercado, a falta de investimento por parte do governo e uma resposta dos investidores privados abaixo da esperada, associadas a um período de baixa hidraulicidade, levaram o governo a decretar um severo racionamento de eletricidade em 2001.

Antevendo a crítica situação que se afigurava, o Governo Federal elaborou o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). De acordo com esse

Tabela 8 - Sistema de Geração do Nordeste Brasileiro - UTEs
Previstas para o Período 2001-2003

Usina	Potência (MW)	Local	Empresa	Início da Operação
TERMOBAHIA I (Fase I) - GN	164,00	BA	ABB EV/ELETOBRAS	Out/2001
TERMOBAHIA I (Fase II) - GN	26,00	BA	THERMOBAHIA	Jul/2002
Camaçari	230,00	BA	ELETOBRAS	Ago/2002
Bongi	150,00	PE	ELETOBRAS	Dez/2002
TERMOALAGOAS (GN)	120,00	AL	CEAL/ALGAS/PETROBRAS	Dez/2002
TERMOBAHIA I (Fase III) - GN	270,00	BA	ABB EV/PETROBRAS	Out/2003
TERMO PERNAMBUCO	500,00	PE	GUARANIANA	Dez/2003
TERMOAÇU GN	340,00	RN	GUARANIANA	DEZ/2003

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

programa, as seguintes Usinas Termelétricas estavam previstas para a Região Nordeste no período 2001-2003.

Durante o racionamento, foi criada a Companhia Brasileira de Comercialização de Energia Emergencial (CBEE), a qual licitou a contratação de cerca de 1000 MW de novas termelétricas a serem instaladas no Nordeste nesse mesmo período. A grande incerteza associada à expansão termelétrica na região Nordeste diz respeito às reservas de gás natural e à necessidade de importação desse combustível, quer seja na forma de gás natural líquido, quer através de gasoduto vindo do Sudeste, transferindo gás do Cone Sul, principalmente o boliviano.

AS NOVAS FONTES DE ENERGIA — BIOMASSA, EÓLICA, SOLAR E COGERAÇÃO

Biomassa

O Nordeste possui extensas áreas que não são propícias à agricultura, mas que são para produção de biomassa florestal, conforme diversos levantamentos já realizados. Vários projetos, em âmbito mundial, têm sido desenvolvidos de forma a utilizar biomassa para a geração de energia elétrica.

O Projeto mais importante nessa área, denominado *Brasilian Wood Big-GT Demonstration Project (WBP)*/Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Geração de Eletricidade (SIGAME), foi iniciado em meados do ano de 1991 e tem por objetivo confirmar a viabilidade técnica e comercial da produção de eletricidade a partir da biomassa, através de tecnologia *Biomass Integrated Gasification/ Gas Turbine (BIG/GT)*, no qual a biomassa (madei-

ra, resíduo agrícola, etc.) passa por uma etapa de gaseificação para, em seguida, utilizando o gás obtido em um sistema de ciclo combinado, gerar energia elétrica.

A implementação desse projeto se dará no município de Mucuri, Sul do Estado da Bahia, com potência instalada prevista

de 32 MW e investimentos da ordem de US\$ 106 milhões. Conta com o apoio financeiro das Nações Unidas através do *Global Environment Facility (GEF)*, orçado em US\$ 35 milhões; da União Europeia, ora em negociação, de US\$ 3,5 milhões; com um empréstimo do Banco Mundial (US\$ 42 milhões) e, ainda, com o aporte de capital próprio da ELETOBRAS e CHESF (US\$ 25,5 milhões). É, no momento, o maior projeto de demonstração em andamento no mundo, nesta área.

Socialmente, a forma proposta para a geração de energia, contribui com a criação de novos empregos, principalmente de caráter rural. Ambientalmente, a disseminação dessa tecnologia, ao utilizar um recurso energético renovável, cujo balanço de carbono é nulo, contribui para diminuir o agravamento do efeito estufa.

O projeto encontra-se agora na fase de implantação e comissionamento, que deverá ter prosseguimento até o primeiro trimestre do ano de 2003. A operação em regime de demonstração se dará nos anos de 2003 a 2006 e prevê-se que sua operação comercial terá início a partir do ano de 2006.

Como subproduto desse projeto tem-se a gaseificação do bagaço de cana, o que propiciaria um aumento substancial no potencial de geração de energia elétrica das usinas de açúcar e álcool e das destilarias existentes no país e na região Nordeste.

Energia eólica

O País apresenta condições extremamente favoráveis ao desenvolvimento de fazendas eólicas, com ventos constantes de até 10 m/s e índices de calmaria entre 0 e 25% (um dos menores do mundo), destacando-se a região Nordeste, principal-

mente os litorais do Ceará e Rio Grande do Norte. Estima-se que o potencial do Nordeste seja superior a 10.000 MW. A complementaridade entre os regimes eólico e hidrológico constitui-se em uma vantagem sistêmica a ser explorada.

As características favoráveis na região têm motivado o aparecimento de um número crescente de desenvolvedores em busca de parcerias para participação em concorrências abertas por concessionárias de distribuição e para desenvolver projetos como Produtores Independentes de Energia.

Entre os diversos projetos em curso, destacam-se o de duas fazendas eólicas no Ceará, cada uma com capacidade instalada de 30 MW, e o de uma outra fazenda, com capacidade de 10 MW, no Estado do Piauí. A Tabela 9, a seguir, apresenta a situação dos Projetos Eólicos no Nordeste Brasileiro.

Atualmente, os custos de implantação de sistemas eólicos situam-se na faixa de US\$900/kW a US\$1200/kW.

Tabela 9 - Projetos Eólicos

Empreendimento	UF	Tipo	KW	Status	Empresa
Porto de Mucuripe	CE	Eólico	1.200	Operação	COELCE/-CHESF
Prainha	CE	Eólico	10.000	Operação	WOBLEN
Taíba	CE	Eólico	5.000	Operação	WOBLEN
Paracurú	CE	Eólico	30.000	Previsão 2001	(1)
Camocim	CE	Eólico	30.000	Previsão 2003	(1)
Jericoacara	CE	Eólico	100.000	Estudo	COELCE
Fernando de Noronha	PE	Eólico/Diesel	300	Operação	
Parnaíba	PI	Eólico	10.000	Estudo	CEPISA

(1) Contrato entre COELCE e o Governo do Ceará

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Energia solar

Sem dúvida, o Nordeste tem na energia solar uma fonte de grande potencial de geração de energia, estimada em 40 mil MW, devido aos níveis elevados de insolação que deverá se concretizar à medida que os seus custos se tornem competitivos. No momento, diversas aplicações têm sido realizadas na região.

Para os sistemas solares fotovoltaicos, têm sido observados, ao longo dos anos, diversas ações voltadas para a pré-eletrificação rural e eletrifica-

ção de comunidades isoladas mais distantes. Os primeiros sistemas foram instalados em programas de cunho social, com doações internacionais.

O relativo sucesso na aplicação desses sistemas levou à construção de um programa mais amplo, ainda que eminentemente social, denominado Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), cujo objetivo é cobrir parte do passivo social para com o homem do campo e as populações isoladas do País, que não têm acesso à eletricidade, pela distância que se encontram das redes elétricas. O PRODEEM conta com recursos da União, a fundo perdido, a serem aplicados em sistemas para eletrificação de instalações de uso comunitário (escolas, postos de saúde, centros comunitários, igrejas, postos telefônicos, bombeamento de água, etc.).

No âmbito do PRODEEM já foram construídos, em suas quatro fases, cerca de 2.500 sistemas de bombeamento de água, com 1,3 MW de pico, instalados em painéis; 379 sistemas de iluminação pública, com 7,5 kW instalados, e 3000 sistemas de geração de eletricidade com 1,7 MW de pico instalados em painéis.

A Tabela 10, a seguir, apresenta a evolução do número de comunidades, da população atendida e dos recursos aplicados desde a sua implantação.

Tabela 10 - PRODEEM - Evolução do Número de Comunidades, População Atendida e Recursos

Ano	Comunidades	População	Recursos (R\$ milhões)
1995	9	3.000	2,2
1996	116	34.000	4,3
1997	200	69.000	4,4
1998	1.600	300.000	8,2
1999	2.000	400.000	20
2000	3.050	490.000	30
2001	4.000	800.000	79

Fonte: CCPE - Plano Decenal de Geração do Sistema Interligado 2001-2010

Além do PRODEEM, outras iniciativas têm sido conduzidas no âmbito das concessionárias, secretarias estaduais e universidades.

Destacam-se ainda projetos de geração helio-térmica, com o objetivo do domínio científico e tecnológico do assunto, visando estabelecer, no Brasil, uma base tecnológica a partir da qual as

concessionárias de energia elétrica brasileiras poderão desenvolver opções de produção de energia com sistemas de concentração solar.

As principais aplicações nesse campo são o aquecimento de água a baixa temperatura para fins residenciais, comerciais e industriais, incluindo hospitais e clínicas, hotéis, escolas, lavanderias, vestiários, refeitórios industriais, entre outros, secagem de produtos agropecuários como grãos, frutas, etc., e refrigeração, que consiste em utilizar uma máquina térmica para produzir frio a partir da energia solar.

Cogeração

Cogeração é a geração simultânea de energia térmica, mecânica ou elétrica, a partir de um mesmo combustível (gás natural, resíduos de madeira, bagaço de cana etc). A forma mais utilizada de cogeração é a produção de energia mecânica (para acionamento de geradores elétricos, compressores, bombas, moendas etc) e energia térmica (vapor, água fria etc.).

Do ponto de vista energético, a atratividade da cogeração reside nas altas eficiências globais de conversão, da ordem de 75% a 90%, muito superiores, portanto, ao que é verificado quando da geração exclusiva e em sistemas independentes de calor e energia elétrica, o que, conseqüentemente, proporciona ganhos de eficiência econômica nos aspectos ambientais, representando uma melhor alocação de recursos energéticos.

A atividade de cogeração está alinhada com os objetivos nacionais de redução de custos e combate aos desperdícios; elevação dos níveis de competitividade da indústria brasileira; estímulo à participação de um número crescente de novos empreendedores e investidores e incentivo à geração de maiores oportunidades de negócios e de empregos.

Existe um expressivo potencial de produção de energia elétrica por processos de cogeração, em especial nas regiões mais industrializadas, no setor sucroalcooleiro, nos centros comerciais, hospitais, aeroportos, *shopping-centers* e outros.

A tabela a seguir apresenta o potencial de cogeração por setor produtivo passível de ser desenvolvido até 2003, tanto no âmbito de autoprodução como no de exportação à rede, através de Produção Independente de Energia - PIE.

Tabela 11 - Potencial de Cogeração (MW) em função do setor industrial - Até 2003

Setor	Autoprodução	PIE	Potencial Técnico
Açúcar e Alcool	1.175	25	4.020
Papel e Celulose	1.189	0	1.740
Refino	428	3.855	4.283
Químico	1.141	44	1.581
Siderúrgico	695	0	875
TOTAIS	4.628	3.924	12.499

Fonte: Relatório Estimativa do Potencial de Cogeração no Brasil - CCPE - abril/1999

SETOR SUCROALCOOLEIRO

Para o setor sucroalcooleiro, em particular, a cogeração apresenta vantagens significativas, dada a possibilidade de venda de excedentes de eletricidade gerados pelos subprodutos do processo de fabricação de açúcar e álcool, como o bagaço de cana. A venda de eletricidade excedente tem a vantagem de permitir a diversificação do setor e de colaborar, por meio da receita extra, para sua estabilidade econômica.

A potência do setor sucroalcooleiro atualmente instalada no País está em torno de 1.000 MW, concentrada no Estado de São Paulo, que detém um universo de 140 usinas.

Levando em conta estudos preliminares do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), é possível indicar que o setor sucroalcooleiro tem possibilidades de disponibilizar cerca de 423MW para a rede, como energia elétrica excedente. A Tabela 12, a seguir, mostra as atuais possibilidades da região, para gerar energia elétrica excedente a partir do bagaço de cana.

Tabela 12 - Cogeração a partir da Biomassa de Cana-de-Açúcar: Energia Excedente - Região Nordeste

Estado	Safra 2000/2001	Moagem t Cana/h	Excedente Curto Prazo 2001/2002 (MW)
Alagoas	19.315.230	4.471	72,5
Pernambuco	13.320.164	3.083	20,05
Bahia	2.098.231	486	N.D.

Fonte: CENBIO

Os custos associados de instalação variam de R\$ 400/kW a R\$ 2.000/kW, de forma a realizar o potencial técnico máximo estimado em 4.000 MW. Tais investimentos tornariam o setor não apenas

auto-suficiente em energia elétrica, mas seriam capazes de dotá-lo de excedentes significativos, que poderiam ser absorvidos pelas concessionárias e empresas comercializadoras do Setor Elétrico.

SETOR DE SERVIÇOS

O setor de serviços é constituído por *shopping-centers*, hotéis, hospitais, supermercados e edifícios comerciais, que operam na faixa de potência entre 1 e 10 MW. No setor de *shopping-centers* estima-se que a potência atualmente instalada no País seja em torno de 250 MW, projetando-se um potencial de cerca de 1.400 MW nos próximos cinco anos, em todo o território nacional.

Basicamente, a cogeração nesse setor visa à geração de energia elétrica simultânea à produção de vapor, para uso direto ou para a obtenção de água gelada e refrigeração. Nesse caso, a forma mais indicada é a que emprega turbinas ou motores que utilizam gás natural como combustível.

OUTROS SETORES

No setor de Siderurgia, a tendência já constatada de investir na produção de energia para consumo próprio, deverá permitir a auto-suficiência de várias plantas de produção do setor. Já no Refino, o apoio da PETROBRAS vem sendo maciço, inclusive na instalação de usinas térmicas em diversos pólos petroquímicos.

A TRANSMISSÃO DE ENERGIA NO ATUAL AMBIENTE INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

Com a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, surgiu a transmissão como atividade setorial independente, juntamente com o conceito de Rede Básica dos Sistemas Interligados, separada da rede de âmbito próprio do concessionário de distribuição e daquela de interesse exclusivo da cada central de geração.

As instalações de transmissão que se destinam à formação da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados passaram a ser objeto de concessão mediante licitação. As de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse restrito de centrais de geração passaram a ser consideradas

integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

Nessa nova configuração, a transmissão deve garantir o acesso a todos os agentes que atuam no mercado de eletricidade, funcionando como elemento neutro, não interferindo na competição instalada nas pontas do sistema entre os geradores, comercializadores e consumidores de energia elétrica.

O modelo de transmissão brasileiro ficou caracterizado pela múltipla propriedade dos ativos e pela coordenação centralizada da operação do sistema. Isso significa que as empresas de transmissão detêm a propriedade dos ativos da rede e são responsabilizadas pela disponibilidade de suas instalações, mas ficam obrigadas a seguir a programação operacional do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Elas são remuneradas com base na disponibilidade dos seus ativos, sendo penalizadas caso não consigam alcançar os padrões operacionais estabelecidos em contratos.

As instalações integrantes da Rede Básica foram definidas, mediante a Resolução ANEEL n.º 245, de 31 de julho de 1998, como as linhas e instalações de transmissão em tensões de 230 kV ou superiores.

Ainda com relação à regulamentação do uso das instalações de transmissão, a ANEEL, pela Resolução de n.º 248, de 7 de agosto de 1998, estabeleceu que o acesso às instalações de transmissão da Rede Básica deveria ser viabilizado mediante a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), celebrado entre ONS, representando as concessionárias de transmissão e o usuário das instalações.

A Resolução ANEEL n.º 248 estabeleceu também que para se conectar às instalações de transmissão os interessados deveriam celebrar os Contratos de Conexão (CCT) com os concessionários detentores dessas instalações, estabelecendo os termos e condições para a conexão à Rede Básica por meio de instalações de conexão.

A expansão da Rede Básica é definida pelo CCPE, agente que desenvolve os estudos de planejamento para a definição das ampliações do sistema de transmissão responsável pela elaboração do Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET), com um horizonte de cinco anos, que relaciona o elenco de obras necessárias na Rede Básica para serem outorgadas pela ANEEL

mediante leilões ou autorizações, caso se caracterize a sua necessidade mais imediata.

É declarada vencedora de um leilão a empresa que oferecer o menor valor de tarifa de transmissão, isto é, aquela que aceitar a menor receita anual pela disponibilização do empreendimento de transmissão.

Na região Nordeste, a linha de transmissão denominada Interligação Sudeste-Nordeste, com origem no Estado de Goiás e atravessando todo o Estado da Bahia até próximo a Salvador, foi a primeira concessão de transmissão privada definida nessa nova modalidade, o que ocorreu em agosto de 2000.

O suprimento ao Sistema Interligado da Região Nordeste é efetuado a partir do complexo gerador da CHESF, cujas principais usinas estão localizadas no Rio São Francisco. Dessas usinas se originam troncos de 230 kV e 500 kV, para suprimento das principais capitais e cidades da região Nordeste, bem como o eixo de interligação com a Região Norte.

Os reforços do sistema de transmissão da Região Nordeste, no horizonte 2001/2010, compreendem a expansão do tronco de 500 kV, estando planejados, nesse nível de tensão, um total de 2.500 km de linhas, o que representa um incremento de 58% na extensão de linhas em 500kV. Já no nível de 230 kV é prevista a construção de cerca de 2.100 km de linhas, o que representa um crescimento da ordem de 16%. Dentre as linhas programadas destacam-se os reforços da interligação Norte - Nordeste, entre Presidente Dutra, no Maranhão, Teresina, no Piauí, e a Linha Serra da Mesa, em Goiás, e Governador Mangabeira, na Bahia.

OS IMPACTOS SOBRE O MEIO AMBIENTE

Ao longo da última década, o Brasil evoluiu bastante quanto aos aspectos ligados à preservação do meio ambiente. Não só se verifica uma conscientização política e empresarial, como faz-se sentir uma significativa mudança comportamental por parte da população.

Sob a influência dessa conscientização a legislação ambiental brasileira evoluiu a ponto de ser

considerada uma das mais avançadas do mundo e, dessa forma, as empresas do setor elétrico, impelidas pela evolução e vulto de que a matéria se revestiu, bem como objetivando o cumprimento da legislação vigente, foram estimuladas a desenvolver ações específicas para trato do assunto.

Os empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica ocasionam modificações ambientais ao meio físico, biótico, socioeconômico e cultural das localidades onde são implantados.

Os empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica ocasionam modificações ambientais ao meio físico, biótico, socioeconômico e cultural das localidades onde são implantados

Essas modificações dão-se nas fases de construção e operação dos reservatórios, termelétricas, linhas de transmissão e subestações e estão relacionadas às ações impactantes em que se constituem a supressão da vegetação, as inundações de áreas, os reassentamentos das populações, as instalações de canteiro

de obras e as estradas de acesso, entre outros.

A construção, instalação, ampliação e funcionamento das instalações de geração e transmissão de energia dependem de um licenciamento prévio. O licenciamento ambiental é previsto na Lei nº 6.938/81, que estabelece as diretrizes da Política Nacional de Meio Ambiente, bem como os procedimentos do licenciamento. Já a Resolução Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA nº 237/97, define critérios e competências para o licenciamento ambiental.

O processo de licenciamento de uma instalação passa por várias fases junto aos órgãos competentes, de âmbito estadual ou federal, a depender da abrangência da obra. No caso dos empreendimentos com impactos de abrangência estadual, o licenciamento é de competência do órgão estadual de meio ambiente; para aqueles de abrangência federal, o órgão licenciador é o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renovados (IBAMA).

A primeira licença a ser obtida é a Licença Prévia (LP), que somente é dada após a análise, pelo órgão responsável, do Estudo de Impacto Ambiental e do Relatório de Impacto do Meio Ambiente (EIA/RIMA). Após a obtenção da LP, a empresa responsável pelo empreendimento deverá buscar a Licença de Instalação (LI), que lhe será concedida

depois da análise de outros documentos, tais como projeto técnico, programas ambientais e plano de monitoramento. Por último, para a operação da instalação, faz-se necessário a obtenção da Licença de Operação (LO).

Nessa direção, o licenciamento ambiental é um instrumento de planejamento. Tem como objetivos a preservação, a melhoria e a recuperação da qualidade ambiental.

As principais fases de impacto no processo de implantação e operação de empreendimentos de geração ou transmissão de energia, são:

- fase de implantação: retirada de cobertura vegetal; instalação de canteiros de obras; exploração de jazidas minerais; inundações de área agricultáveis; sítios históricos e arqueológicos; reassentamentos de populações; escavações, abertura de estradas de acesso; lançamento de cabos; eventual poluição decorrente de uso de produtos químicos, entre outros;
- fase de operação: efeitos da operação dos reservatórios, através da regularização das vazões defluentes; deplecionamento, que afasta as populações das margens do lago; perda de volume útil, que prejudica a operação das usinas hidrelétricas. Em relação às usinas termelétricas, os impactos estão relacionados à emissão de efluentes líquidos, resíduos sólidos, poluição atmosférica e ruídos. Com relação ao sistema de transmissão, ressaltam-se os impactos das ações decorrentes da sua manutenção e do efeito da energias circulando nos cabos condutores.

O monitoramento e o controle dos impactos ambientais são de responsabilidade da empresa proprietária da instalação. A mitigação e compensação das modificações introduzidas no meio ambiente com a alteração dos fatores ambientais dos meios físico, biótico e antrópico das áreas afetadas são obrigações assumidas quando da obtenção ou renovação das licenças de operação, para a qual as empresas têm, por força de lei, de reservar, no mínimo, 0,5% (meio por cento) dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento.

Dentre as medidas compensatórias impostas pelos órgãos ambientais às empresas de geração e transmissão de energia, destacam-se:

- programas de recuperação de áreas degradadas;

- monitoramento de qualidade da água;
- monitoramento da fauna aquática e da pesca em reservatórios;
- replantio seletivo em faixas de servidão;
- controle de processos erosivos;
- gerenciamento de riscos.

Outras ações são exercidas pelas empresas junto às comunidades atingidas, como, por exemplo:

- programas de comunicação social;
- educação ambiental e sanitária;
- cursos de higiene e beneficiamento do pescado;
- tombamento e gestão de sítios históricos.

O USO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA

Dois grandes instrumentos, de âmbito nacional, ocupam-se da eficiência no setor energético: o próprio contrato de concessão firmado pelas concessionárias de serviço público e a ANEEL e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

O primeiro estabelece obrigações e encargos junto ao poder concedente, pelos quais essas empresas se obrigam a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,5% de sua receita operacional líquida, em projetos que tenham a finalidade de combater o desperdício de energia elétrica.

Para o atendimento dessa exigência contratual, as concessionárias apresentam à ANEEL, em data definida também contratualmente, um conjunto de ações que compõem seu Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, contendo metas físicas e financeiras de acordo com as diretrizes estabelecidas para sua elaboração. Tais diretrizes estão definidas na Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, e em resoluções específicas sobre o tema, emitidas pela ANEEL.

O PROCEL, por sua vez, tem por objetivo promover a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica, reduzindo os desperdícios, os custos e os investimentos setoriais e, assim, concorrendo para a melhoria da qualidade dos serviços. Os recursos financeiros do PROCEL são oriundos da Reserva Geral de Reversão (RGR), fundo federal constituído com recursos das concessionárias, proporcionais aos investimentos de cada uma. Observe-se que o PROCEL utiliza ainda recursos de entidades internacionais.

Combater o desperdício significa melhorar a maneira de utilizar a energia, sem abrir mão do conforto e das vantagens que ela proporciona. Significa diminuir o consumo, reduzindo os custos, sem perda da eficiência e da qualidade dos serviços. O combate ao desperdício pode ser considerado como uma fonte virtual de energia elétrica, visto que a energia economizada em determinado uso poderá ser utilizada por outro consumidor. O conceito de combate ao desperdício está intimamente ligado à idéia de conservação.

Dentre os projetos desenvolvidos com essa intenção encontra-se o Programa Comercial do PROCEL em parceria com associações de classe (hotéis, *shopping centers*, supermercados, bancos e grandes prédios de escritórios) e associações comerciais estaduais que dão suporte na definição dos segmentos prioritários do setor e na divulgação dos resultados obtidos.

Os projetos de melhoria de eficiência energética diretamente realizados pelo programa e o desenvolvimento de um sistema de informações que permite divulgar as experiências bem-sucedidas transformam um número limitado de empresas comerciais em modelos nos seus segmentos, visando possibilitar a sua implementação em outros estabelecimentos.

Outros programas de porte são os de melhoria da eficiência de iluminação pública e em prédios públicos de várias cidades. No Nordeste, diversas cidades estão engajadas no projeto de melhoria da iluminação pública desde 1998, totalizando mais de 250.000 pontos de iluminação.

Dois outros pontos referentes ao PROCEL também merecem ser destacados:

- “Prêmio Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia”, concedido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em diretrizes do Governo Federal e instituído por decreto presidencial em dezembro de 1993, como reconhecimento pelo empenho e resultados obtidos pelos diversos agentes que atuam no combate ao desperdício de energia;
- “Selo PROCEL de Economia de Energia”, instrumento promocional do PROCEL, concedido

anualmente, desde 1993, aos equipamentos elétricos que apresentam os melhores índices de eficiência energética dentro das suas categorias, tendo a finalidade de estimular a fabricação nacional de produtos eletroeletrônicos mais eficientes no item economia de energia e de orientar o consumidor, no ato da compra, de forma que ele seja capaz de identificar e, assim, adquirir equipamentos com as características acima indicadas.

O combate ao desperdício pode ser considerado como uma fonte virtual de energia elétrica, visto que a energia economizada em determinado uso poderá ser utilizada por outro consumidor

CONCLUSÃO

Esse quadro de alternativas para a expansão e o atendimento das necessidades de consumo de energia elétrica no Nordeste gera importantes desafios tanto para os governos quanto para as universidades e empresas, ressaltando-se como principais:

- o desenvolvimento, com sustentabilidade, conseqüente da estabilidade econômica e do redirecionamento dos investimentos do Estado;
- o desenvolvimento das fontes renováveis competitivas;
- o estabelecimento de políticas setoriais bem-definidas;
- a preparação de recursos humanos e o desenvolvimento de tecnologias em sintonia com os recursos naturais do País e com suas demandas sociais;
- o desenvolvimento de empreendimentos cuja acessibilidade e aceitabilidade garantam retorno aos acionistas das empresas com os menores riscos.

É importante destacar, para o bom entendimento desses desafios, os conceitos de acessibilidade e aceitabilidade para empreendimentos energéticos, tais quais definidos pela Comissão Mundial de Energia, conforme publicado no documento *Energy for Tomorrow's World – Acting Now, WEC Statement 2000*:

- acessibilidade é ter custos baixos e preços competitivos, considerando os custos de toda a cadeia de produção, de forma a dar sustentação econômico-financeira às empresas, para que mantenham e desenvolvam seus serviços de

energia; e

- aceitabilidade no sentido de que a energia deva ser produzida e usada de uma maneira tal que proteja e preserve o meio ambiente local e global, agora e no futuro.

Em síntese, a estruturação da matriz energética futura, fortemente ancorada em fontes renováveis, é o desafio maior para os novos rumos do desenvolvimento energético sustentável não só do Nordeste e do Brasil, mas de todos os países do mundo.

* José Carlos de Miranda Farias é Engenheiro eletricista pela UFPE, pós-graduado pela UFRJ e superintendente de Planejamento da Expansão da CHESF.

** Jorge Lamartine Pelinca é Engenheiro eletricista pela UPE, pós-graduado pela EFEI – MG e assessor da Superintendência de Planejamento da Expansão da CHESF.

O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira

Paulo Sérgio Rocha*

Antonio Oswaldo de A. B. de Souza**

Roberto J. Batista Câmara***

Resumo

A regulação da Indústria do Petróleo no Brasil, estabelecida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), influencia diretamente na atuação de todos os integrantes dessa indústria – do Estado regulador à população consumidora passando pelas empresas concessionárias e prestadoras de serviço. A manutenção em operação dos chamados campos maduros de petróleo, caso típico das jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo Baiano, interessa, assim, a todos estes agentes pela capacidade destes campos de gerar riquezas e emprego para a sociedade em geral. A abertura da indústria de petróleo a novos agentes, após 46 anos de monopólio da PETROBRAS, e a criação da ANP marcaram uma nova fase desta indústria no Brasil. Sua principal característica tem sido a entrada de novos agentes no segmento upstream. Ações importantes vêm sendo desenvolvidas para garantir a inserção da empresa nacional de bens e serviços nesse novo ciclo de expansão. Por outro lado, a PETROBRAS, obrigada a se adaptar a um mercado crescentemente competitivo, devolveu à ANP pequenos campos com produção em declínio e sem escala para o porte da empresa, o que tem criado oportunidades para a entrada de novas empresas no Setor. Não existe uma regulamentação que atenda às questões específicas relacionadas a esses campos com baixo volume de produção, o que é de fato necessário, assim como é preciso uma infra-estrutura científica e tecnológica que traga soluções para o problema dos campos maduros. Este artigo particulariza o problema para a Bacia do Recôncavo mostrando um pouco de sua história e suas perspectivas futuras.

Palavras-chave: campos maduros, petróleo, origem do petróleo, regulação, gás carbônico

Abstract

Regulation of the Petroleum Industry in Brazil, established by the Agência Nacional de Petróleo (ANP) Petroleum National Agency, directly influences the action of all agents in this industry, including the regulatory State agencies, the consumers, and the utility companies and energy service companies. Due to the potential for generating wealth and employment, all agents are interested in keeping in operation the so called mature petroleum fields, which make up most of the oil reserves of the Bahian Recôncavo Basin. The exposure of the Brazilian oil industry to competition, after 46 years of monopoly by PETROBRAS and the creation of ANP are symbols of a new age for this industry in Brazil. Its main feature is the entrance of new agents in the upstream segment. Important actions have been developed in order to ensure the insertion of domestic producers of goods and services in this new expansion cycle. On the other hand, PETROBRAS, forced to adapt to an increasingly competitive market, turned over to ANP several small fields with declining production and with no scale or size of interest to the company, thereby creating opportunities for the entrance of new companies in the sector. There is no regulation regarding the specific issues related to these fields with low production volume. Such regulation is really necessary, as well as a technological and scientific infrastructure able to bring solutions the problems related to mature oil fields. This article points out the main problems facing the oil industry in the Recôncavo Basin, showing a bit of its history and its future perspectives.

Keywords: mature fields, petroleum, petroleum origin, regulation, carbon dioxide.

O petróleo, na sua forma de óleo ou gás natural, responde pela maior parte da energia consumida no mundo civilizado. É conhecido desde tempos imemoriais, mas cresceu em importância à partir da invenção dos motores de combustão interna, movidos a óleo diesel e gasolina, no final do século XIX, e da descoberta de grandes jazidas no início do século passado, em Spindletop, no Texas.

A procura por petróleo tem levado a exploração, cada vez mais, até fronteiras de difícil acesso como, por exemplo, ao mar em lâminas de água ultraprofundas e a ambientes inóspitos, como o continente Antártico. Este esforço tem resultado em aumento nas reservas, insuficientes porém para compensar o aumento no consumo. Desta forma, todos os cenários, a longo prazo, são de

aumento nos preços do óleo e do gás natural.

Dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos, apresentados na Tabela 1, abaixo (Report DOE/EIA – 0484, 2000), mostram o aumento esperado no consumo e evidenciam a importância do petróleo na matriz energética mundial.

Tabela 1- Consumo diário e participação do petróleo e gás natural na matriz energética mundial.

Ano	Consumo diário		Participação na matriz energética mundial (%)		
	Óleo (milhões de barris)	Gás (trilhões de pés cúbicos)	Óleo	Gás	Total
1997	73	80	39	22	61
2020	113	167	38	29	67

Como resultado do aumento da participação na matriz energética mundial, o óleo e o gás já descobertos se valorizarão. Nota-se que na maioria dos reservatórios em produção já foram implementados métodos para aumentar essa produção e recuperar mais petróleo do que suas energias naturais permitiriam. Tais métodos, basicamente injeção de água ou gás natural, são conhecidos como recuperação secundária, têm tecnologias dominadas e de largo uso. No entanto só conseguem recuperar uma fração do total existente nas jazidas, elevando a recuperação média de 15 %, obtida pela própria energia do reservatório, para até 45 %. O restante do óleo ficará preso nas jazidas, a menos que sejam empregados métodos especiais de recuperação. É fácil vislumbrar que, no quadro mundial atual, os métodos especiais de recuperação (EOR) tenderão a ter cada vez maior importância. A aplicação adequada de um desses métodos permite que se recupere, em média, de 5 a 10 % a mais do óleo original que existia na jazida na época de sua descoberta. Como o óleo está na jazida, trata-se de um óleo conhecido. Não existe o risco exploratório que encarece o petróleo mas são exigidas a aplicação de tecnologias avançadas e produtos e instalações dispendiosas, o que frequentemente inibe a aplicação destas tecnologias.

Portanto, para que seja entendida a importância da revitalização dos campos petrolíferos baianos, serão aqui admitidos alguns conceitos e premissas

básicas (hipotéticos ou não) que terão como objetivo facilitar o entendimento da questão em pauta e tornar viável a mensuração dos valores do óleo passível de ser economicamente recuperado em campos maduros.

ORIGEM DO PETRÓLEO

O problema da origem do petróleo é objeto de celeumas há muitos anos, daí surgindo várias teorias explicativas. Essas teorias podem ser classificadas em inorgânicas e orgânicas. As inorgânicas, comentadas a seguir, são as que atribuem ao petróleo uma origem sem a intervenção de organismos vivos de qualquer espécie. Dentre os vários cientistas que as advogaram citam-se: Virlet, Brunet, Levorsen, Boutigny, Berthelot, Byasson, Kudriavtsev, Slenzak, Chekalyuk, Mendeleiev e Porfir'ev.

Resumo das teorias inorgânicas mais importantes

Virlet observou que muitas fontes termais produzem hidrocarbonetos em quantidades significativas. Por isso, concluiu que o petróleo devia estar associado ao vulcanismo. Brunet endossou a opinião de Virlet observando: “fontes de petróleo e betume se encontram, quase sempre, próximas de vulcões de lama, fontes ardentes e depósitos vulcânicos”. Os vulcões de lama mais importantes encontram-se em Baku, na Rússia. Eles são produzidos por exsudações de gás que escapam de acumulações petrolíferas através de falhas ou fraturas, trazendo lama, areia, fragmentos de rocha e, ocasionalmente, petróleo líquido.

Boutigny propôs a origem cósmica do petróleo, tese que encontra suporte na presença de hidrocarbonetos em alguns meteoritos e na atmosfera de alguns planetas como Júpiter, Saturno, Urano e Netuno. Segundo essa concepção, já haveria petróleo desde os primórdios da existência da Terra. Como teriam sido preservados esses hidrocarbonetos e como a migração para sedimentos mais recentes teria ocorrido não são explicados por esta teoria.

Outra possibilidade, advogada por Berthelot, para a origem inorgânica do petróleo, seria a da formação de hidrocarbonetos pela reação da água e do gás carbônico com álcalis ou metais alcalinos.

Byasson também demonstrou a possibilidade de produção de hidrocarbonetos por processos puramente inorgânicos ou seja pela reação da água sobre carvão e ferro em brasa, obtendo um óleo semelhante ao petróleo bruto. Os alemães produziram, durante a Segunda Guerra, quantidades significativas de gasolina por meio desta reação.

O químico russo D. I. Mendeleiev, a quem se deve o sistema periódico dos elementos e a descoberta de alguns minerais, postulou a origem inorgânica do petróleo com base em experiências de laboratório. Para ele, carbonetos metálicos existentes na natureza, ao reagirem com a água, sob alta pressão e temperatura (vapor de água), dariam origem aos hidrocarbonetos. Entretanto, para se obter alguns compostos de hidrocarboneto por esse meio seriam necessárias temperaturas elevadíssimas, não-disponíveis a não ser a grandes profundidades. E mais, como visualizar um mecanismo permeável para a migração do petróleo assim formado até a crosta?

Porfir'ev ponderou que um simples cálculo do potencial de hidrocarbonetos mostra que a matéria orgânica é insuficiente para suprir volumes necessários à constituição de um campo gigante, como nos casos de Ghawar, na Arábia Saudita, com 66 bilhões de barris e dos arenitos asfálticos de Atabasca, no Canadá, com 750 bilhões de barris de betume. Esse autor cita também a ocorrência do campo de Fergana, na Rússia, com 220 bilhões de barris. Segundo ele, só a geração inorgânica seria capaz de suprir tais volumes.

Teoria orgânica moderna

A teoria orgânica atribui a organismos vivos um papel fundamental na geração do petróleo. Esta teoria é a mais aceita atualmente por geólogos e geoquímicos que, entretanto, não descartam a existência de hidrocarbonetos formados inorganicamente na terra e no espaço exterior.

As bases da teoria orgânica foram fortalecidas por estudos geoquímicos e paleontológicos que permitiram verificar a associação do petróleo com rochas sedimentares depositadas em antigos mares e lagos. Além disso, corroboram também a teoria orgânica:

- a existência de certos compostos revelados gra-

ças à presença de substâncias opticamente ativas (relacionadas com o colesterol, formam-se à custa de substâncias orgânicas). Essas substâncias fazem girar o plano da luz polarizada e é indicativo da presença de matéria assimétrica, característica da matéria sintetizada bioquimicamente;

- os isoprenóides, esteranos, terpanos e porfirinas presentes no petróleo (as porfirinas são compostos orgânicos nitrogenados que fazem parte da hemoglobina e da clorofila);
- as cinzas do petróleo serem muito semelhantes às cinzas das algas marinhas, possuindo uma percentagem relativamente elevada de níquel;
- a razão isotópica C_{12}/C_{13} ser mais próxima da encontrada na matéria orgânica viva que na atmosfera ou nos carbonatos. Isso porque os processos bioquímicos, em particular a fotossíntese, enriquecem os produtos metabólicos finais em C_{12} em relação à matéria prima original;
- a síntetização, atualmente, de hidrocarbonetos em laboratório a partir de rochas ricas em matéria orgânica.

Tudo isso não deixa dúvida quanto à origem orgânica de pelo menos a maior parte do petróleo existente nos reservatórios produtores.

A BACIA DO RECÔNCAVO (FIGUEIREDO, 1985)

O Brasil possui um grande número de bacias sedimentares, distribuídas tanto na área continental como na marítima. Na parte terrestre, destacam-se as bacias paleozóicas (Amazonas, Parnaíba e Paraná), ao passo que, na margem continental, estão presentes inúmeras bacias de menor porte, diretamente ligadas à evolução do Oceano Atlântico. Essas bacias ocupam uma área aproximada de 4.400.000 km², dos quais 800.000 km², até a cota batimétrica de -200 metros, estão submersas no Oceano Atlântico.

A localização e a evolução das bacias marítimas brasileiras, distribuídas desde a costa do Rio Grande do Sul (Bacia de Pelotas), ao sul, até a costa do Amapá (Bacia de Cassiporé), ao norte, estão, do mesmo modo, que suas similares da costa oeste da África, ligadas ao — e controladas pelo — processo de separação dos continentes da África e da América do Sul. Todas as feições geológicas dessas baci-

as, tanto das de grande como das de pequeno porte, resultaram de importantes eventos no decorrer do processo de fraturamento continental.

Os continentes, integrantes de placas litosféricas móveis, algumas vezes colidem entre si enquanto migram, formando outros gigantes continentes. Em um ou dois períodos muito especiais no decorrer do tempo geológico, todos os continentes se agregaram em um único megacontinente chamado Pangea, ocupando cerca de 40% da superfície do globo. O restante era constituído por um único oceano denominado Panthalassa. Isso aconteceu durante o período geológico dito Permiano, há cerca de 280 milhões de anos, quando a América do Sul foi unida à África (supercontinente Gondwana).

A formação do megacontinente Pangea e a consequente aglomeração de todos os continentes em um só lado do globo, além de pouco comum, era um arranjo bastante instável. Por isso, o fraturamento do supercontinente começou já no período Neotriássico-Eojurássico, há cerca de 210 milhões de anos, separando as atuais Américas do Norte e do Sul (e outros continentes também). A América do Sul e a África possuem uma história muito mais longa de união como parte do supercontinente Gondwana, portanto, ainda permaneciam juntas.

Há, aproximadamente, setenta milhões de anos após a separação das Américas do Sul e do Norte, teve início a fragmentação do continente Gondwana e a consequente separação entre a América do Sul e a África. Esta separação ocorreu em diversos estágios.

No fim do período Jurássico e no início do Neocomiano, há cerca de 140 milhões de anos, o atual continente sul-americano começou a girar no sentido horário na área sul-brasileira, onde lavas basálticas atingiram a superfície através de fraturas profundas, cobrindo tanto a bacia paleozóica do Paraná como a futura margem continental, com derrames de basalto que totalizam mais de 1.000 metros de espessura. Nesse período, a rotação diferencial entre a América do Sul e a África fez com que fraturas tensionais (fase *rift*) se propagassem além das áreas de atividade vulcânica, se estendendo para as bacias pouco subsidentes, criadas no estágio pré-*rift*.

Ao norte da bacia de Campos, a separação se deu ao longo de um sistema de fraturas essencialmente norte-sul, que definiu a margem continental

desde a bacia do Espírito Santo até Salvador e propagou-se para o norte, por mais de 500 quilômetros para dentro do continente sul-americano, dando origem às bacias do Recôncavo e Tucano.

No período Aptiano, há cerca de 130 milhões de anos, após a fase *rift*, estabeleceu-se entre a América do Sul e a África uma bacia de subsidência rápida, mas uniforme, onde se depositaram sedimentos clásticos lacustres e espessa seqüência de evaporitos marinhos. A água salgada proveio da bacia euxínica, quase fechada, existente entre a Argentina e a África do Sul, resultante da implantação do Oceano Atlântico, em condições fortemente restritas. Durante esse período, a maior parte da margem equatorial foi, todavia, caracterizada por um ambiente tectono-sedimentar diferente. O deslocamento divergente entre a América do Sul e a África, nessas áreas, criou *grabens* estreitos, nos quais espessas seqüências flúvio-deltaicas se acumularam rapidamente. Essas, por sua vez, foram cobertas, no período Eoalbio, por uma camada de sedimentos marinhos, quando a conexão entre o Atlântico Norte e Sul foi finalmente estabelecida.

No período Neojurássico, depositaram-se rochas tipicamente continentais (*red-beds*), como resultado da coalescência da sedimentação flúvio-lacustre e de leques aluviais (formações Aliança e Sergi). No Eocretácio, depositaram-se novos sedimentos flúvio-lacustres (formações Água Grande e membro Tauá da formação Candeias). Sobre este pacote sedimentar, implantou-se o *rift-valley*, com a formação de lagos relativamente profundos, desenvolvendo-se uma sedimentação muito heterogênea. Desse modo, fanglomerados subaquosos da borda leste (formação Salvador) depositaram-se, concomitantemente, com os sedimentos mais finos da formação Morro do Barro, os leques turbidíticos do membro Gomo e os fluxos-turbiditos do membro Maracangalha. Outros depósitos grosseiros ressedimentados (membro Pitanga) estão imersos nos folhelhos da formação Candeias. No grupo Ilhas, predominam sedimentos de águas mais rasas, indicando que o lago estava praticamente assoreado nessa época, com a deposição de sedimentos flúvio-deltaicos e de leques subaquosos rasos das formações Marfim e Pojuca.

A colmatação total da Bacia do Recôncavo Baiano ocorreu com a deposição da Formação São

Sebastião, a qual é constituída por sedimentos flúvio-aluviais. Sobre estes, discordantemente, ocorrem leques aluviais da formação Marizal, síncronos da sedimentação salífera das demais bacias costeiras do leste brasileiro. Com a deposição desta última formação, a Bacia do Recôncavo Baiano caracterizou-se como um aulacógeno ou *rift* abortado.

A Bacia do Recôncavo Baiano, onde foi descoberto petróleo pela primeira vez no Brasil, é a mais prolífera dentre todas as bacias brasileiras, considerando-se sua área (11.000 km²) e o volume de óleo encontrado até o momento. Nela foram gerados mais de 1.000 milhões de m³ de óleo, dos quais espera-se recuperar mais de 250 milhões de m³ com os atuais métodos de recuperação. Mais de 230 milhões de m³ de óleo equivalente foram produzidos nos últimos 60 anos nos seus 80 campos de óleo e gás.

O campo de Água Grande, descoberto em 1951, é o maior da Bacia do Recôncavo Baiano. Está localizado ao longo da falha de Mata-Catu (transcorrência) e é um excelente exemplo de jazida estrutural. A produção do campo provém dos arenitos neojurássicos flúvio-aluviais da formação Sergi e do membro Água Grande, estruturados por falhamentos de grande rejeito. Nesse campo, assim como nos demais da bacia, o óleo, tipicamente continental, é altamente parafínico. Outros exemplos de campos importantes controlados estruturalmente são os de Dom João e Buracica.

O fato de o óleo gerado dos folhelhos lacustres e euxínicos da formação Candeias (membro Gomo) estar acumulado em reservatórios sobre e sotopostos sugere migração à longa distância, através dos dutos originados pela grande quantidade de falhamentos na bacia. Desse modo, a multiplicidade de zonas produtoras empilhadas verticalmente é comum na Bacia do Recôncavo. O campo de Araçás, descoberto em 1965, é um exemplo desse tipo de acumulação múltipla. Nesse campo, a produção de óleo provém da formação Sergi, do arenito Água Grande e de mais dez diferentes reservatórios das formações Marfim e Pojuca, estruturados em feição dômica, falhada.

A Bacia do Recôncavo Baiano está em avançado estágio exploratório, sendo considerada madura, com prospectos do tipo estruturais praticamente esgotados. No entanto, nos últimos anos, com a utiliza-

ção de avançada tecnologia, foi possível definir importantes prospectos estratigráficos em partes mais profundas da bacia, onde a atividade exploratória ainda era relativamente pequena, o que resultou na descoberta de diversas acumulações.

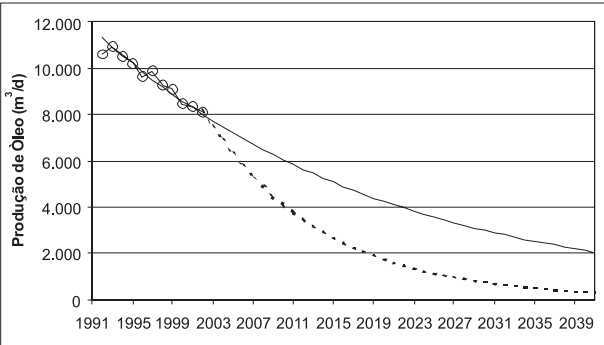
Hoje, após 60 anos de produção, a Bacia do Recôncavo produz 50.000 bbl/dia, cerca de um terço de seu pico histórico no início dos anos 70's. Ainda assim, a bacia tem a pujança suficiente para ser um dos principais negócios e empregador do estado da Bahia.

IMPORTÂNCIA DOS CAMPOS MADUROS PARA O ESTADO DA BAHIA

De uma forma geral, pode-se considerar que todos os campos de petróleo da Bacia do Recôncavo são maduros. Isso, no entanto, não diminui sua importância para a economia do Estado. Como ilustração, apresenta-se, a seguir, uma avaliação econômica da atividade de lavra de óleo nesta bacia.

A Bacia do Recôncavo produz hoje cerca de 50.000 bbl/dia. Nos últimos dez anos, a produção tem declinado a uma taxa relativamente baixa, de 3,5 % ao ano. Essa taxa é o resultado de um intenso e bem-sucedido programa de otimização dos projetos de recuperação secundária dos seus campos. Por outro lado, as reversas provadas, publicadas pela ANP, somam 33 milhões de m³ ou 208 milhões de bbl. Aparentemente, esses números apresentam alguma inconsistência, já que, mantendo-se o atual declínio, essas reservas seriam produzidas nos próximos 15 anos, o que, seguramente, não é verdade. A explicação, no entanto, está na implementação de recompletações, restaurações, estimulação de poços, projetos de recuperação secundária (injeção de água e gás), projetos de adensamento de malha, projetos que incluem novos métodos especiais de recuperação, novos métodos de avaliação de reservas, tudo isso já incluído no comportamento de produção passado. Nada garante que oportunidades similares serão encontradas no futuro. Essa situação está bem ilustrada na Figura 1, na próxima página, que mostra o histórico de produção de 1991 a 2001, a curva de declínio ajustada, a extrapolação da curva de declínio para os próximos 40 anos e uma previsão de produção em que a reserva prova-

Figura 1 - Histórico e previsão de produção de óleo para a Bacia do Recôncavo, considerando-se um declínio de 3,5% e 8,5 % ao ano.



da é produzida em 40 anos. Neste último caso, o declínio é de cerca de 8,5 % ao ano.

A avaliação econômica que se segue foi baseada em uma série de premissas descritas na Tabela 2. Destaca-se que a produção de gás natural, associada à produção de óleo, não foi considerada na análise econômica e que não se considerou a implementação de novos projetos de exploração. Por outro lado, admitiram-se dois cenários independentes: um para o preço de venda do óleo — 20,00, 25,00 e 30,00 US\$/bbl — e outro para os custos de produção — 7,00, 10,00 e 13,00 US\$/bbl. Esses valores podem ser considerados como adequados aos níveis de informação hoje disponíveis.

Tabela 2 - Premissas consideradas no cálculo do desempenho econômico dos campos maduros da Bacia do Recôncavo.

Desconsideram-se a receita e os custos de produção do gás natural associado
Desconsidera-se a implementação de novos projetos
Os investimentos realizados já foram amortizados
Os custos de abandono estão embutidos nos custos de produção
A produção das reservas provadas publicadas ocorre em 40 anos
Preço de venda do óleo de 20,00, 25,00 e 30,00 US\$/bbl
Custos de produção de 7,00, 10,00 e 13,00 US\$/bbl
Taxa de atratividade de 13 %/ano
Royalty médio de 7,5 % da produção bruta

Dependendo do cenário que prevalecer, a atividade de lavra dos campos maduros da Bacia do Recôncavo pode proporcionar, nos próximos 40 anos, a valores corrigidos à taxa de 13 % ao ano, um Valor Presente Líquido (VPL) entre 300 e 1.200 milhões de dólares ou um faturamento bruto entre 700 e 3.000 milhões de dólares (Figura 2).

Figura 2 - Valor presente líquido da produção de óleo dos campos maduros da Bacia do Recôncavo.

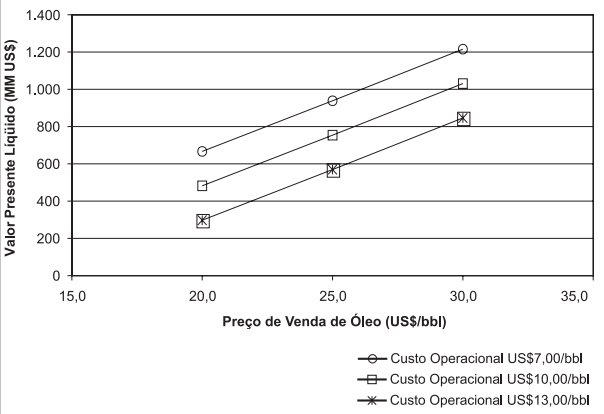


Figura 3 - Receita bruta atualizada da produção de óleo dos campos maduros da Bacia do Recôncavo.

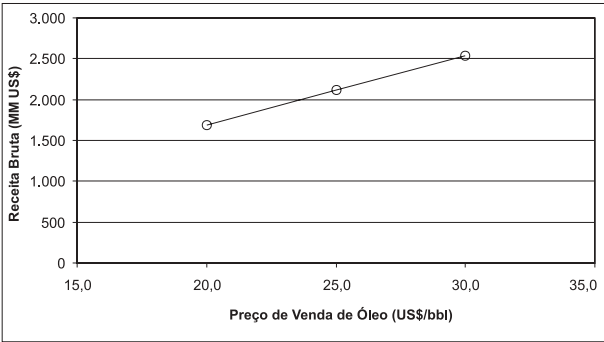
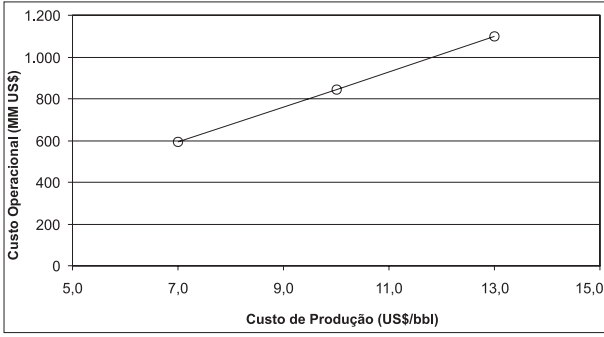


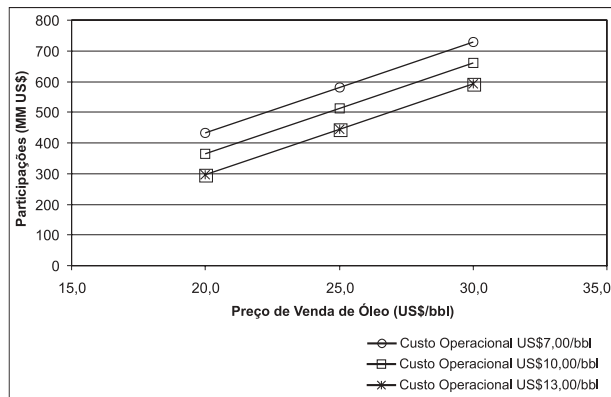
Figura 4 - Custo operacional atualizado da produção de óleo dos campos maduros da Bacia do Recôncavo.



Os valores de VPL mostrados na Figura 2 são decorrentes de um faturamento bruto, atualizado, próximo de 2,5 bilhões de dólares no caso mais otimista (Figura 3) ou 6,3 bilhões de faturamento não-corrigido. As Figuras 3 e 4 mostram os custos operacionais e as participações governamentais da atividade. Observe-se que os custos operacionais

são da ordem de grandeza do lucro e que o estado da Bahia, em todos os níveis, recebe participações significativas na forma de royalties e impostos.

Figura 5 - Participações governamentais atualizadas na produção de óleo dos campos maduros da Bacia do Recôncavo.



O FUTURO DA BACIA DO RECÔNCAVO

Após cerca de 60 anos de produção comercial de hidrocarbonetos, as jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo, uma das mais prolíferas do mundo e principal produtora do estado da Bahia, encontram-se em avançado estágio de exploração. O volume de óleo descoberto estado alcança 1,08 bilhão de m³. Desse total, já foram produzidos 212 milhões, o que corresponde a uma fração recuperada de 19,6 %. Outros 33 milhões de m³ de óleo permanecem nas jazidas na forma de reservas exploráveis provadas. Estima-se, ainda, um potencial de incorporação de reservas de até 25 milhões de m³, provenientes da implementação de novos projetos ou das revisões dos existentes. Dessa forma, o estado da Bahia deverá recuperar um pouco mais de 270 milhões de m³ (25 %) do óleo descoberto.

O envelhecimento da Bacia do Recôncavo Baiano tem imposto custos crescentes de produção à E&P-Ba, devido principalmente aos seguintes fatores:

- baixo índice exploratório. Não existe incorporação expressiva de reservas de óleo desde a descoberta dos campos da borda nordeste da bacia há cerca de 20 anos atrás;
- produção de óleo monotonicamente decrescente, com a conseqüente baixa produtividade dos poços produtores; e,

- produção crescente de fluidos usados para recuperação secundária – água e gás.

Gerentes e técnicos das operadoras destes campos vêm desenvolvendo esforços no sentido de reverter a decrescente importância econômica da bacia. Esses esforços se concentram em, pelo menos, quatro grandes áreas:

- direcionamento do esforço de prospecção para as bacias submersas do litoral baiano;
- agressividade na comercialização de gás natural, na tentativa de aumentar significativamente sua participação na matriz energética do Estado da Bahia;
- revisão dos atuais esquemas de recuperação secundária implementados.

As duas primeiras alternativas são funções de fatores que fogem ao controle dos técnicos, já que dependem de variáveis que vão desde mercado e nível de atividade econômica do país até “sorte” na atividade exploratória. Por outro lado, o último grupo, que envolve medidas sob o controle dos técnicos, não é capazes de, por si só, reverter o atual quadro, embora tenham conseguido manter as taxas de declínio em valores próximos aos 3,5 %/ano. Desta forma, se for desconsiderada a hipótese de novas descobertas, o óleo deve continuar a diminuir sua importância no perfil de produção da unidade e, ao final da vida produtiva das jazidas, cerca de 800 milhões de m³ permanecerão nos reservatórios, já que não poderão ser economicamente produzidos nos atuais níveis de tecnologia.

Existe, no entanto, um quarto grupo que tem o potencial de revitalizar a produção e as reservas do estado da Bahia. Trata-se do emprego de métodos especiais de recuperação e, em particular, do uso de solventes (métodos miscíveis) e polímeros. Estudos preliminares demonstram que cerca de 60 % do óleo descoberto na Bacia do Recôncavo Baiano tem potencial para emprego dessas técnicas de recuperação.

O emprego de polímeros não será comentado neste trabalho.

A injeção de CO₂ em sua forma miscível, a despeito de apresentar uma eficiência de deslocamento de 100 %, recupera, tipicamente, entre 5% e 20 % do óleo original *in-place*, devido à presença de macro e micro heterogeneidades da rocha reservatório. À presença de forças viscosas (forma-

ção de *fingers*) e gravitacionais (segregação entre os fluidos deslocante e deslocado), e à dificuldade na obtenção de bons perfis de injetividade. De qualquer forma, acredita-se que esses métodos tenham o potencial de incorporar entre 18 e 53 milhões de m³ às reservas da bacia. Observa-se que o limite superior do potencial é 180 % maior que as reservas provadas exploráveis e na ordem de grandeza do potencial de recuperação de óleo do estado da Bahia.

Diversos estudos têm sido publicados, mostrando valores de consumo e incorporação de reservas pela utilização de gás carbônico na produção de óleo. Entre esses estudos, destaca-se o trabalho de Anada *et al* (1982), preparado para o Departamento de Energia Americano (DOE), que apontam um consumo, para reservatórios semelhantes aos baianos, de 2,58 ton por m³ adicional de óleo, e incorporação de reservas de 16,2 % do óleo remanescente na jazida quando da aplicação do método especial de recuperação. O Quadro 1 mostra os potenciais de produção e incorporação de reservas e as necessidades de CO₂ para um horizonte de 20 anos.

Quadro 1- Planejamento preliminar da aplicação de CO₂ miscível às jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo.

Potencial para aplicação de CO₂ miscível = 337 milhões de m³ de óleo original "in-place" (OOIP)

Alvo para CO₂ miscível = 254 milhões de m³ de óleo remanescente "in-place" (ORIP = 75,4 % do OOIP)

Incorporação de reservas = 41 milhões de m³ (16,2 % do ORIP - Anada H. *et al.*, 1982)

Necessidade total de CO₂ = 106 milhões de toneladas (2,58 ton/m³ - Anada H. *et al.*, 1982)

Necessidade diária CO₂ (Teórica) = 14,5 mil toneladas por dia (20 anos)

Por outro lado, desde o começo da era industrial os combustíveis fósseis têm sido usados como a principal fonte mundial de energia e, nas últimas décadas, seu consumo tem aumentado rapidamente. Em decorrência, os níveis de gás carbônico na atmosfera também têm aumentado. A concentração de CO₂ na atmosfera, que, no início do século XIX, era 280 ppm, encontra-se hoje no patamar de 360 ppm.

Embora gases como metano, N₂O e freon também sejam responsáveis pelo aquecimento global, o dióxido de carbono é responsável por, pelo menos, 50 % do efeito observado. Na medida em que as concentrações desses gases aumentam na at-

mosfera, a temperatura média da Terra cresce proporcionalmente. Entre 1880 e 1980, a temperatura do planeta subiu em 0,5°C. Estudos do *Inter Govenmental Panel on Climate Change* (IPCC) mostram que se a emissão desses gases não for controlada a temperatura da Terra subirá 3,5°C nos próximos cem anos. Essa elevação de temperatura provocará uma subida do nível do mar de 65 cm. Pior que a subida do nível do mar são os efeitos da mudança do clima sobre os seres humanos.

Durante o encontro das Nações Unidas levado a termo no Rio de Janeiro, em junho de 1992, ficou estabelecido que as nações industrializadas deveriam controlar as emissões de gás carbônico, de modo que em 2000 os níveis fossem os mesmos de 1990. Trabalhos de pesquisa para reduzir as emissões de CO₂ estão em andamento na maioria dos países industrializados, destacando-se o Japão, Canadá e EUA. As principais linhas de pesquisa procuram encontrar utilização comercial para as expressivas quantidades de CO₂ separadas dos gases de queima. Uma das poucas indústrias capazes de consumir esses volumes é a petrolífera, na qual a aplicação de CO₂ miscível para recuperação de óleo é uma tecnologia promissora.

Trabalhos recentemente publicados (ver por exemplo Iijima, 1998; Tontiwachwuthikul, 1997), mostram ser possível separar, secar, comprimir e transportar gás carbônico separado de gases de queima em níveis de preços variando entre US\$ 10,00 e US\$ 20,00 por tonelada. Considerando um consumo médio de 2,58 ton de CO₂ por m³ de óleo adicional (Anada, 1982), esses níveis de preço do CO₂ criam um imenso potencial para o método na exploração de petróleo.

MÉTODOS MISCÍVEIS DE RECUPERAÇÃO

Dois fluidos são miscíveis quando formam uma única fase ao serem misturados em qualquer proporção. Gasolina e querosene são exemplos clássicos. Desde que a mistura desses fluidos resulta em apenas uma fase, não existe tensão interfacial entre eles. A ausência de tensão interfacial, no caso particular de recuperação de óleo, elimina a saturação residual de óleo, proporcionando uma eficiência de deslocamento de 100 % nas porções do reservatório contatado pelo fluido deslocante.

A maneira mais simples e direta de obter-se miscibilidade consiste na injeção de um solvente completamente solúvel no óleo em todas as proporções. Esses solventes são chamados de “miscíveis ao primeiro contato” e são, via de regra, mais caros. Uma segunda classe, normalmente bem mais barata, é conhecida como “miscíveis por múltiplos contatos”. Por sua vez, este grupo é subdividido, de acordo com o processo para a obtenção de miscibilidade, em “miscíveis por condensação” e “miscíveis por vaporização”.

Em um processo miscível por condensação, os hidrocarbonetos de peso intermediário que compõem o fluido injetado como solvente condensam-se e misturam-se ao óleo do reservatório para criar uma zona de mistura. Esse processo domina a frente de deslocamento miscível, formando uma zona de transição entre o óleo do reservatório e o fluido deslocante.

No caso de um processo miscível por vaporização, as frações intermediárias do óleo do reservatório vaporizam-se no solvente injetado, criando uma zona de mistura. Nesse tipo de processo, a miscibilidade pode ser obtida com gás natural, gases de combustão, CO₂ ou nitrogênio, desde que a pressão do reservatório esteja acima da pressão mínima de miscibilidade.

Deslocamentos miscíveis são normalmente conduzidos injetando-se um volume limitado de solvente (banco) e deslocando-o com fluidos mais baratos, que podem ou não ser miscíveis com este solvente. Observa-se, no entanto, que o deslocamento imiscível do solvente cria saturação residual deste solvente no reservatório, o que pode provocar um impacto econômico importante em projetos de campo.

Projetos de deslocamentos miscíveis são normalmente caros e nos atuais níveis de preço de óleo devem ter suas economicidades cuidadosamente estudadas. Existem, no entanto, centenas de projetos de sucesso técnico e econômico operando no mundo, particularmente nos EUA e Canadá.

A revista *Oil and Gas Journal* apresenta, bialmente, um levantamento das atividades de métodos especiais no mundo. Esse relatório constitui-se na mais completa fonte para análise de tendências de aplicação de métodos especiais na literatura. Observa-se, por exemplo, que a impor-

tância dos métodos miscíveis nesse perfil pode ser medida pelos seguintes fatores:

- a produção de óleo por injeção de gases tem crescido significativamente nos EUA sendo hoje responsável por pouco mais de 300.000 bbl/dia, dos quais o CO₂ miscível participa com mais de 58%;
- número de projetos de CO₂ nos EUA tem crescido de forma consistente. Nota-se que, dos 13 novos projetos de métodos especiais de recuperação que deverão ser implementados nos EUA nos próximos anos, 12 são de injeção miscível de CO₂ e um é de injeção miscível de hidrocarbonetos;
- a quase totalidade dos projetos de métodos miscíveis de recuperação em operação ou já encerrados é reportada como sucesso técnico e econômico;
- a aplicação de métodos miscíveis como a de todos os métodos especiais de recuperação – térmicos, químicos e gasosos – tem sua aplicabilidade limitada por: profundidade, temperatura, permeabilidade, espessura e homogeneidade dos reservatórios, composição do óleo e custos de aquisição e injeção dos insumos. Dióxido de carbono tem sido usado para recuperar óleo em muitas situações:
 - em arenitos, calcáreos e dolomitos;
 - em reservatórios com profundidades de até 10.800 ft;
 - em formações com permeabilidades de menos de 2 md;
 - em reservatórios com temperaturas de até 248F;
 - em formações com espessuras variando de 8 a 600 ft e com consideráveis variações em homogeneidade;
 - em óleos com densidades variando entre 16 a 45 °API;
 - em projetos imiscíveis de deslocamento;
 - em óleo com viscosidades variando entre 0,3 e 188 cp;
 - em reservatórios com saturações de óleo entre 28 e 64 %;
 - em reservatórios com espaçamento de até 51 acres por poço; e,
 - quando a mistura injetada contém até 29 % de H₂S.

Os principais mecanismos associados à recuperação de óleo pela injeção de CO₂ são:

- redução da viscosidade entre dez a cem vezes, enquanto que a água sofre pequeno aumento promovendo uma melhor razão de mobilidades e melhorando as eficiências de varrido;
- solubilização de até 1.075 scf de CO₂ por barril de óleo, aumentando o volume em até 40% a depender da composição e das condições dos reservatórios;
- redução da densidade do óleo, diminuindo os efeitos gravitacionais quando da injeção de gás carbônico;
- vaporização de componentes intermediários do óleo, o que promove a formação de um banco miscível com o óleo da jazida;
- redução da tensão interfacial CO₂-óleo. Com CO₂ em estados gasosos e a altas pressões, a miscibilidade com o óleo pode ser obtida;
- redução da tensão interfacial entre a água e o óleo presentes nas jazidas, permitindo um deslocamento mais efetivo;
- melhoria das permeabilidades dos reservatórios; e,
- promoção de empuxo por gás quando, próximo aos poços produtores, em níveis relativamente mais baixos de pressão, o CO₂ perde solubilidade.

FONTES DE GÁS CARBÔNICO

Não existem campos de gás carbônico no Brasil. Assim, as fontes de CO₂ para recuperação especial de petróleo na Bacia do Recôncavo devem vir de sub-produtos industriais gasosos. As maiores emissões de CO₂ são provenientes de combustão de combustíveis líquidos e gasosos onde o gás carbônico está presente com cerca de 8 % em volume.

Existe cerca de 30 processos disponíveis para a remoção de gases ácidos de correntes gasosas e cada processo utiliza diferentes solventes com determinadas vantagens. Tais processos podem ser classificados em dois principais grupos:

- solventes químicos — baseiam-se em absorção química dos gases ácidos; e,
- solventes físicos — baseiam-se em absorção física dos gases ácidos.

A escolha do solvente correto é importante na medida em que as quantidades e vazões de circu-

lação deste solvente determinam as dimensões dos equipamentos requeridos e, por sua vez, os custos de investimentos e operações dos projetos.

A maior influência na economicidade de projetos de recuperação de gás carbônico é a pressão parcial do CO₂ na corrente de gás. Se a pressão parcial é baixa, então os solventes físicos não são adequados, porque os custos de compressão para absorção física são altos. Ao contrário, se a pressão parcial do CO₂ é alta, os solventes físicos são normalmente usados. As principais correntes contendo gás carbônico — gases de queima, por exemplo — têm pressão parcial do CO₂ na faixa de 1,3 a 4,3 psi, que é claramente adequada para os solventes químicos. Em particular, aminas e carbonato de potássio (K₂CO₃) normalmente são as melhores escolhas.

Resumidamente, os processos envolvem absorção química em torres onde as correntes de solvente (aminas ou soluções de carbonato de potássio aquecidas) e dos gases estão em contrafluxo. A regeneração das aminas e da solução de carbonato de potássio é feita, respectivamente, por aquecimento e redução de pressão sem aquecimento adicional. É intuitivo que os grandes custos dos processos estão associados à movimentação de grandes massas de gases e à incorporação de quantidades expressivas de energia ao sistema.

As principais linhas de pesquisas sobre separação de CO₂ de correntes gasosas concentram-se nas aminas e focam os seguintes pontos:

- redução da energia de regeneração do solvente;
- redução da energia para compressão das correntes gasosas;
- uso de equipamentos compactos;
- redução da perda de solvente;
- minimização dos efeitos de impurezas; e,
- otimização dos sistemas de vapor e energia com as plantas responsáveis pela emissão da corrente gasosa.

REGULAÇÃO ESPECÍFICA PARA CAMPOS MADUROS

A experiência internacional aponta para a necessidade de tratamento diferenciado das atividades de exploração em campos de pequena produção, marginalmente econômicos, ou naqueles que já alcançaram estágio avançado de explo-

tação. De modo a nivelar o tratamento dado aos campos de petróleo brasileiros (que se encontram nestas classificações) com o tratamento dado em outros países, necessário se faz, inicialmente, conceituar o que é um campo maduro, campo pequeno e campo marginal, hoje em dia simplesmente abrigados sob a denominação genérica de campos maduros. Também conceituar-se-á o que é um produtor independente e como incentivar o empresariado nacional, de modo a tornar atrativa as aplicações de capital nesses ativos.

É fundamental, pois, que se criem critérios para definir campos maduros, pequenos e marginais, fase inicial de um estudo de estabelecimento de incentivos diversos para empresas que venham a atuar na operação desses campos. O objetivo maior é propiciar a entrada de novos agentes econômicos que, usufruindo desses incentivos, venham a aplicar recursos financeiros no setor.

Não existe uma definição clara na bibliografia nacional e internacional sobre o que é campo maduro. Uma das possibilidades, por exemplo, é considerar como tal aquele campo que se encontra em estágio avançado de exploração, onde mais de 75% ou 85% das suas reservas originais já tenham sido exploradas. Ou, ainda, campos que apresentem potencial para incorporação de reservas a partir da utilização de métodos especiais de recuperação: térmicos, gasosos, químicos etc. Para campos pequenos tem-se que estabelecer critérios econômicos de caracterização. Quanto a campos marginais, também não existe consenso na definição, mas, pelo pesquisado na indústria, entende-se como sendo aqueles que apresentam baixa produtividade ou custos operacionais elevados, independentemente de serem maduros ou não, e cuja produção é considerada marginal para as grandes companhias que atuam no mercado. Só conseguem economicidade sob algumas condições: com o aporte de incentivos diversos; com severas reduções de custos; com a aplicação de tecnologias avançadas ou, ainda, com uma combinação de duas ou mais dessas medidas.

Cenário nos Estados Unidos

Nos primórdios, a produção de petróleo nos EUA era regulada pelo governo. Durante anos

(exceto entre 1944-48, período que compreende o último ano da Segunda Grande Guerra e os três primeiros após seu fim), a capacidade de produção excedeu a demanda. Para evitar desperdício e produção predatória, bem como para manter a equidade entre produtores, não se permitia que os poços produzissem além de certa capacidade. As leis tentavam evitar que um produtor prejudicasse o outro, desde quando o petróleo (que está abaixo do solo superficial) pode migrar para uma área que não corresponde à área possuída em superfície pelo proprietário. Nos EUA, hoje em dia, não existem mais restrições à produção. Existem sim, várias áreas de preservação ambiental onde não é permitida a perfuração, como na costa leste e nos parques nacionais.

As companhias pequenas (*independents*) são cerca de 8.000 e operam poços de baixa produção, definidos como aqueles com vazão de óleo menor que 15 bbl/dia e vazão de gás menor que 3.150 m³/dia. Participam do mercado norte-americano com cerca de 65% da produção de gás natural e 40% da de óleo. Para atingir esses números, contam com diversos incentivos: créditos pela utilização de técnicas avançadas de recuperação (EOR); créditos para recolocar em produção poços temporaria ou permanentemente abandonados; opção para capitalizar bônus de aquisição de *leases* como adiantamento de *royalties*; diferimento de aluguel de áreas para fins de dedução posterior do imposto a pagar; dedução do imposto a pagar e disponibilização de crédito com prazos dilatados e juros subsidiados.

Cenário no Brasil

No Brasil, a indústria do petróleo é relativamente nova (cerca de 60 anos). A maior companhia do setor, a PETROBRAS, que deteve o monopólio por mais de 40 anos, sempre conviveu com controle de preços e contingenciamento orçamentário por parte do governo.

Naturalmente, as instalações dos campos com baixa produtividade ou pequeno volume de produção ou, ainda, com decréscimo de produção nas áreas onde hoje a PETROBRAS já se desfaz ou pretende se desfazer de campos, necessitam de investimentos para seu rejuvenescimento. Isso se refere a toda a infra-estrutura de produção (incluin-

do poços) e transporte, e a instalações de produção velhas, que podem estar comprometidas e com passivo ambiental de difícil avaliação. Adicionalmente, a manutenção ou incremento no nível de produção depende da aplicação de tecnologias avançadas de recuperação de petróleo, cujas pesquisas hoje, no Brasil, estão concentradas na PETROBRAS.

Outro aspecto a considerar diz respeito ao compartilhamento de infra-estrutura (armazenagem, transporte, energia elétrica, etc.) por diversos campos produtores, que hoje caracteriza as áreas produtoras que concentram esses campos, fruto de uma operação integrada e monopolista da PETROBRAS.

A abertura da indústria brasileira do petróleo a novos agentes, após 46 anos de monopólio da PETROBRAS e a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), para que exerça as atribuições de poder concedente e agência reguladora, marcaram uma nova fase da indústria petrolífera no Brasil. A sua principal característica tem sido a entrada de novos agentes no segmento *upstream*. Algumas ações importantes vêm sendo desenvolvidas pela ANP, Ministério das Minas e Energia (MME) e pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), no sentido de garantir a inserção da empresa nacional de bens e serviços nesse novo ciclo de expansão. Por outro lado, a PETROBRAS, que vem sendo obrigada a competir num mercado crescentemente competitivo, devolveu à ANP pequenos campos com volumes de produção em declínio e sem escala para o porte da empresa. Essa decisão foi consolidada no seu planejamento estratégico, finalizado em 1999, com a opção por concentrar suas atividades de *upstream* no Brasil, nos campos de maior produtividade, o que teve como efeito a transferência (operação e venda) de alguns dos campos maduros e marginais para outras empresas ou, mesmo, a realização de novas devoluções à agência reguladora. Esse cenário tem suscitado controvérsias em relação a esses campos por parte de empresas nacionais, governos estaduais e municipais afetados pelas medidas adotadas pela PETROBRAS e ANP (queda e em alguns casos até paralisação da produção, abandono de poços, etc.) e demais entidades (ONIP, IBP, universidades, etc.). Vale ressaltar que a mesma lei que instituiu a ANP estabeleceu, no seu Capítulo I,

os “Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional”, definindo, entre seus objetivos: “preservar o interesse nacional, promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos nacionais”. A ANP, em fase de estruturação, tem-se concentrado nos aspectos mais urgentes e de grande alcance (licitações de blocos, regras para o mercado de gás natural, etc.). Apenas agora começa a discutir as questões relacionadas às atividades de menor escala, tais como as regras estabelecidas até então e se as mesmas são suficientes para tratar de uma questão tão sensível, dos pontos de vista tecnológico e econômico, como a dos campos maduros. Não existe uma regulamentação que atenda às questões específicas relacionadas a esses campos.

IMPACTOS PREVISTOS COM O REJUVENESCIMENTO DA BACIA DO RECÔNCAVO

A revitalização de campos maduros, particularmente aqueles da Bacia do Recôncavo, é uma tarefa que envolve não só as concessionárias do setor petrolífero mas também os governos federal, estaduais e municipais, as agências reguladoras federais e estaduais, as universidades, os institutos de pesquisa as associações empresariais e companhia de serviços. O rejuvenescimento da Bacia do Recôncavo apoiada em projetos otimização dos projetos de recuperação de petróleo existentes e na implementação de projetos de polímeros e co2 causará impactos, significativos, nas áreas científica, tecnológica, econômica, social e ambiental. Podemos citar:

- a aproximação dos principais agentes brasileiros de pesquisa da indústria do petróleo;
- apoio à atividade regulatória por parte das Universidades. De imediato, existe a necessidade de se definir e caracterizar campos maduros, campos pequenos e campos marginais, bem como definir o que seja um produtor independente. Essas definições, a partir de critérios bem estabelecidos, facilitarão e fundamentarão a atividade regulatória;
- busca de incentivos para a produção de petróleo desses campos, guardadas as condições brasileiras;

- viabilização de projetos de implementação de tecnologias de recuperação avançada de petróleo nos campos maduros;
- disponibilidade de tecnologia de ponta na área de obtenção de CO₂ de gases de queima;
- incentivos para a implantação de indústrias de fabricação de biopolímeros a serem utilizados em recuperação avançada de petróleo em campos maduros;
- possibilidade de acesso de pequenas empresas a tecnologias de ponta através das Universidades e IBP;
- valorização de pequenos campos, campos maduros e campos marginais, através de uma regulação específica para esses ativos;
- entrada de novas empresas no mercado de petróleo, como consequência da disponibilidade regional de tecnologia de ponta. Com isso, haverá uma maior geração de empregos e uma revitalização da economia;
- aumento da produção de óleo e de gás nas regiões possuidoras de campos maduros no Brasil, o que repercutirá na economia local pelo aumento dos recolhimentos governamentais e pela distribuição de lucros aos proprietários de terra;
- geração de empregos em função da entrada de novas empresas no mercado de exploração e produção de petróleo;
- revitalização da economia (comércio e serviços) de localidades vizinhas a campos maduros de petróleo; aumento da população de profissionais de petróleo e da demanda por produtos e serviços;
- aumento da receita de impostos pelos governos estaduais e das cidades próximas a campos maduros, pequenos ou marginais, permitindo maior investimentos nas áreas de saúde, educação e saneamento básico, entre outras;
- fixação do CO₂ em reservatórios de petróleo, pelo aproveitamento de gases de queima das indústrias em projetos de recuperação avançada de petróleo, implicando a redução das emissões de CO₂ para a atmosfera; e

- aperfeiçoamentos regulatórios sobre o abandono de poços, proporcionando menores impactos ambientais e possibilitando a retomada das atividades caso seja identificadas novas oportunidades tecnológicas.

NOTAS

- 1 Entende-se por “óleo equivalente” o líquido mais o gás produzidos, referenciados à mesma base econômica, a do líquido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANADA *et al.* Feasibility and Economics of By-Products CO₂ Supply for Enhanced Oil Recovery”, Final Report, Trabalho Executado para o Departamento de Energia dos EUA, contrato nº DE-AT21-78MC08333, Morgantown West Virginia, EUA, jan. 1982.

FIGUEIREDO, A.M.F. Avaliação de formações no Brasil. Geologia das bacias brasileiras. – In: CONFERÊNCIA DE AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES NO BRASIL, 1985. *Anais Sociedade Comercial Brasileira de Pesquisas do Subsolo pelo Método “Schlumberger”*.

IIJIMA, M. A Feasible New Flue Gas CO₂ Recovery Technology for Enhanced Oil Recovery. In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 1998, Tulsa, Oklahoma, USA. Disponível em: <http://www.spe.org> Acesso em: 20 abr. 1999.

TONTIWACHWUTHIKUL, P.; CHAKMA A. R & D on High Efficiency CO₂ Separation Processes for Enhanced Oil Recovery at University of Regina, The Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 36, n. 2, fev. 1997.

* Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha é Dr. Petroleum Engineer —The University of Texas.

** Antonio Oswaldo de A. B. de Souza é MSc. Petroleum Engineer — Stanford University.

*** Roberto J. Batista Câmara é Mestrando em Regulação da Indústria de Energia – Universidade Salvador – UNIFACS.

Novos campos de petróleo e de gás na Bahia

Luiz Fernando Mueller Koser*

Resumo

O gás natural tem se mostrado uma opção energética ambientalmente correta, com possibilidades de aplicação dentro e fora do ambiente urbano. Novas reservas de gás têm sido descobertas e a Bahia já possui local de destaque no mercado brasileiro, com a sua distribuidora, a Bahiagás, ocupando o segundo lugar no ranking nacional no que se refere a volume do produto comercializado. As diversas utilizações do gás natural nos segmentos industrial, residencial, comercial e automotivo vêm sendo amplamente divulgadas e a perspectiva é de crescimento para o setor. O destaque é a co-geração, um processo que otimiza o uso do gás, reduzindo custos.

Palavras-Chave: gás natural, gasoduto virtual, gás automotivo.

Abstract

Natural gas appears as an energy option that has relatively low environmental impact, and may find suitable markets both inside and outside the urban environment. New gas reserves have been discovered, placing Bahia in a favorable position within the Brazilian market. The state distribution company, Bahiagás, is second in the national rank by volume of gas sales. The several uses of natural gas in the industrial, residential, commercial and automotive sectors have been largely advertised, and the prospect for the sector is definitely one of growth. The highlight is on co-generation, a process that improves the use of the gas, and reduces costs.

Keywords: natural gas, virtual pipeline, automotive gas.

A utilização do gás natural vem-se apresentando como um tema de relevante discussão, diante da intenção de introduzi-lo como combustível ambientalmente correto e de aplicá-lo próximo ao ambiente urbano, ou nesse próprio ambiente, e da sua crescente participação na matriz energética do País.

A quantidade de gás natural de que dispomos é um dos questionamentos mais frequentes nos meios empresariais, pois, quem dele dispõe, já colhe os benefícios que proporciona e quer que essa condição se estenda por mais tempo. Outros, já se candidataram e aguardam a oportunidade de utilizá-lo.

OCORRÊNCIA DE GÁS NATURAL

As reservas locais de gás natural ou as disponíveis à distância, passíveis de serem transportadas, assumem importância capital já que permitem pla-

nificar seu emprego com visão de quantidade e do tempo de utilização.

No Estado da Bahia, estas reservas estão localizadas:

- em terra (*on-shore*) — no Recôncavo, área situada próxima de Salvador, medindo 100 km na direção Norte-Sul e 30 km no sentido Leste-Oeste. Nessa área, foram perfurados cerca de 5.000 poços, dos quais 1.600 são atualmente produtores de óleo e gás natural ou somente deste último. Essas reservas estão reunidas numa mesma bacia sedimentar, produtora de petróleo, com predominância de configurações geológicas dotadas de propriedades específicas, armazenadoras de óleo e de gás natural, do tipo estrutural. Não são reservatórios contínuos e contíguos. Os reservatórios apresentam-se distribuídos, numa direção preferencial nordeste, numa profundidade que varia de 300 a 4.000 m.

- no mar (*off-shore*) — estruturas geológicas próximas da linha de costa estão em trabalho de prospecção, divididas em blocos de exploração, algumas com indícios de presença de hidrocarbonetos. As estruturas guardam semelhanças litológicas com os reservatórios em produção no Recôncavo, com descoberta de óleo e gás natural no passado, no Bloco BCAM-2, e com descoberta recente de gás natural de grande acumulação no Bloco BCAM-40.

As mais recentes descobertas, aliadas às possibilidades de encontrar novas jazidas portadoras de hidrocarbonetos, tanto em terra como no mar, modificam a idéia de que os recursos naturais locais estariam esgotados e de que o gás natural teria de ser fornecido ao Estado por fontes externas ou oriundas de outros países.

RESERVAS DE GÁS NATURAL

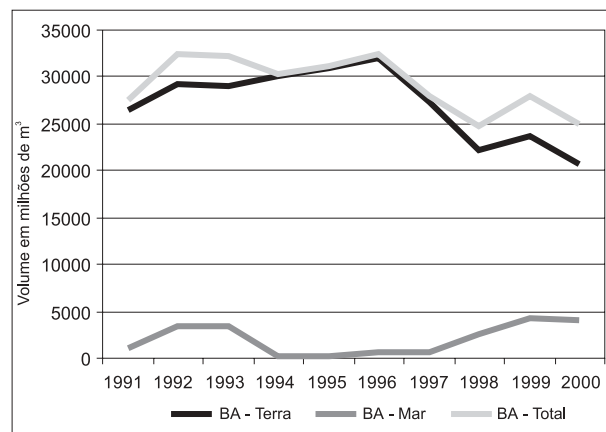
Segundo a apresentação no Portal da Agência Nacional do Petróleo (ANP), as reservas de hidrocarbonetos estão classificadas em Reservas Totais e Reservas Provadas.

As reservas totais compreendem todo o volume de hidrocarbonetos encontrado nos reservatórios do subsolo, mediante o conhecimento e o controle das informações obtidas de poços perfurados e da aplicação de métodos de avaliação mundialmente reconhecidos e utilizados.

As reservas provadas compreendem todos os hidrocarbonetos contidos nos reservatórios naturais do subsolo que se encontrem em produção ou que estejam contidos nesses reservatórios, cuja existência foi comprovada por testes de formação, quando da perfuração dos poços. Também podem agrupar reservatórios avaliados por correlação de perfis iguais ou melhores do que os outros intervalos testados do mesmo poço. Além disso, é considerada a existência de projetos-piloto testados com sucesso, de projetos implantados ou com razoável certeza de serem implantados, acompanhados de informações sobre as condições econômicas vigentes, um histórico de preços e custos associados, obrigações do Contrato de Concessão e as regulamentações brasileiras quanto à tributação, segurança e preservação do meio ambiente.

A ANP tem publicado em seu Portal, no seg-

Figura 1 - Variação das reservas provadas na Bahia de 1991 a 2000



Fonte: ANP

mento de Dados e Estatística, referido a dezembro de 2000, os seguintes valores para a Bahia:

reservas totais:

- terra (<i>on-shore</i>)	30,947 bilhões de m ³
- mar (<i>off-shore</i>)	9,129 bilhões de m ³

reservas provadas:

- terra (<i>on-shore</i>)	20,786 bilhões de m ³
- mar (<i>off-shore</i>)	4,126 bilhões de m ³

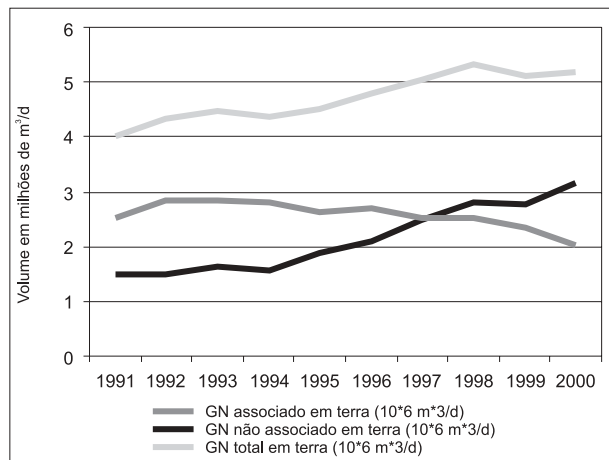
Não foram publicados ainda os valores relativos às descobertas de 2001, que deverão ser apresentadas após fevereiro de 2002. Porém, por serem relevantes nas considerações sobre as disponibilidades futuras de gás natural, incluímos algumas estimativas, com base no que já foi noticiado.

OFERTAS DE GÁS NATURAL

As ofertas de gás natural decorrentes das reservas podem assumir valores distintos de acordo com a demanda do mercado, com o local e o volume requeridos. Para entender o potencial das ofertas, é preciso conhecer alguma coisa sobre a produção de gás local e do que tem sido recebido de outras fontes de produção. Na Figura 2, próxima página, estão indicadas as produções de gás associado e não-associado à produção de óleo, e os valores da produção total, esta última realizada em dez anos.

Um registro importante deve ser feito aqui com relação às curvas de produção de gás associado e

Figura 2 - Produção de gás natural no período de 1991 a 2000



Fonte: ANP

não-associado. Elas se cruzam em 1997, indicando que, operacionalmente, o sistema de atendimento à oferta vem ganhando mais flexibilidade com o passar dos anos, pois o gás associado necessariamente é vinculado com a produção de óleo, não sendo essa condição imposta ao gás não-associado, que pode ter sua produção programada de acordo com a demanda do mercado. Fica claro que ao gás não-associado está dada a condição de complementaridade, muito interessante quando a demanda não é contínua, podendo esta variar entre limites amplos.

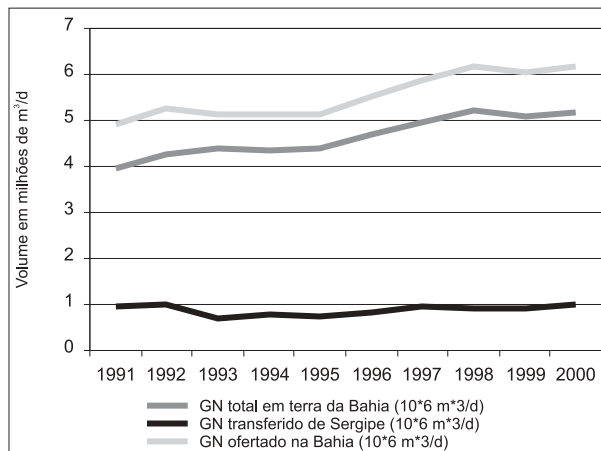
No caso da Bahia, a oferta de gás natural tem sido limitada superiormente por contrato, podendo variar para menos contratualmente até 80% do volume contratado, o que representa um volume de 0,70 milhões de metros cúbicos por dia de possível oscilação, plenamente absorvível pela redução da produção de gás natural não-associado.

O gás natural produzido no Estado tem sido complementado pelo gás natural transferido de Sergipe para a Bahia, área do Recôncavo. Os volumes transferidos estão limitados à capacidade do gasoduto que se inicia em Atalaia (Aracaju) e se estende até Santiago (Catu), de 1,0 milhão de metros cúbicos por dia.

A Figura 3 indica a participação do gás natural transferido no período de 1991 a 2000.

Como oferta de gás natural na Bahia, no período de 1991 a 2000, fica a informação de um volume referencial de 5,0 milhões de metros cúbicos por dia em 1991, com variações de oferta em alguns anos,

Figura 3 - Oferta de gás natural na Bahia no período de 1991 a 2000



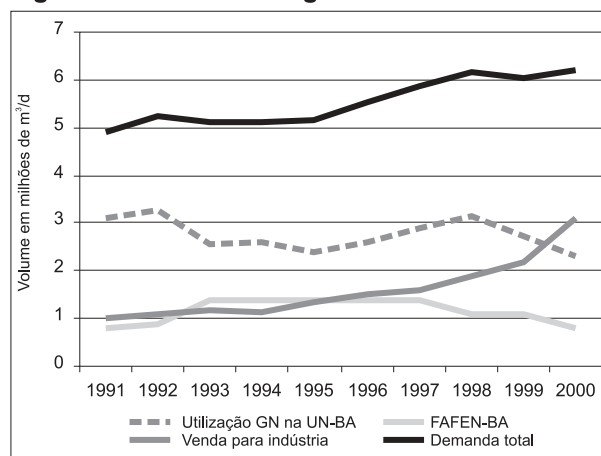
Fonte: ANP

mas com tendência a um crescimento contínuo de até 6,3 milhões de metros cúbicos por dia em 2000.

DEMANDA DE GÁS NATURAL

A demanda de gás natural na Bahia, área do Recôncavo, no período de 1991 a 2000 está detalhada na Figura 4.

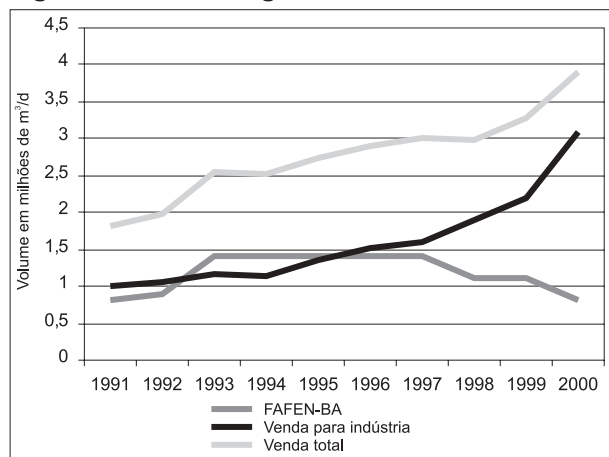
Figura 4 - Demanda de gás natural na Bahia



Fonte: ANP e Bahiagás

Na comparação dos valores contidos nas Figuras 4 e 5 percebe-se que a oferta de gás natural se ajustou à demanda formada pelas necessidades próprias da Petrobrás em sua Unidade de Negócios Bahia, no fornecimento à Fabrica de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN), no abastecimento às indústrias atendidas pela própria Petrobrás até 1994, e na venda do gás natural à BAHIAGÁS a partir de 1995.

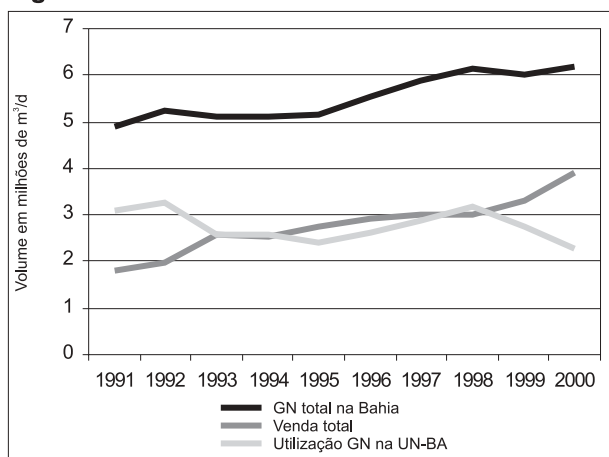
Figura 5 - Venda de gás natural na Bahia



Fonte: ANP

A Figura 6 demonstra como a oferta de gás natural foi empregada no atendimento de uma parcela da demanda, representada pela venda de gás natural.

Figura 6 - Oferta versus demanda



Fonte: ANP

Completando as informações sobre o período de 1991 a 2000, a Figura 7 apresenta valores que permitem a comparação entre a oferta e a demanda de gás natural na Bahia, área do Recôncavo.

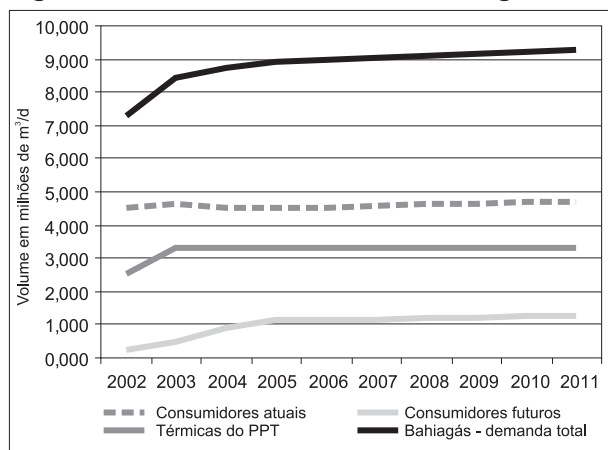
PROJEÇÕES DE DEMANDA PARA O GÁS NATURAL NA BAHIA

A demanda de gás natural deve ser analisada nos seus diversos aspectos, desde a simples manutenção dos atuais consumidores, passando pela agregação de novos consumidores, pelas necessidades do supridor com relação ao seu processo de

produção, pelo suprimento de gás natural a outras unidades do próprio supridor e, finalmente, naquilo que se refere às térmicas do Plano Prioritário de Termelétricas do Governo, na Bahia.

A Figura 7 apresentada a seguir indica os volumes estimados pela Bahiagás, compondo o perfil de demanda dos consumidores que serão por ela atendidos nos próximos dez anos.

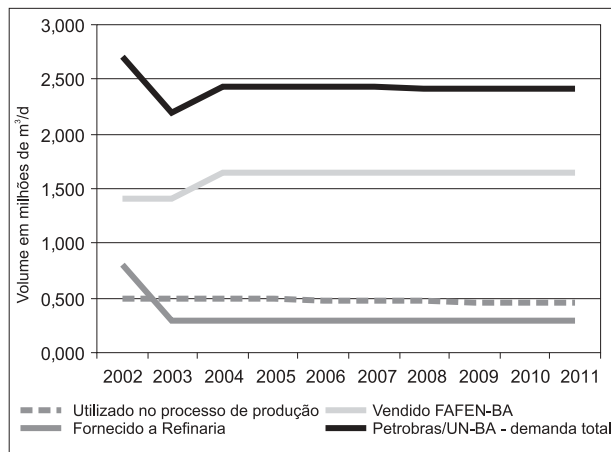
Figura 7 - Demanda estimada da Bahiagás



Fonte: Bahiagás

A Figura 8, informa o que poderia ser a demanda própria do supridor Petrobrás, para o mesmo período de dez anos.

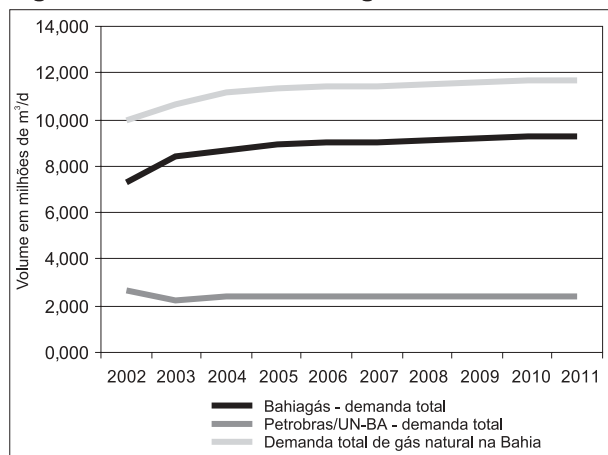
Figura 8 - Demanda própria do supridor Petrobras



Fonte: Bahiagás

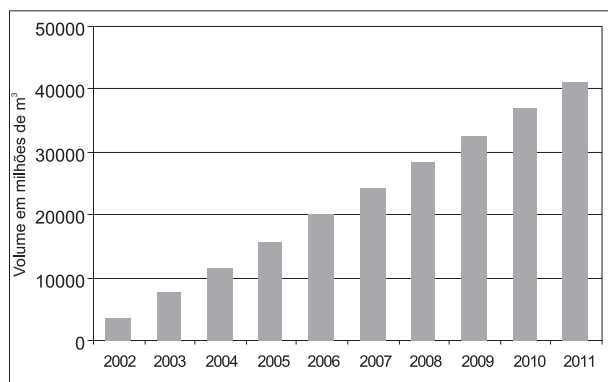
Finalmente, na Figura 9, na página seguinte, a demanda total de gás natural da Bahia, área do Recôncavo, estimada pela Bahiagás.

Figura 9 - Demanda total de gás natural na Bahia



Fonte: Bahiagás

Figura 10 - Reservas acumuladas de gás natural a serem consumidas em 10 anos



Fonte: Bahiagás

OFERTA DE GÁS NATURAL PARA ATENDER A ESSA DEMANDA

Os volumes de gás natural necessários para atender à demanda projetada constituem-se no maior desafio do momento. As reservas provadas de gás natural, informadas pela ANP, com alcance de dez. 2000, no volume de 24,91 bilhões de metros cúbicos, não são suficientes.

As reservas totais de gás natural acrescentam 15,16 bilhões aos 24,91 bilhões de metros cúbicos das reservas provadas já mencionadas, que, se convertidas em reservas provadas, poderiam ser suficientes para o atendimento da demanda estimada em 41,06 bilhões de metros cúbicos, para os dez próximos anos, conforme indicado abaixo, quando a cada ano acrescenta-se a reserva a ser consumida, atingindo-se o volume de 45,065 bilhões de metros cúbicos.

COMENTÁRIOS SOBRE A OFERTA FUTURA DE GÁS NATURAL

As reservas de gás natural encontradas nas jazidas da Bacia do Recôncavo ainda podem ser ampliadas e contribuir com volumes significativos de gás natural, principalmente aquelas que ainda não foram submetidas a um regime de produção contínuo e que foram avaliadas através de testes de capacidade de seus poços de pouca duração.

Por razões econômicas, algumas até foram marginalizadas em virtude dos altos investimentos requeridos, relacionados a baixas produções; outras, por estarem afastadas dos centros de consumo sem condições de transporte e, outras ainda, por não haver necessidade de maior produção de gás, com o mercado sendo atendido por fontes mais próximas e de melhor desempenho.

Esse cenário pertence ao passado, uma vez que, atualmente, existe mercado com demanda reprimida e há necessidade de supri-lo, condição suficiente para que sejam tomadas outras atitudes relativas à necessidade de produzir gás natural. Esse, como *commodity*, nunca esteve tão favorável para justificar investimentos, principalmente para campos produtores próximos do mercado, como é o caso da área do Recôncavo.

Descobertas de gás natural na área marítima, no baixo sul e extremo sul da Bahia, não foram realizadas por não haver um mercado identificado e de expressão atrativa. Tal situação começa a ser modificada com a formação de um demanda futura, com base na atividade industrial, na de geração de energia, complementada pelo uso do gás natural como combustível automotivo. Essas áreas foram trabalhadas já há algum tempo e ganham importância à medida que o mercado é identificado, principalmente na exploração da celulose, na indústria do papel e na atividade moveleira. Entre essas descobertas destacam-se os campos de Cumuruxatiba e Camamu, com potenciais individuais de produção da ordem de 0,7 milhão de metros cúbicos dia.

Recentemente foi anunciada uma nova descoberta em Camamu, reveladora de uma acumulação de gás não-associado de grande significado, em águas rasas, não muito distantes do Recôncavo, capaz de complementar, inicialmente, e de

suprir, posteriormente, a demanda das indústrias, das térmicas e dos consumos comercial, residencial e automotivo da Região Metropolitana de Salvador, antes limitadas em 6,0 milhões de metros cúbicos por dia.

Outras descobertas ainda acontecerão ao longo da costa, em lâminas de água mais profundas, não tão afastadas da linha de praia, em razão dos blocos licitados pela ANP, com possibilidades de tornarem-se produtores de gás natural, o que, para os mais otimistas, é uma questão de tempo e de investimentos.

SISTEMAS DE TRANSPORTE PARA O GÁS NATURAL

O sistema de gasodutos de transferência de gás natural entre campos produtores do Recôncavo forma uma malha que converge sobre as Unidades de Processamento de Gás Natural localizadas em Santiago (Catu) e em Candeias, área norte do Centro Industrial de Aratu. Tais unidades especificam o gás natural para o mercado, ao tempo que removem as frações mais pesadas contidas no gás natural produzido, dando origem ao gás conhecido como de cozinha (GLP) e gasolina natural.

Nessas unidades de processamento do gás natural originam-se os gasodutos de transporte, que se constituem pontos de transferência da custódia do gás natural, entre o supridor e a concessionária estadual de distribuição de gás, conhecidos por *city-gates*. Nas extremidades desses gasodutos de transporte localizam-se os outros *city-gates*.

O atual sistema de gasodutos de transporte do gás natural no Recôncavo, une as UPGNs aos demais *city-gates* localizados nas extremidades dos gasodutos de transporte. Esse sistema, projetado para atender com segurança, continuidade e confiabilidade o Pólo Petroquímico e Centro Industrial de Aratu, em 3,5 milhões de metros cúbicos dia, tem resistido às solicitações de transporte de 5,5 milhões de metros cúbicos dia.

Ocorre também, a aproximação e chegada em Santiago (Catu) do gasoduto que transfere gás natural de Atalaia (Aracaju), como contribuição de 1,0

milhão de metros cúbicos dia para a demanda de gás natural do Recôncavo.

A política tarifária para o gás natural apresenta uma série de peculiaridades no que concerne ao seu histórico de evolução. Definir o preço do gás natural vem sendo uma tarefa que exige a análise de uma gama de variáveis que impactam os preços de GN nas diversas concessionárias, em proporções variadas, a partir da realidade de cada subsistema.

Foi anunciada uma nova descoberta em Camamu, reveladora de uma acumulação de gás não-associado de grande significado, em águas rasas, não muito distantes do Recôncavo

A Portaria Interministerial Nº 3, de 17 de fevereiro de 2000, foi a primeira a separar o preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto (*commodity*) e outra associada à remuneração dos serviços de transporte de GN. Foi estabelecido o preço referencial do GN na entrada do

gasoduto de transporte e definiu-se sua atualização trimestral, a partir do valor inicial (R\$110,80/mil m³). As tarifas de transporte de referência dependeriam dos pontos de recepção e entrega de GN, regulamentados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). De abril a junho de 2000, essa tarifa foi única para todo o País e igual a R\$ 19,40/mil m³. Um país com dimensões continentais, com um sistema de transporte de GN tão heterogêneo não poderia ter uma tarifa independente de suas peculiaridades regionais e/ou estaduais. Buscava-se uma política tarifária condizente com a realidade de cada Estado — uma metodologia consistente.

Com a Portaria Nº 108, de 28 de junho de 2000, foi definida uma parcela para o transporte estadual compondo o preço máximo do GN de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de Gás Canalizado, criando-se um novo modelo de distribuição. O modelo consistia em um gasoduto fictício único (do Ceará ao Rio de Janeiro). O preço pago pelas concessionárias era definido pela relação volume *versus* distância (da fonte ao ponto de consumo). Essa distância seria introduzida na tarifa de forma progressiva. A tarifa de transporte seria 70% nacional e 30% estadual, ou seja, 70% da tarifa média nacional e 30% dos custos proporcionais a distância, sendo essa relação modificada para 60% e 40%, 50% e 50% e, assim, continua-

mente, até que no futuro tivéssemos uma tarifa 100% estadual. A relação volume (capacidade) *versus* distância deu origem ao momento de capacidade de transporte, dado pelo somatório dos produtos da capacidade contratada pela distância entre os pontos de recepção e entrega a ser percorrida pelo gás contratado. Vale ressaltar que essa metodologia não se aplicava ao gás natural importado, que teria uma política tarifária bem definida.

As tarifas de transporte de referência consideravam o volume a ser transportado à pressão de 1,033 kgf/cm², temperatura de 20 °C, e ao Gás Natural o Poder Calorífico Superior de 9.400 kcal/m³.

A metodologia de cálculo das tarifas de transporte de referência apresentou particularidades que deram margem a questionamentos diversos. Os investimentos realizados no sistema de distribuição estão diretamente relacionados ao diâmetro dos dutos. No dimensionamento de um gasoduto, o diâmetro do mesmo é extremamente sensível à variação de pressão na linha (existem diversas equações para o cálculo do diâmetro do gasoduto, válidas para a faixa de pressão específica). Desse modo, gasodutos que operam a 70 bar (Ex: Guamaré – RN / Cabo – PE) e outros que operam a 28 bar não devem ser comparados.

A classificação de um gasoduto como gasoduto de transferência entre as unidades da Petrobrás ou como gasoduto de transporte para disponibilizá-lo ao mercado demanda uma criteriosa avaliação. Incluir no sistema um gasoduto de transferência como se fosse um gasoduto de transporte (quando o propósito real é transferência) modifica a tarifa de GN, já que a relação volume *versus* distância (ponderada pelo volume) está intimamente ligada ao rótulo “transporte”. A não-observância da heterogeneidade do sistema, em face de tantas peculiaridades, fez com que tivéssemos uma metodologia questionável e uma tarifa inconsistente.

A Portaria nº 101, de 26 de junho de 2001, alterou as tarifas de transporte, introduzindo uma “nova” metodologia, considerando 40% dos custos proporcionais a distância, com a parte da tarifa relativa ao transporte atualizada no dia 1º de julho de cada ano, pela variação do IGPM. Essa portaria abrangia todos os gasodutos, quer fossem de transporte ou de transferência. A nova regulamentação incluiu na tabela a tarifa de R\$ 12,11/mil m³

para Alagoas, o que gerou insatisfação, visto tratar-se de um Estado produtor de GN, mas o distribui como gás de boca de poço, sem a devida especificação. Durante o período de vigência da portaria nº 108, o Estado de Alagoas estava isento da parcela da tarifa referente à remuneração dos serviços de transporte de GN. A nova metodologia levou a tantos questionamentos que surgiu a Portaria nº 130, de 29 de agosto de 2001, suspendendo os efeitos da Portaria nº 101 e estabelecendo: “durante este período de suspensão, aplicar-se-ão as regras contidas na Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000”.

“De volta ao passado”, percebe-se a dificuldade que existe para fazer valer uma regulamentação que equacione todas as variáveis relevantes mencionadas anteriormente (pressões diferenciadas, depreciação dos gasodutos, propósito transporte *versus* transferência etc).

Parece clara a necessidade da criação de subsistemas pontuais para a definição de uma tarifa lógica e consistente, que demonstre com clareza as duas parcelas do preço máximo nos pontos de entrega (*commodity* + transporte). Cada Estado possui uma realidade diferente. O gasoduto “fictício” virtual precisa ser melhor modelado para que a metodologia de cálculo da tarifa de transporte de GN reflita as diversas peculiaridades de cada subsistema de distribuição de Gás Natural.

Gasoduto virtual

O mercado de gás natural não se estabelece inicialmente consumindo volumes significativos e, como tal, evolui ao longo do tempo, tornando difícil justificar os investimentos destinados à implantação dos gasodutos troncos e dos ramais de distribuição para um sistema definitivo, sem ancorar tal proposta em consumidores de expressão de uso.

Uma maneira de atender, inicialmente, a consumidores menores, mas importantes na formação do mercado, situados próximo de instalações já consolidadas, é lançar mão de um gasoduto virtual. Isso não é mais do que transportar gás natural comprimido em transporte rodoviário, em cilindros apropriados, entre um ponto de suprimento e um outro, de consumo. Inicialmente incipiente, o Gasoduto Virtual ganha expressão quando da acei-

tação por parte dos consumidores devidos aos atributos do próprio gás natural, bem como da oportunidade de tê-lo antecipadamente.

O gás natural em alta pressão (200 bar) é conhecido como gás natural automotivo (GNV), por ser essa a melhor condição de transporte e utilização individual como combustível alternativo à gasolina ou ao álcool, sendo armazenado em cilindros de pequeno volume geométrico. Mas pode ser aplicado para outros propósitos, em baixa pressão, desde que seu transporte se faça em alta pressão, por motivos econômicos, e com a necessária redução do volume exigida como gabarito máximo para os veículos rodoviários.

O gasoduto Virtual é uma alternativa para os usuários de gás natural que se localizam em locais onde não existem redes de gasodutos. Trata-se de um sistema modular de compressão, transporte e descompressão de gás natural, que abastece comunidades, indústrias e postos automotivos.

O transporte rodoviário de Gás Natural Comprimido (GNC) apresenta-se como uma interessante alternativa também para empresas que atuam em mercados sazonais e, principalmente, para aquelas que permanecem por pequenos períodos em uma determinada região (ex: secagem de grãos na agroindústria e usinas de asfalto). Porém existem diferenças entre os sistemas convencionais (as carretas-feixe existentes na Bahia) e o Gasoduto Virtual.

Os sistemas convencionais de transporte de GNC mostram-se pouco econômicos devido à subutilização do ativo imobilizado. A mesma carreta transporta pequenas e grandes quantidades do gás, segundo a necessidade do cliente, mudando-se somente a quantidade de “cilindros” preenchidos com o gás. É importante salientar que todos os “cilindros” são transportados, independentemente do volume de gás.

No gasoduto virtual, a carreta também é preenchida de acordo com as necessidades do cliente, porém os módulos são acoplados de acordo com o volume desejado, não se subutilizando os demais módulos, que podem ser usados, ao mesmo tempo, no atendimento a outro cliente. Em suma, sistemas versáteis são apoiados em compartimentos modulares de compressão de gás natural, estações de regulação de pressão e no sistema de transporte propriamente dito: a carreta.

A modularidade do sistema é definida a partir de estudos que consideram a relação peso / volume. Esse processo torna o gasoduto virtual uma alternativa independente com relação ao manuseio dos módulos, otimizando o transporte do gás natural comprimido. O sistema funciona através de compressores conectados a uma central de carga (gasoduto ou estação de gás natural comprimido), onde são carregados os módulos de armazenamento de GNC. Cada um desses módulos tem capacidade para transportar 1.500 m³, com pressão de até 250 bar. Já carregados, os módulos são colocados nas carretas e transportados até o cliente.

Havendo a necessidade de pressões de operação mais altas, a depender das especificidades do cliente a ser atendido, os módulos são conectados a sistemas de transferência de gás tipo *booster* — um pequeno compressor. Se a aplicação requer pressões relativamente baixas, os módulos são acoplados a estações de regulação de pressão. O mecanismo é versátil também quanto à automação. Existem sistemas que gerenciam um “roteador” alimentado via modem. Esse roteador é localizado em cada cliente e na central de carga.

Um ponto importante a ser salientado é a viabilidade econômica do gasoduto virtual. Cada projeto demanda um dimensionamento específico, cuja finalidade é estabelecer a quantidade de módulos necessária para o abastecimento da empresa, posto automotivo ou comunidade. Esse estudo consiste em análises probabilísticas de variáveis como consumo, distância entre o local de abastecimento e entrega, tempo de viagem, tipo de rota, condições climáticas, além de análises de viabilidade econômica em função da condição ótima encontrada.

É importante garantir a diluição dos custos de transporte para garantir a economicidade desse tipo de fornecimento de gás natural. Por esse motivo, é considerado o atendimento a mais de um cliente, de mais de um segmento de mercado, e são realizados estudos para a identificação dos perfis de consumo e aspectos logísticos.

Observando a posição das concessionárias de distribuição de gás natural canalizado, o gasoduto virtual é um elemento de abertura de mercado, uma vez que proporciona a antecipação de receitas através do atendimento a futuros clientes durante um curto espaço de tempo. Outro aspecto

relevante é a possibilidade de a distribuição local ter a oportunidade de comprovar, na prática, o perfil do consumo de cada segmento ou cliente, o que permite que os gasodutos sejam instalados considerando esses consumos observados.

Ainda como vantagem, há a possibilidade de oferecer, num curto espaço de tempo, um energético reconhecido pela sua qualidade e modernidade a outros municípios que se encontram dentro da área de concessão daquela concessionária.

Modelos de implantação

- 1 - A concessionária firma contratos com os clientes, investe no sistema e opera o gasoduto virtual.
- 2 - A concessionária contrata o serviço de *carrier* do operador do gasoduto Virtual — contratação da compressão e do transporte — para entrega do gás natural aos clientes por ela contratados.
- 3 - O operador firma contrato com a concessionária e com os clientes e responsabiliza-se pela compressão, transporte e comercialização do GNC. Deve ser verificada, entretanto, a legalidade desse modelo à luz do que reza o Contrato de Concessão firmado entre os estados e as concessionárias de distribuição de gás natural canalizado.

Em quaisquer dos modelos acima, o operador do sistema busca diminuir os riscos do empreendimento através do estabelecimento de uma relação contratual com a concessionária de gás, de modo que a infra-estrutura de gasodutos não seja implantada antes da efetiva comercialização de determinado volume de gás. Tal cuidado deve ser tomado para que esse volume comercializado remunere os investimentos realizados pela concessionária ou, em sendo antecipado o fornecimento por intermédio de gasodutos, que o contrato contemple o pagamento de multa rescisória ou o atendimento a novos mercados.

APLICAÇÕES PARA O GÁS NATURAL

O gás natural é hoje, e será nas próximas décadas, uma das mais importantes fontes de energia.

Isso é possível devido ao seu teor energético e pela existência de extensas reservas, que continuam a ser descobertas ano após ano. Tais reservas são responsáveis pela disponibilidade desse produto — fonte de energia constante e de baixo custo. Neste contexto, é importante salientar que o Brasil e diversos outros países passam por uma grave crise de energia elétrica.

O fim do monopólio estatal na geração de eletricidade amplia as oportunidades brasileiras na

área de geração/conservação de energia, permitindo a implantação de sistemas de co-geração. A co-geração é o processo no qual se faz, simultânea e sequencialmente, a geração de energia elétrica e térmica a partir de uma fonte de combustível (derivados

de petróleo como o gás natural, o carvão ou a biomassa).

Esse sistema se mostra uma excelente alternativa para suprir a escassez de energia. O ganho de eficiência obtido produz uma energia elétrica confiável, com baixo custo — fatores muito importantes para usuários que necessitam de abastecimento contínuo e ininterrupto, como hospitais, hotéis, *shopping centers*, grandes empreendimentos ou mesmo muitas indústrias.

O MERCADO DESCOBRE A CO-GERAÇÃO

Em países desenvolvidos, a co-geração vem sendo empregada em diversos segmentos, tais como indústrias, hotéis, hospitais e *shopping centers*, com o apelo, inicialmente, de economia de energia e, posteriormente, de geração descentralizada de baixo custo, pois evita a construção de grandes linhas de transmissão. Outra vantagem relevante é a confiabilidade do fornecimento, considerando-se a crescente escassez de energia elétrica.

Por ser um combustível com combustão limpa, as centrais de co-geração a gás natural são ambientalmente limpas. No Brasil, embora ainda seja pequeno o número de instalações em operação, esse sistema vem aumentando a cada dia, já contando com uma linha de financiamento oferecida pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para sua ampliação.

Como ocorre a co-geração?

No esquema habitual de co-geração, é utilizada uma turbina a gás ou um motor alternativo, também a gás, para mover um alternador que gera a energia elétrica que será utilizada no próprio local de produção. É importante salientar que o excedente da produção pode ser transferido para outras redes. Esse processo oferece ainda uma maior confiabilidade na disponibilidade de energia elétrica, pois permite a ligação em paralelo com a rede da concessionária. A energia térmica produzida por meio desse processo proporciona uma significativa redução de custos, já que o calor recuperado dos gases de escape produz vapor, ar quente e refrigeração usados nos processos industriais.

A refrigeração, quando utilizada a energia térmica do processo, é obtida através de unidades de absorção, equipamentos de baixíssima manutenção em comparação com as unidades convencionais de compressão.

Os sistemas de co-geração podem ser classificados conforme o tipo de máquina utilizada para a geração de energia elétrica e a disposição das mesmas. Comercialmente existem os seguintes tipos:

- co-geração com motor alternativo a gás;
- co-geração com turbina a gás;
- co-geração com turbinas a vapor.

Sistemas de co-geração

Os sistemas de co-geração são basicamente classificados em dois grandes grupos, em função da sequência de utilização da energia, podendo ser de *topping cycle* e *bottoming cycle*.

Nos sistemas *topping cycle*, o energético —

gás natural, por exemplo — é usado inicialmente na produção de energia elétrica ou mecânica, em turbinas ou motores a gás, e o calor rejeitado é recuperado para o sistema térmico. Nos sistemas de *bottoming cycle*, o energético produz vapor, que é utilizado para produção de energia mecânica e/ou elétrica, em turbinas a vapor, sendo depois repassado ao processo.

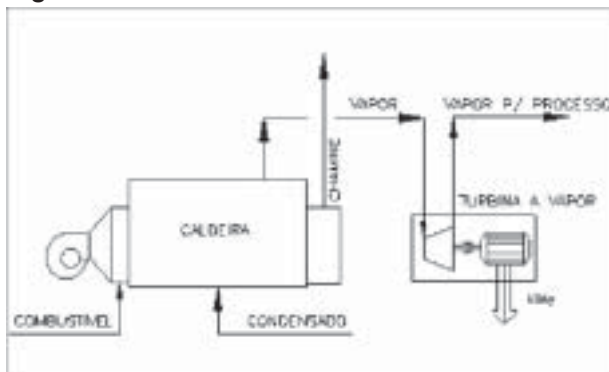
Sistemas de co-geração com turbinas a vapor e turbinas a gás associam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas ou motores a gás e depois em turbinas a vapor. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração de vapor de baixa pressão para o processo (Figura 12). Esses sistemas são particularmente interessantes nos casos em que o vapor é intermitente, sendo o mesmo empregado na geração de mais energia em situações de baixa utilização de vapor no processo.

Nos sistemas de ciclo combinado, em que é produzida exclusivamente energia elétrica (Figura 13), todo o vapor produzido por recuperação é empregado na turbina a vapor. Esses sistemas não são considerados como sistemas de co-geração, sendo classificados como sistemas de geração de energia elétrica em ciclo combinado.

A escolha de uma das soluções acima citadas é feita de acordo com o perfil das necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação. Os sistemas *topping cycle* são de emprego mais amplo e mais difundidos, podendo empregar turbinas ou motores a gás ou a diesel. Em um ciclo desse tipo, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser empregado:

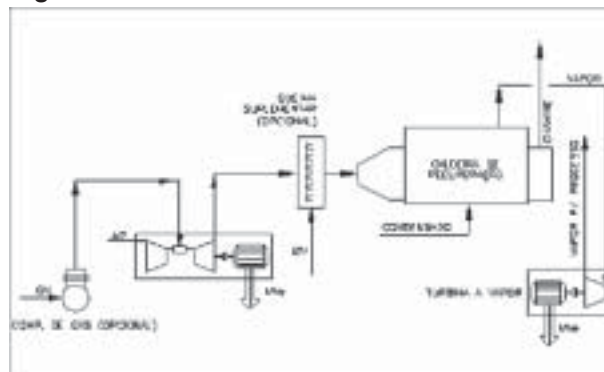
a) para geração de vapor, normalmente em pressões até 40 bar, com amplo uso para instala-

Figura 11



Fonte: Bahiagás

Figura 12



Fonte: Bahiagás

[illegible]

Tabela 1 - Consumo de gasolina e gás natural para um veículo que percorra 100 km/dia

Veículo	Gasolina		Gás Natural		Lucro/dia	Economia 1 ano	Economia 2 anos
	Km/litro	Valor (R\$)	Km/m ³	Valor (R\$)			
Popular	10,0	16,50	13,0	5,53	10,97	3.949,20	7.898,40
Kombi	7,5	21,99	10,0	7,20	14,79	5.324,40	10.648,80
F1000/C20	5,5	29,99	7,0	10,28	19,71	7.095,60	14.191,20
S-10 Ranger V6	6,0	27,49	8,0	9,00	18,49	6.656,40	13.312,80
Vectra Santana	8,0	20,62	10,0	7,20	13,42	4.831,20	9.662,40
Automóvel de 6 C	5,0	33,00	6,0	11,99	21,00	7.560,00	15.120,00

Fonte: GLOBO GÁS BRASIL, Pernambuco, v. 1, n. 4, 2001.

como alternativa foi válida por ter sido atingido o objetivo maior, que é a redução dos custos com energia.

GÁS AUTOMOTIVO

O segmento de mais evidente expansão no momento é o do gás automotivo, devido aos resultados oferecidos aos exploradores do transporte alternativo ou aos que são permissionários de transporte de passageiros, usuários de veículos que trafegam mais de 100 km diários. O consumo de gás natural fornecido para esse propósito teve, na Bahia, um incremento superior a 100% no ano passado e, se houvesse uma oferta no meio urbano de Salvador, esse volume teria sido bem maior.

Para melhor informar sobre essa oferta de gás natural às Bandeiras que prestam serviços nos postos, e como isso acontece, apresentam-se a seguir os esquemas que indicam os participantes do processo, desde a Companhia Distribuidora do Gás Natural até o usuário final.

A previsão de gás natural para esse segmento é atingir, nos próximos dois anos, o fornecimento de 250 mil metros cúbicos dia e, daí por diante, manter um crescimento da oferta de cerca de 5% ao ano, através do atendimento de pelo menos 45 postos de serviço.

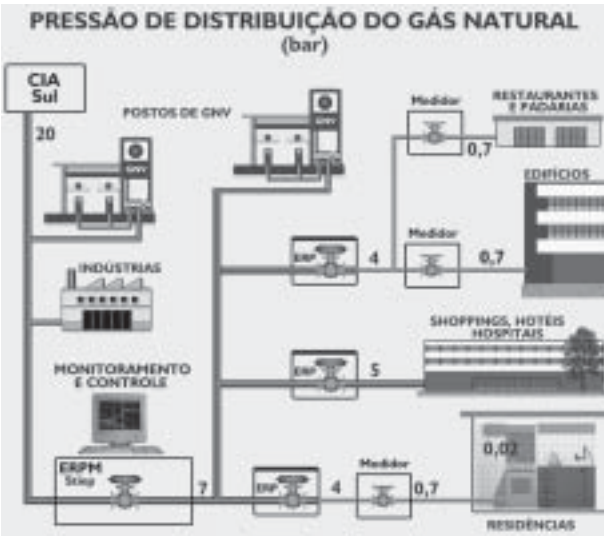
Para se ter uma idéia do quanto a conversão dos veículos para gás natural é interessante, verifique a tabela acima, com dados comparativos entre o uso do gás natural e o dos demais combustíveis alternativos, por marca e modelo do veículo.

NOTAS

1 ANP. Disponível em: www.anp.gov.br.

* Luiz Fernando Mueller Koser é diretor-presidente da Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás. Este artigo foi realizado com base nas pesquisas dos colaboradores da Bahiagás: Yone Lopes, assistente comercial; Teylo Vasconcelos, engenheiro de atendimento; Érica Villalba, assessora comercial.

Figura 14



Fonte: Bahiagás

Figura 16



Fonte: Bahiagás

Figura 15



Fonte: Bahiagás

Figura 17



Fonte: Bahiagás

Perspectivas para a universalização da eletrificação no Estado da Bahia

*James Silva Santos Correia, Osvaldo Soliano Pereira**

*Eduardo J.F. Barreto, Tereza Mousinho***

*Patrick F. Fontoura****

Resumo

Existem cerca de 600.000 domicílios no Estado da Bahia que não dispõem de energia elétrica, ficando à margem dos benefícios sociais e econômicos que da mesma advêm. Esse mercado, historicamente caracterizado pela grande dispersão e baixo consumo, não tem sido priorizado pelas concessionárias. Os investimentos em eletrificação rural são geralmente oriundos de programas governamentais que buscam desenvolver as áreas mais remotas. Nesse cenário e por razões de ordem tecnológica, econômica, cultural e legal, as fontes renováveis têm tido um papel marginal nos poucos programas de eletrificação rural implantados ou em desenvolvimento no Brasil. Neste artigo, discute-se a importância do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro para a universalização da eletrificação rural, com a inevitável vinculação ao uso das energias renováveis, analisando-se o caso do Estado da Bahia. Destacam-se aqui as mudanças institucionais em curso, sobretudo as relativas às obrigações da concessionária: metas de atendimento, qualidade do fornecimento, uso de tecnologias adequadas, modelos de gestão compatíveis com o fornecimento de energia elétrica através do uso de fontes de energia renovável não-convencional (solar, eólica da biomassa e PCHs), não-exclusividade de atendimento na área de concessão, novas possibilidades de utilização de recursos setoriais, CCC, RGR, Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Palavras-Chave: eletrificação rural, energias renováveis, regulação, energia solar.

Abstract

There are approximately 600,000 households in the State of Bahia with no electric power, therefore being apart of the social and economic benefits that stem from electricity. These households are found mainly in rural areas, that are historically characterized by great dispersion and low consumption. Therefore they are rather unattractive to the power utility. Investments in rural electrification are generally the result of governmental programs aimed at the development of remote areas. In this context, and due to technological, economic, cultural and legal reasons, renewable sources have had a marginal role in the few rural electrification programs that have been implemented, or are presently being developed in Brazil. In this paper, we discuss the importance of the regulatory structure of the Brazilian electric sector for the universalization of rural electrification, with the inevitable link to the use of renewable energies, centering attention on the State of Bahia is analyzed. The ongoing institutional changes are pointed out, especially the ones related to the obligations of the utilities company: goals contractually established, quality of electricity supply, use of adequate technologies, management models that are compatible with the supply of electric power by means of non-conventional renewable energy sources (solar, wind power of biomass and PCHs), non-exclusivity of seeing to clients in the concession area, new possibilities of using sector resources, CCC, RGR, the Energy Development Account (EDA) and the Clean Development Mechanism (CDM).

Keywords: rural electrification, renewable energies, regulation, solar energy.

ELETRIFICAÇÃO RURAL NA BAHIA: ONTEM E HOJE

A Eletrobrás, com base em dados do PNAD, estima em cerca de 28% o índice de eletrificação rural do Estado da Bahia. Após a implantação do Programa Luz no Campo esse percentual deverá passar para 34%. Deve-se observar que após ter-se atingido os objetivos desse Programa restarão

ainda cerca de 495 mil domicílios rurais sem eletrificação, o que corresponderia a 41% do total do Estado, equivalendo a cerca de 2,5 milhões de pessoas sem acesso à luz elétrica.

Historicamente, a energização das áreas rurais do Estado vem sendo realizada por programas governamentais. E não poderia ser de outra forma, uma vez que as grandes dimensões do Estado, a dispersão e o pequeno tamanho das cargas exis-

tentes nas áreas remotas e a extrema pobreza que atinge a grande maioria das populações que vivem na zona rural são fatores desestimulantes para que a universalização dos serviços de energia elétrica seja feita apenas por iniciativa da concessionária. A própria configuração do sistema elétrico do Estado, baseado quase que exclusivamente em rede de distribuição alimentada por energia hidráulica, e sua lógica de expansão também contribuem para dificultar o processo de universalização do atendimento.

A esses fatores deve ser atribuído o lento ritmo de eletrificação rural no Estado, como pode ser observado pelos dados da Tabela 1: a COELBA energizou, em 23 anos, de 1977 a 2000, pouco mais de 70 mil consumidores rurais. É importante ressaltar que esses números compreendem tão-somente os consumidores rurais, classificados como tais pela concessionária, não contemplando o mercado residencial situado na área rural.

Tabela 1 - Crescimento de Consumidores Rurais na Bahia

Ano	Quantidade	Taxa de Crescimento
1977	2.062	—
1978	2.687	30,31%
1979	3.574	33,01%
1980	4.419	23,64%
1981	5.498	24,42%
1982	7.464	35,76%
1983	10.176	36,33%
1984	12.409	21,94%
1985	16.532	33,23%
1986	27.243	64,79%
1987	34.556	26,84%
1988	38.033	10,06%
1989	40.666	6,92%
1990	47.256	16,21%
1991	53.666	13,56%
1992	60.125	12,04%
1993	64.681	7,58%
1994	69.208	7,00%
1995	73.829	6,68%
1996	78.482	6,30%
1997	79.851	1,74%
1998	76.462	-4,24%
1999	68.942	-9,83%
2000	70.631	2,45%
Crescimento médio		17,68%

Fonte: Coelba

A redução do número de consumidores rurais em 1998 e 1999 se deve a uma reclassificação, realizada pela COELBA, que a partir de então só considera consumidor rural aquele que possui uma atividade produtiva. Ou seja, consumidores situados em pequenas vilas ou comunidades são classificados como consumidores residenciais; entretanto, para efeito do Programa Luz no Campo tais ligações são entendidas e registradas como rurais.

A Tabela 2 relaciona os programas de eletrificação rural realizados no Estado da Bahia entre 1973 e 1998, começando pelo da Companhia Baiana de Eletrificação Rural (COBER), empresa subsidiária da COELBA, já extinta, que foi criada como instrumento do Governo do Estado para promover a eletrificação rural no Estado e atuar como elemento estimulador do aumento da produção e da produtividade agrícola. O último programa identificado nessa Tabela, datado de 1998, refere-se a um convênio da COELBA com o Governo do Estado da Bahia para a realização de um programa de obras de eletrificação rural, destinado ao atendimento de 28.700 unidades consumidoras, entre minifúndios produtivos e domicílios situados em pequenas localidades do interior do Estado. Entretanto, o programa de maior valor foi o Interluz, abrangendo 36 mil consumidores rurais, entre minifúndios, irrigação e outras obras de distribuição.

Tabela 2 - Programas de Eletrificação Rural no Estado da Bahia

Programa	Ano	Valor ¹	(US\$) ²	(R\$) ³
KFW (DM\$)	1989/93	19.500	—	—
Interluz (US\$)	1989/91	119.842	119.842	356.211
BIRD/PRONI (US\$)	1991/96	20.626	20.626	50.062
Cober (Cr\$)	1973/77	195.014	—	95.243
Reassentamento Itaparica (Cz\$)	1986/87	91.107	1.100	22.994
CAR/PAPP (US\$)	1993/94	12.000	12.000	—
Eletrificação Rural 1998 (R\$)	1998	49.800	52.034	61.398

¹ Valor na moeda original do programa (x 1000)

² Valor em dólar (x 1000)

³ Valor em real de 2000 (x 1000)

Os programas de eletrificação rural, hoje, diferenciam-se pela magnitude dos seus objetivos e pelo uso de novas tecnologias de geração, sobretudo aquelas denominadas geração distribuída, baseadas em fontes renováveis de energia. Nesse

cenário, sobressaem o programa Luz no Campo, que objetiva eletrificar um milhão de consumidores rurais em todo o Brasil até 2003, o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994 pelo Governo Federal, com o objetivo de levar energia de fontes renováveis para equipamentos comunitários em localidades distantes da rede, e o Programa PRODUZIR da Companhia de Ação e Desenvolvimento Regional (CAR), eminentemente estadual, que utiliza recursos do Banco Mundial. Este último já aplicou pouco mais de US\$ 20 milhões em eletrificação no Estado, entre 1995 e 2001, sendo que cerca de 37% desse valor foi direcionado para a eletrificação rural com sistema solar fotovoltaico.

Além dos programas já descritos, há outros, como o do CIRED, iniciativa da *Fondation Energies pour le Monde*, que teve como parceiros a COELBA e o *Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement* (CIRED) e se constituiu como projeto-piloto de eletrificação rural por sistemas fotovoltaicos em pequena escala (24 residências). Ou como o Programa USDOE, também um piloto de pequena escala, que implantou 190 sistemas fotovoltaicos em cerca de 23 localidades, sendo a maior parte para iluminação interna de domicílio, além de sistemas para iluminação pública, escolas, irrigação, eletrificação de cercas e sistemas demonstrativos (localizados nas Escolas de Agronomia de Cruz das Almas e Juazeiro). Os equipamentos foram doados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos e contou com o apoio técnico do CEPEL/ELETROBRÁS e Companhia de Engenharia Rural (CERB). No caso da Associação dos Pequenos Agricultores do Município de Valente (APAEB), tem-se uma iniciativa bem-sucedida de uma associação de produtores rurais que começou vendendo equipamentos fotovoltaicos para seus associados para eletrificação de cercas e acabou também por atender às necessidades de iluminação residencial dos moradores da zona rural (WINROCK INTERNATIONAL/ UNIFACS/USAID, 2000).

Outros programas de menor alcance, utilizando esses sistemas, foram implementados e estão também relacionados na Tabela 3. Entretanto, mesmo considerando o uso crescente de fontes renováveis não-convencionais nesses programas, estas têm

tido um papel marginal no cômputo geral da eletrificação rural do Estado e do País, seja por razões de ordem tecnológica, econômica, cultural e legal (ausência de regulamentação). As Tabelas 3 e 4 relacionam os programas de eletrificação rural e outras iniciativas com sistemas fotovoltaicos implementados na Bahia e os números a eles associados.

Tabela 3 - Programas Implementados na Área de Energia Solar*

Programas	Agentes locais envolvidos	Sistemas instalados ¹
PRODEEM	CERB/SEINFRA/COELBA	416
PRODUZIR	CAR	10.302
Programa de cooperação COELBA/CEPEL/CIRED	COELBA	34
Programa de cooperação COELBA/CEPEL/USDOE	COELBA	190
Financiamento ao produtor rural por crédito rotativo	APAEB	427
Outros (Governo do Estado, Heliodinâmica)	COELBA	58
Venda de equipamentos direta ao usuário ²	Empresas comercializadoras	**

Fonte: UNIFACS/COELBA, 2002 A

1 Valores contabilizados até 2001, exceto dado da APAEB, que só vai até 2000.

2 Valor difícil de ser estimado.

Tabela 4 - Potências Instaladas em Bombeamento e Energéticos de cada Programa

Programa	Bombeamento		Energéticos		Quantidade total
	Quantidade de sistemas	Potência kWp	Quantidade de sistemas	Potência kWp	
PRODEEM	133	61,97	283	42,45	416
PRODUZIR	—	—	10.302	515,10	10.302
CIRED	—	—	34	1,70	34
USDOE	15	9,24	175	8,75	190
APAEB	—	—	427	25,00	427
Outros	58	31,23	—	—	58
Total	—	102,44	—	593,00	11.427

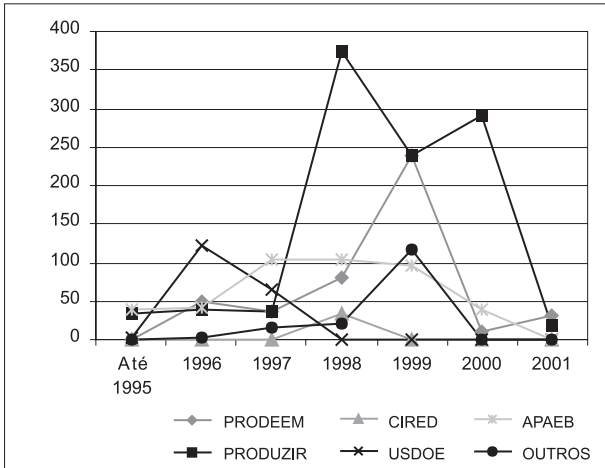
Fonte: UNIFACS/COELBA, 2002a

Apesar da pouca significância dos números, a Bahia é provavelmente o Estado do Nordeste com maior número de sistemas instalados, 11.427, correspondendo a aproximadamente 700 kWp, excetuados os valores correspondentes à venda direta ao consumidor rural de equipamentos fotovoltaicos por empresas de revenda. O Estado de Pernambuco registrava, até setembro de 1998, apenas 1.000 sistemas fotovoltaicos, totalizando 110 kWp (SALVIANO, 2001). Entretanto, vale ressaltar que

apesar não existirem dados consolidados sobre o estado destes sistemas, estima-se, com base em informações reveladas por pesquisas amostrais, que a maior parte dos sistemas fotovoltaicos instalados no Estado não estão funcionando. Sabe-se também que esta falta de sustentabilidade está relacionada a problemas de gestão dos sistemas.

A figura seguinte mostra que o volume de sistemas instalados foi crescente até o ano de 1998, caindo rapidamente a partir de então. Esse decréscimo pode ser atribuído, em grande parte, ao insucesso de alguns programas que sofreram descontinuidade, seja por desinteresse das instituições promotoras, seja por terem esbarrado em problemas relacionados à gestão dos sistemas pós-instalação. Por isso, alguns programas, em especial o PRODEEM, estão revendo a concepção da gestão do atendimento ao consumidor pobre da zona rural, quando em uso essa tecnologia. Hoje, apesar das perspectivas, não existe volume significativo de instalações em curso no Estado.

Figura 1 - Volume de Instalações por Programa por Ano



Fonte: UNIFACS/COELBA, 2002a.

O Programa Luz no Campo foi lançado na Bahia em janeiro de 2000, com término previsto para julho de 2003, abrangendo 397 municípios do Estado. A população a ser beneficiada é de 580.000 pessoas, correspondendo a cerca de 116.000 domicílios. Do montante de R\$ 235.000.000,00, originalmente contratados para a Bahia, apenas 18 milhões de reais serão para atendimento de populações bastante remotas, fazendo uso de sistemas so-

lares fotovoltaicos e beneficiando cerca de 9 mil consumidores rurais, ou seja, apenas 7,5% do total dos beneficiados serão atendidos com essa tecnologia. Quando o atendimento for realizado desta forma, 25% do investimento deverá ser feito pelo governo estadual, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - Energia Solar Fotovoltaica no Programa Luz no Campo

	Valores Correntes R\$	Participação (%)
Eletrobrás	13.500.000,00	75%
Estado	4.500.000,00	25%
Total	18.000.000,00	100%

Fonte: Contrato Luz no Campo

Entretanto, apesar de cerca de 80% das metas desse programa já terem sido alcançadas na Bahia com a expansão da rede convencional de energia, a parte que cabe aos sistemas fotovoltaicos ainda não saiu do papel (UNIFACS/COELBA, 2002b).

O INTERESSE DAS CONCESSIONÁRIAS NA IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As concessionárias de distribuição de energia elétrica, ao longo de sua história, têm priorizado o atendimento a clientes potenciais mediante a expansão dos circuitos de distribuição segundo a lógica do setor. Essa prática materializa-se no atendimento prioritário aos clientes potenciais localizados ao longo de circuitos elétricos já existentes, que não demandam investimentos significativos para sua interligação e, além disso, apresentam uma rentabilidade que, em geral, não exige participação financeira por parte desses clientes. Por conseguinte, aqueles que estão localizados em áreas remotas, muito afastadas do sistema elétrico em expansão, que demandam investimentos expressivos em transmissão e distribuição e que, ainda, apresentam uma baixa carga, não são atendidos. Por essa razão é que o atendimento a essas áreas sempre conta com a participação financeira dos governos, estadual e/ou federal, e financiamento de instituições estrangeiras — BID, BIRD, KFW, etc.

Essa cultura dificulta à concessionária experimentar tecnologias de geração distribuída na zona rural, e é por isso que, na Bahia, os 9.000 sistemas fotovoltaicos previstos no Programa Luz no Campo

ainda não foram implementados. A questão é que existem dúvidas sobre como gerir milhares de sistemas descentralizados, pois esse não é propriamente o seu negócio. É importante ressaltar que o gerenciamento pela concessionária de unidades descentralizadas de geração de energia elétrica fotovoltaica implica que esta assuma a inteira responsabilidade da instalação, manutenção e gestão de cada unidade e, inclusive, dos cuidados relativos à qualidade do serviço prestado, de acordo com o art. 6º da Lei 8.987, de 1995, e do art. 6º, inciso X, da Lei 8.078, de 1990 (*Código de defesa do consumidor*).

Entretanto, essa disposição começa a mudar no âmbito das empresas de distribuição, mesmo que lentamente, por força da propensão do órgão regulador a efetivar a universalização, tanto porque a lei e o disposto nos contratos de concessão assim o permite, como porque, ao que tudo indica, essa ação está em consonância com as diretrizes da política, tanto no plano do Executivo como no do Legislativo. Não é por outro motivo que a concessionária de distribuição da Bahia realiza um levantamento georreferenciado na sua área de concessão, para saber exatamente em que ponto (distância da rede) está cada domicílio que ainda não dispõe de energia elétrica. As informações obtidas com esse levantamento certamente servirão como guia para decidir-se sobre qual a melhor tecnologia, e qual o seu custo, para atender tal ou qual localidade. Da mesma forma pode ser encarada a recente decisão dessa concessionária de distribuição de comandar diretamente a instalação e gestão dos 9.000 sistemas fotovoltaicos do Programa Luz no Campo. Ademais, a COELBA tem um projeto de P&D com a Universidade Salvador (UNIFACS) cujo objetivo é justamente definir uma metodologia para implementar a universalização dos serviços de energia elétrica no Estado.

O ARCABOUÇO REGULATÓRIO E OS CONDICIONANTES PARA A UNIVERSALIZAÇÃO

A Lei No 8.987, de 1995, sobre Concessões e Permissões de Serviços Públicos, enquadra a concessão nos termos do art. 175 da Constituição¹, e estabelece que a concessão deve ser exercida por empresa que demonstre capacidade, por sua conta e risco, para realizar as obras de expansão do sis-

tema elétrico. Além disso, determina que a única contraprestação pelo serviço a ser paga pelo consumidor é a tarifa, baseada no serviço pelo preço, conforme descrito no item I do art. 14 da Lei 9.427 de dezembro de 1996. Cai por terra, portanto, a participação financeira do consumidor. Essa lei admite a participação financeira do consumidor como participação no capital da concessionária, tendo em vista a execução de obras de interesse mútuo.

Com relação aos contratos de concessão, apesar de não constarem cláusulas específicas relativas à universalização do atendimento, algumas delas indicam que o atendimento deve abranger todo o mercado da área de concessão: as concessionárias devem dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive no caso das rurais, atendidas as normas do Poder Concedente e da ANEEL². Existe ainda uma cláusula específica sobre eletrificação rural, pela qual as concessionárias são obrigadas a participar de programas de eletrificação rural, e a implementá-los, oriundos de políticas públicas federais ou estaduais³.

Atualmente, o arcabouço regulatório associado à universalização dos serviços de energia elétrica, mais precisamente a minuta de resolução sobre a universalização⁴ e o Substitutivo ao Projeto de Lei 2.905/00, se encontra ainda em fase de tramitação, respectivamente na ANEEL e no Congresso Nacional. Vale mencionar que a Câmara de Gestão da Crise definiu 33 medidas prioritárias de reestruturação do setor, sendo 9 de implantação imediata, que inclui a universalização do atendimento de energia elétrica à população rural.

Uma vez votado e regulamentado os dispositivos legais e regulatórios acima mencionados, será criada uma série de novos subsídios, que, certamente, promoverá mudanças importantes no modo como atualmente é realizado o planejamento da expansão do sistema para o atendimento de novas cargas, especialmente na zona rural. Serão condicionantes importantes para a implementação da universalização os seguintes fatores (UNIFACS/COELBA, 2001):

- 1 - estabelecimento das metas de universalização e definição espacial e temporal das mesmas. Para tanto, deverão ser identificados, previa-

mente, os domicílios não-atendidos, densidade dessas cargas e a distância dessas em relação ao ponto de interligação com o sistema elétrico da concessionária;

- 2 - definição das obras consideradas de interesse mútuo, visto que, de acordo com a minuta de resolução da ANEEL sobre a universalização, a antecipação de uma dada meta pode ser considerada como uma obra de interesse mútuo. Se uma obra está prevista no plano de metas da concessionária para ser executada num determinado prazo, a solicitação de antecipação da obra pelo consumidor ou pelo agente público que o representa significa a disposição do solicitante a oferecer algo em troca da antecipação. Nessas condições, será possível à concessionária, através de uma negociação, solicitar a participação financeira do consumidor nos investimentos, de modo a garantir o seu atendimento antes do prazo previsto no plano de metas;
- 3 - definição das formas e prazos de ressarcimento da contribuição antecipada do consumidor ou agente público que o representa para a realização das obras necessárias. Quanto aos prazos, espera-se que essa devolução seja realizada conforme previsto no plano de metas. Quanto à forma do ressarcimento, essa deverá obedecer às mesmas condições estabelecidas para o pagamento que foi antecipado pelo consumidor;
- 4 - estabelecimento de critérios de priorização dos investimentos que serão realizados ao longo do tempo (plano de metas), considerando, simultaneamente, custos de atendimento e compromisso social da empresa;
- 5 - definição das tecnologias adequadas e que representem a solução de custo mínimo para atendimento a novas cargas, conforme estabelecidas no plano de metas, considerando a norma em vigor, sobretudo fundamentadas nas possibilidades de flexibilização da utilização de tecnologias alternativas nas resoluções sobre o uso da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)⁵ e dos Valores Normativos (VN)⁶;
- 6 - definição das formas de gestão e índices de qualidade do fornecimento que serão adotados para o atendimento quando este for realizado por meio de fontes de energia renovável não-convencional. Esse é um ponto muito importan-

te porque a experiência tem mostrado que, na maioria dos casos de sistemas fotovoltaicos, por exemplo, apesar de a qualidade da energia elétrica fornecida ser boa, de serem atendidos os requisitos em termos da carga instalada e de ser grande a facilidade de instalação, tais sistemas requerem um tipo de assistência técnica cujo agente responsável deve possuir capacitação específica, ainda que simples, e estar localizado próximo dos sistemas instalados;

- 7 - definição das áreas que a concessionária não tem interesse em atender, considerando que tal concessionária realizará os estudos necessários para avaliar, preliminarmente, a relação custo/benefício da eletrificação dessas áreas a curto, médio e longo prazos. Haverá sempre a possibilidade de que determinadas áreas não sejam de interesse da concessionária que, neste caso, comunicará à ANEEL a sua decisão de não atendê-las, abrindo espaço para que tal(is) área(s) seja(m) licitada(s) e novos agentes entrem no mercado;
- 8 - compatibilização das metas de universalização com as metas do Programa Luz no Campo, para permitir uma melhor eficiência alocativa dos recursos postos à disposição da concessionária pelo setor elétrico. Caberia analisar a possibilidade de uma reformulação das metas estabelecidas para o Luz no Campo, em face das novas obrigações que a concessionária irá assumir a partir da incorporação dos conteúdos do Substitutivo ao Projeto de Lei N. 2.905/00 e da minuta de resolução sobre a universalização e o arcabouço regulatório;
- 9 - adequação das metodologias de projeção do mercado próprio das concessionárias de modo a contemplar tanto a universalização do atendimento quanto o atendimento com fontes de energia renovável não-convencional de um percentual do crescimento estimado do mercado da concessionária (previsto no Substitutivo ao Projeto de Lei N. 2.905/00).

OS RECURSOS SETORIAIS PARA FONTES RENOVÁVEIS

Votado pelo Congresso Nacional o Substitutivo ao projeto de lei 2.905/00 e regulamentada pela

ANEEL a universalização, as concessionárias deverão ficar atentas aos recursos setoriais que serão disponibilizados para efetuar a eletrificação em áreas remotas, usando tecnologias de geração renovável descentralizada.

A criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é uma das medidas mais importantes do Substitutivo⁷, que deverá desempenhar importante papel na universalização e na otimização do sistema interligado. Essa Conta objetiva, além do desenvolvimento energético dos Estados, aumentar a competitividade da energia produzida a partir de fontes renováveis, gás natural e carvão mineral nacional. Seu uso obedecerá às necessidades de pagamento da diferença entre o custo de geração das diversas fontes acima relacionadas e o valor normativo de referência, desde que obedeça a algumas regras⁸.

Os recursos do CDE serão provenientes dos pagamentos anuais do uso do bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados, e das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final⁹. Desses recursos, os primeiros serão destinados à universalização, segundo diretrizes estabelecidas pela ANEEL. Essa Conta terá duração de 20 anos, será regulamentada pelo poder executivo e movimentada pela ELETROBRAS.

O Substitutivo se aproveita de recursos já vigentes, como o Reserva Global de Reversão (RGR) e o Custo de Consumo de Combustíveis (CCC) e lhes dá novos destinos. O art. 2º do Substitutivo especifica na sua alínea “a” que recursos do RGR serão destinados, através de financiamento, para projetos de investimento em expansão dos serviços de energia elétrica, especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda, e para projetos de combate ao desperdício de energia elétrica. Esses recursos também poderão beneficiar projetos de geração de energia alternativa¹⁰.

Os recursos do RGR poderão ser contratados diretamente por Estados, Municípios, concessionários, permissionários e Cooperativas de Eletrificação Rural¹¹. As condições de financiamento para projetos que utilizam esses recursos e que se destinam à universalização dos serviços de energia elétrica nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste,

segundo critérios da ANEEL, não deverão ultrapassar aquelas consideradas na alínea “c” do art. 159 da Constituição Federal, conforme o inciso IV da Lei 9.427, de 1996.

Segundo o Substitutivo, a quota anual da RGR será postergada para ser extinta em 2007. A ANEEL deverá realizar uma revisão tarifária para repassar para os consumidores a extinção desse encargo.

Com relação à CCC, fica assegurada a sua manutenção pelo prazo de 20 anos, a partir da publicação da Lei, caso esse Substitutivo seja aprovado pelo Congresso Nacional. A CCC, subsídio cruzado para manter sistemas isolados, também seria utilizada para aproveitamento de energias renováveis (PCHs, solar, eólica, biomassa), carvão mineral nacional e gás natural, visando à geração de energia elétrica, que venha a substituir a termelétrica que utilize derivado de petróleo ou que venha a atender ao incremento do mercado.

Entretanto, merecem a atenção das concessionárias duas resoluções já existentes que regulamentam o uso da CCC e dos Valores Normativos, cujos repasses previstos viabilizam de imediato e/ou reduzem os custos com tecnologias associadas às fontes renováveis não-convencionais.

Além desses recursos setoriais, as concessionárias de distribuição também devem estar atentas para aqueles recursos advindos do Protocolo de Quioto, que, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), procuram compatibilizar as necessidades de desenvolvimento dos países em desenvolvimento com as necessidades de redução da emissão de gases de efeito estufa, seja mediante melhoria na eficiência dos sistemas energéticos, seja por meio da introdução de tecnologias de geração de energia limpa e renovável.

CONSIDERAÇÕES SOBRE O MERCADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA UNIVERSALIZAÇÃO

Estima-se que cerca de 100 mil domicílios rurais na Bahia¹², 20% dos 495 mil domicílios rurais que não serão atendidos pelo Programa Luz no Campo, serão atendidos com energia solar fotovoltaica quando da universalização dos serviços de energia. Se forem considerados os mesmos custos, cerca de R\$ 2.000,00 por domicílio atendido com

solar fotovoltaica, do Programa Luz no Campo, o valor despendido para atender à população que ainda não terá energia de rede será de 200 milhões de reais.

Esses recursos, a serem aportados pelas concessionárias, não serão recuperados com os pagamentos mensais dos beneficiários, pois, considerando o valor do investimento, as despesas de manutenção e operação e a taxa interna de retorno da concessionária, tais despesas não seriam sustentáveis por aqueles.

Dessa forma, a universalização dos serviços de energia elétrica, como objetivo estratégico do governo e sem afetar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, só é possível se seus custos forem distribuídos pelo conjunto dos consumidores de energia do País ou se compromissos forem estabelecidos com recursos dos Tesouros Nacional e estaduais. Ou seja, sem subsídios cruzados não existem condições de se implementar projeto de tal envergadura.

Deve-se ainda considerar a qualidade dos serviços da energia fotovoltaica para os residentes na zona rural. Essa é uma questão crucial, pois, mesmo considerando a confiabilidade do equipamento, cujos índices de falhas são muito melhores do que aqueles apresentados pela rede elétrica para determinadas áreas da zona rural (WINROCK/UNIFACS/USAID, 2000), a gestão desses sistemas é justamente o seu ponto mais fraco. Se o sistema é mal gerido pode deixar de funcionar rapidamente, deixando o beneficiário nas mesmas condições de antes da universalização.

Por outro lado, o custo para gerir esses sistemas pode ser insuportável para a concessionária, caso esta opte pela gestão direta. Se o custo de uma má gestão for repassado para a tarifa, a concessionária pode perder mercado numa situação de competição em que todos os consumidores passem a ser livres. A hipótese mais plausível é descentralizar a gestão, porém mantendo-a sob sua coordenação, mesmo porque quem deve responder diretamente perante o poder concedente é a concessionária.

Essa complexa equação tem que ser montada de tal forma que a universalização ocorra ao menor custo. Isso é importante não só para a competitividade da concessionária, como também para aque-

les que, em última instância, vão pagar a conta: consumidores e/ou contribuintes.

Para uma comparação entre os custos da universalização através do sistema convencional de eletrificação e os da geração distribuída, mostra-se, a seguir, uma tabela com dados estratificados do Programa Luz no Campo/Bahia, realizados e já orçados (BARRETO, E. et al., 2001):

Como mostra a tabela, localidades remotas, com baixa densidade populacional, com baixa carga e com distâncias da rede acima de 5 km, podem ser atendidas com sistemas solares fotovoltaicos, que, como foi apresentado acima, têm um custo próximo de R\$ 2000 por sistema de 50 Wp, atendendo a uma carga de três lâmpadas fluorescente, um TV preto e branco e um rádio por período de três a quatro horas. É importante comentar que o benefício obtido pelo beneficiário da rede é bem maior que o daquele atendido por sistemas fotovoltaicos; portanto, a rigor, se o custo da eletrificação convencional for apenas pouco maior que o custo do sistema fotovoltaico, é mais lógico optar pela primeira. Entretanto, os valores apresentados na tabela acima são ainda pouco precisos, pois se pode observar que existe um grande intervalo na classe de distância em relação ao custo por cliente.

Tabela 6 - Custo de Eletrificação Estratificado por Cliente e Distância da Rede

Distância da Rede Existente	Quant. Clientes	R\$/Cliente	R\$/km
> 20 km	2.980	3.630,00	13.063,00
10 a 20 km	6.509	2.462,00	13.401,00
5 a 10 km	12.704	2.169,00	15.525,00
< 5 km	87.124	1.481,00	< 11.809,00 (*)

(*) Dados de km inferiores a 1, não-contabilizados, e que levam a resultados inferiores à média praticada no Programa.

Fonte: COELBA

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Existem cerca de 600 mil domicílios rurais no Estado da Bahia que não dispõem de energia elétrica. Considerando-se o que se planeja executar nos próximos dois anos no Estado, restarão ainda cerca de 500 mil domicílios rurais sem eletrificação. As estimativas são de que, na Bahia, 2,5 milhões de pessoas vivem sem acesso à "luz elétrica", mais de um século depois da indústria de energia elétri-

ca ter iniciado suas atividades no Brasil. Trata-se do Estado que concentra o maior número de “sem-luz”, num País onde cerca de 2,5 milhões de pessoas vivem às margens dos benefícios econômicos e sociais disponibilizados a partir da energia elétrica.

A ausência de políticas públicas e, ainda, as barreiras econômicas e tecnológicas historicamente interpostas pelas concessionárias de energia elétrica levam a essa situação. Mas esse cenário começa a ser alterado pelas iniciativas em curso da ANEEL e do Congresso Nacional, endossadas recentemente pelo Governo Federal, a partir da CGE.

Superadas as dificuldades político-econômicas da eletrificação rural, o desafio agora colocado, caso esse cenário se confirme, é o de UNIVERSALIZAR, ao mais BAIXO CUSTO POSSÍVEL, o suprimento de energia elétrica.

Pelas características de dispersão e pelo baixo nível de consumo dos domicílios a serem atendidos fica evidenciado que uma parcela dos domicílios deverá ser atendida por sistemas descentralizados, sendo a energia solar fotovoltaica a que se apresenta como melhor alternativa. Entretanto, a inexistência de uma cultura estabelecida na concessionária e na ANEEL sobre aplicação e gestão dessa tecnologia ainda dificulta a sua utilização.

A UNIFACS tenta contribuir para que sejam ultrapassados esses obstáculos, buscando estabelecer uma estreita interação com os diversos intervenientes: a ANEEL, a quem cabe regulamentar a universalização e os procedimentos sobre o uso de sistemas solar fotovoltaicos; a concessionária, que terá a obrigação de energizar os domicílios e dominar as tecnologias; o Governo, que, neste momento inicial, ainda financia as instalações; os agentes de mercado, no sentido de entender a necessidade de garantir a qualidade dos equipamentos e sistemas de forma a não estigmatizar a tecnologia, e as ONGs, que buscam utilizar e/ou difundir o uso de tecnologias de energias renováveis.

As perspectivas para a utilização de energias renováveis, em particular de sistemas solares fotovoltaicos, no Estado da Bahia, são extremamente promissoras. A Bahia concentra o maior mercado brasileiro para essa tecnologia e já dispõe de grupos de pesquisa consolidados para dar suporte ao desenvolvimento de programas.

Por fim, uma ação do Governo do Estado no sentido de incrementar as pesquisas correlatas e atrair fornecedores e fabricantes de sistemas de energia renovável muito contribuirá para consolidar a posição de vanguarda da Bahia na aplicação dessas tecnologias, criando, assim, as condições para tirar da escuridão todos os baianos.

NOTAS

- 1 Art.1o da Lei 8.987
- 2 ANEEL, conferir contrato de concessão nº 26/2000.
- 3 ANEEL, conferir contrato de concessão nº 26/2000.
- 4 ANEEL, Audiência Pública no 0006/2000. Minuta de Resolução sobre a Universalização dos serviços de energia elétrica
- 5 Subsídio cruzado setorial, originalmente utilizado para viabilizar o uso de combustíveis fósseis nos sistemas elétricos isolados e, posteriormente, ampliado para utilização de fontes renováveis com a mesma finalidade.
- 6 Valores normativos são preços-referência, determinados pelo governo, com base no custo da tecnologia empregada para gerar energia, e que servem para limitar o repasse para as tarifas de fornecimento da compra dessa energia por parte das concessionárias de distribuição.
- 7 Art. 7o do Substitutivo 2.905/00
- 8 Conferir incisos I a V do art. 7o do Substitutivo.
- 9 Parágrafo 1o do art. 7o do Substitutivo.
- 10 Art. 2o do Substitutivo, alíneas a, c e d.
- 11 O Substitutivo adiciona permissionárias e Cooperativas de Eletrificação Rural no inciso III do art. 13 da Lei 9.427.
- 12 Essa estimativa não está apoiada em informações documentadas, trata-se de especulações realizadas por técnicos do setor. A COELBA está fazendo um levantamento georreferenciado de todos os domicílios na Bahia, cujos resultados permitirão informações com um alto nível de precisão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARRETO, E.; ALMEIDA FILHO, A.; HENRIQUES FILHO, L.; VALENTE, R. *Universalização dos serviços de energia elétrica e mitigação da pobreza no Brasil*. UNIFACS, 2001. (Texto de circulação interna).
- SALVIANO, Carlos José. Eletrificação rural a partir da tecnologia solar fotovoltaica. *Eleticidade Moderna*, São Paulo: Aranda, n. 327, 2001.
- UNIVERSIDADE DE SALVADOR. COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. *Energia solar fotovoltaica na Bahia: histórico e diagnóstico dos programas implementados*. Relatório técnico elaborado pela UNIFACS no âmbito da pesquisa Desenvolvimento de Metodologia para Defini-

ção de um Programa de Eletrificação Rural para a Universalização do Atendimento. Salvador, jan. 2002a.

_____. *Situação atual da eletrificação rural na Bahia*. Relatório técnico elaborado pela UNIFACS no âmbito da pesquisa Desenvolvimento de Metodologia para Definição de um Programa de Eletrificação Rural para a Universalização do Atendimento. Salvador, jan. 2002b.

_____. *Condicionantes regulatórios para a universalização dos serviços públicos de energia elétrica*. Relatório técnico elaborado pela UNIFACS no âmbito da pesquisa Desenvolvimento de Metodologia para Definição de um Programa de Eletrificação Rural para a Universalização do Atendimento. Salvador, ago. 2001.

WINROCK INTERNATIONAL/UNIFACS/USAID, 2000. *A atuação da APAEB com sistemas fotovoltaicos: diagnóstico técnico e financeiro*. Relatório técnico 01/00. Salvador, nov.2000.

* James Silva Santos Correia e Osvaldo Soliano Pereira são Professores Doutores do Departamento de Engenharia da UNIFACS/Mestrado em Regulação da Indústria de Energia.

** Eduardo J.F.Barreto e Tereza Mousinho são Economistas e Mestrados em Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS – Bolsistas ELETROBRAS

*** Patrick F. Fontoura é Engenheiro eletricista e Mestrando em Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS – Bolsista ELETROBRAS

O perfil do consumo de energia elétrica do Setor Terciário, na Bahia, no período 1990-2000

Fernando Barreto Nunes Filho*

Resumo

Historicamente, o setor terciário vem ampliando sua participação na economia baiana, o que se deve sobretudo a alguns fatores, tais que o aumento na massa salarial, decorrente da redução no imposto inflacionário durante os Planos Cruzado (1986), Verão (1989) e Real (1994), que impactou as atividades de comércio; a exploração da vocação turística do Estado, promovendo as atividades de alojamento e alimentação; a ampliação e modernização dos serviços de comunicação. Neste trabalho, analisa-se o perfil do consumo de energia elétrica do setor terciário, na Bahia, no período 1990-2000, associando o comportamento deste consumo às transformações nas atividades de comércio e serviços. Esse consumo está fortemente relacionado com o nível de investimentos públicos e privados, sendo seu comportamento também influenciado pela política macroeconômica do governo federal e pelo crescimento vegetativo da população. São aqui relacionados os 20 maiores municípios consumidores e comparados com a Região Metropolitana de Salvador, que concentra cerca de 60 % do total. Em contrapartida, verifica-se que cresce o consumo de energia nas regiões de Porto Seguro, no eixo Itabuna-Ilhéus e em Barreiras, observando-se ainda que a formação de novos centros consumidores não foi uniforme. O nordeste, que engloba cerca de 58 municípios, participa com apenas 3% da demanda comercial de energia elétrica.

Palavras-chave: consumo de energia, setor terciário, PIB

Abstract

The tertiary sector has been historically increasing its participation in the Bahian economy. This is due to factors such as the increase in the wage mass, in response to the reduction in the rate of inflation motivated by macroeconomic stabilization plans such as Cruzado (1986), Verão (1989) and Real (1994). These had considerable influence on the commercial sector, the exploitation of the tourist vocation of the State, promoting the lodging and food activities, and on the modernization of the communication services. This article contains an analysis of the patterns of electricity use in the tertiary sector power consumption profile in Bahia during the period 1980-2000, associating the behavior of power consumption to the transformations in the trade and service activities. Consumption appears to be strongly related to the level of private and public investments. Its behavior is also influenced by the macroeconomic policies of the Federal Government and the growth of the population. The 20 municipalities with highest electricity consumption are analyzed and compared to the Metropolitan Region of Salvador, that concentrates approximately 60% of total consumption. On the other hand, it can be verified that power consumption is growing in the regions of Porto Seguro, in the Itabuna-Ilhéus region, and in Barreiras. It is further observed that the formation of new consuming centers was not uniform. The Northeast, that comprises approximately 58 municipalities, has a participation of only 3% of the electric power commercial demand.

Keywords: power consumption, tertiary sector, GDP

O papel a ser desempenhado pelo setor terciário no desenvolvimento econômico vem suscitando controvérsias teóricas, principalmente após um movimento contínuo de expansão, sustentado pelo deslocamento de capitais para a “modernização” dos serviços.

No que se refere à economia baiana, esse setor ampliou sua participação, avançando de 38,5%, em 1980, para 48,5% em 2000. Tal de-

sempenho foi influenciado pelo impacto que alguns períodos de estabilidade econômica produziram sobre as atividades do comércio varejista, tendo também contribuído para esse resultado os investimentos em infra-estrutura em espaços de exploração turística e a modernização dos serviços de comunicação.

Neste trabalho, pretende-se analisar o perfil do consumo de energia elétrica do setor terciário, na

Bahia, no período 1990-2000, associando seu comportamento às transformações ocorridas nas atividades de comércio e serviços. A hipótese central que será aqui verificada é se a lógica de concentração econômica e espacial que caracteriza a economia baiana está reproduzida no consumo de energia elétrica do setor terciário. No período citado, observaram-se a consolidação dos *shoppings* e uma concentração do comércio varejista em grandes unidades; essa tendência foi também observada nos serviços de saúde e educação e, ainda, nas entidades financeiras.

Este artigo foi estruturado em três partes: inicialmente, de forma resumida, aborda-se o desempenho do setor em estudo; em seguida, descreve-se o perfil do seu consumo de energia elétrica, correlacionando-se esse consumo aos impactos das transformações recentes pelas quais vem passando o setor terciário. Na terceira parte, é analisada a distribuição espacial do consumo terciário de energia no Estado da Bahia, nas suas 32 regiões geográficas, comparando-se os dados da Região Metropolitana de Salvador, que concentra cerca de 60 % do total, com os das demais regiões.

A IMPORTÂNCIA DO SETOR TERCIÁRIO

A evolução da importância relativa do setor terciário foi registrada por Mazza e Gois (2000, p.185), Loiola (1997, p.25) e Gottschall (1997, p.28). Segundo esses autores, o ponto de destaque desse desempenho seria a criação de novos postos de trabalho no setor de serviços, enquanto o setor industrial apresentaria uma tendência crescente de automação.

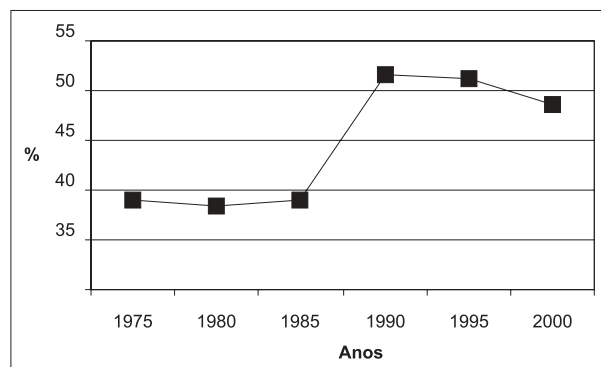
A partir da década de 1970 e até meados de 1990, segundo Petitinga (1999, p. 80), dois fatores explicariam o aumento da participação do terciário no PIB baiano: a ampliação da oferta de serviços, cada vez mais especializados, e alterações nos preços relativos, provocadas pela abertura econômica nos anos 1990.

Nos anos 1980, a participação do setor terciário foi alavancada pelo comércio, que contribuía com quase 10% do PIB estadual. No período seguinte, a atividade comercial, em termos globais, recebeu os impactos diretos da política macroeconômica do Governo Federal. Nos primeiros anos, sob os efei-

tos do Plano Collor, o comércio apresentou taxas negativas de crescimento; a partir de 1994, com o fim do imposto inflacionário, o setor usufruiu de uma demanda adicional, originária dos segmentos de menor renda. Em 1996/97, apenas parte dessa demanda permaneceu no mercado.

Contudo, no período 1998-2000, a desvalorização cambial e, posteriormente, a política de juros adotada dificultaram o acesso do consumidor ao crédito direto. Em 2000, apesar do desaquecimento da economia, houve um pequeno crescimento. Na Figura 1, a seguir, ilustra-se a evolução da participação do setor terciário, que passa de 39 %, em 1975, a 51,5% em 1990. Esse patamar reduziu-se para 48,5 % em 2000.

Figura 1 - Participação do PIB Terciário Bahia 1975-2000



Fonte: SEI

Dessa forma, observa-se o crescimento da participação do setor terciário, no qual destacaram-se as unidades com múltiplas funções — *shoppings* e supermercados — que concentraram varejo e serviços num único local. No final do período, unidades de médio porte foram sendo construídas nos bairros e nas maiores cidades do interior do Estado. Como parte desse movimento, os serviços modernizaram sua apresentação, introduzindo uma preocupação estética que, anteriormente, era vista apenas nas chamadas *boutiques*.

No ramo de supermercados, a quebra do monopólio do Paes Mendonça e a entrada dos grupos Pão de Açúcar, Bom Preço e Macro resultaram na participação do capital internacional no mercado de varejo baiano e contribuíram para o reforço da tendência à concentração das vendas em grandes unidades. Na Tabela 1, a seguir, apresenta-se a

**Tabela 1 - Estrutura do PIB Terciário
Bahia 1975-2000**

Atividades	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Comércio	8,7	9,81	9,3	11,5	10,32	8,54
Alojamento e Alimentação	1,4	2,09	2,24	2,46	2,73	1,79
Transportes	2,98	2,58	2,41	2,34	1,83	1,69
Comunicações	0,55	0,63	0,8	1,11	2,08	3,66
Financeiro	5,56	5,6	6,7	10,0	4,97	5,02
Aluguel de imóveis	5,75	6,9	6,32	6,65	9,65	10,42
Administração pública	8,73	6,99	8,43	12,52	14,04	11,64
Outros serviços	5,38	3,87	2,8	4,96	5,63	5,81
TOTAL	39,05	38,47	39,00	51,54	51,25	48,57

Fonte: SEI

estrutura do PIB do setor terciário, com as respectivas participações das principais atividades.

Entre as atividades que apresentaram altas taxas de crescimento está a de Comunicações, cujas empresas têm sido incentivadas pela concorrência e vêm buscando novas tecnologias administrativas e operacionais. Quanto ao serviço de Transportes, cujo desempenho está associado ao Polo Petroquímico, na primeira metade dos anos 1990 foi atingido pela redução no fluxo de investimentos ali ocorrida, somente recuperando-se no final da década. Na Tabela 2, a seguir, estão listadas as taxas de crescimento das principais atividades que compõem o PIB terciário. Outro destaque é o segmento Alimentação

Tabela 2 - Setor Terciário, Taxas de Crescimento Médio, Bahia 1980-2000

Atividades	Crescimento Médio (%)		
	80 - 90	90 - 95	95 - 2000
Comércio	3,15	1,59	1,27
Alojamento / Alimentação	4,78	4,94	4,34
Transporte	5,26	1,04	6,88
Comunicações	15,52	10,82	13,69
Instituições Financeiras	3,04	1,32	3,06
Saúde / educação	1,78	1,33	1,34
Serviços Auxiliares	4,74	6,07	-0,63
Administração Pública	4,98	1,33	1,12
Outros	5,42	1,33	1,13

Fonte: SEI

e Alojamento, o qual está associado aos investimentos realizados na infra-estrutura da faixa litorânea do Estado, de origem pública e privada, que contribuíram para uma ampliação do turismo interno/externo, repercutindo nas atividades a ele associadas.

O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR TERCIÁRIO

Uma análise do perfil do consumo de energia elétrica no setor terciário, na Bahia, no período 1990-2000, conforme descrito no item anterior, envolve o exame das diferentes fases da política macroeconômica conduzida pelo Governo Federal, que tiveram desdobramentos sobre esse consumo.

No início desse período, o impacto recessivo do Plano Collor e de seus ajustes atingiu praticamente todas as atividades comerciais. Em seguida, ao implantar-se o Plano Real, alternaram-se políticas de expansão e de restrição ao crédito para o consumo e as taxas de juros foram utilizadas para impedir a saída de dólares. No final dos anos 90, o setor terciário foi alcançado pelo choque da desvalorização cambial.

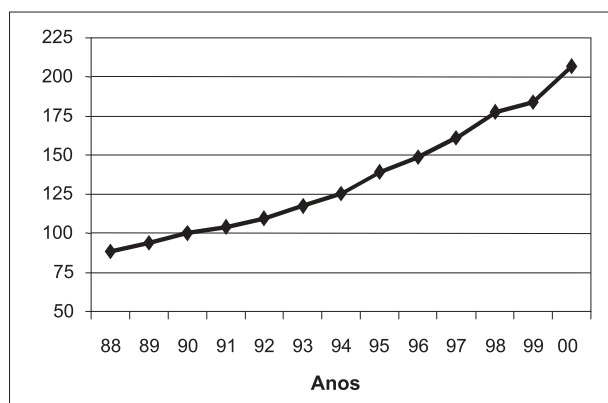
Durante a expansão produzida pelo Plano Real, os *shoppings* e as grandes unidades de supermercados consolidaram suas participações no comércio varejista. Essa tendência à concentração em grandes unidades foi observada também nas lojas de varejo e de serviços. As antigas padarias transformaram-se em *delicatessens* e os postos de gasolina incorporaram lojas de conveniência, configurando-se um movimento de mudança no *design* do setor terciário. No cerne desse movimento, a competição entre as empresas produtoras de bens de consumo, principalmente de bebidas e alimentos, resultou na instalação de *freezers* próprios, em regime de comodato, em bares, restaurantes, supermercados, escolas, etc.

Por outro lado, a modernização e a informatização das unidades maiores provocaram uma transformação no aspecto físico de grande parte das lojas. Essa mudança visual vem-se disseminando, capilarmente, para as pequenas lojas de bairro. Também nos serviços de saúde e educação verificou-se a tendência à concentração em grandes unidades.

Contudo, não somente a política macroeconômica e o nível de investimentos influenciam o consumo de energia elétrica do setor terciário. O crescimento vegetativo da população e a expansão da malha urbana estimulam o surgimento de pequenas unidades comerciais. Considerando-se o efeito dos fatores citados, o consumo de energia elétrica no setor terciário apresentou-se não-decrescente ao longo do período analisado, sendo que, inicialmente, registram-se menores taxas de crescimento, variando entre 6% e 4 % ao ano.

A partir de 1992, com a consolidação dos *shoppings* e a implantação de unidades de maior porte, juntamente com os efeitos do Plano Real, o consumo de energia elétrica apresentou taxas de crescimento anuais superiores a 7%, atingindo níveis acima de 10% em 1995, 1998 e 2000. Esse comportamento pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica, Setor Terciário, Bahia 1988-2000
Base: 1990



Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

A seguir, analisa-se o comportamento das principais atividades que compõem o consumo do setor terciário. Neste estudo, adotamos a mesma metodologia de apuração do PIB, quanto ao tratamento da administração pública como parte do setor terciário. Contudo, destacamos que as empresas concessionárias de eletricidade acompanham o desempenho dessa atividade, separadamente, na classe Poder Público.

No período analisado, os maiores destaques foram os *shoppings*, os serviços de alojamento, os serviços de saúde e o comércio varejista. Os *shoppings* com uma taxa de crescimento médio anual de 18,3%, ampliaram sua participação de 1,1%, em

1990, para 4,1%, em 2000. Essa taxa de crescimento foi similar à dos serviços de saúde, cuja participação relativa passou de 1,2% para 4,7%.

O comércio varejista, cuja contribuição, em 1990, era de 18,5%, crescendo a uma taxa média de 9,2% ao ano, alavancado pelo setor de supermercados, aumentou sua participação para 21,5%. As entidades financeiras, ao contrário, envolvidas num processo de internacionalização, fusões, fechamento de agências, automação e mudança nos sistemas de atendimento aos clientes, reduziram sua participação: de 8,8%, em 1990, caíram para 5,2%. A distribuição do consumo pelas principais atividades está apresentada na Tabela 3, a seguir:

Tabela 3 - Consumo do Setor Terciário, por Atividade, 1990-2000
Base 100:1990

Atividades	Evolução		Participação 2000
	1995	2000	
Varejista	149	241	21,5
Atacadista	138	220	2,3
Shopping	305	537	4,1
Alojamento/Alimentação	155	230	15,4
Transporte	192	230	2,6
Comunicações	113	207	5,1
Rádio, TV, Diversões	100	185	2,1
Instituições Financeiras	115	122	5,2
Serviços de manutenção	143	188	2,0
Saúde	377	549	4,7
Ensino	303	646	2,1
Serviços auxiliares	206	311	8,3
Administração Pública	154	227	17,5
Outros (nota 1)			

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

Nota 1: os dados de 1990 não estão disponíveis de forma desagregada.

Com o objetivo de avaliar o impacto do surgimento de unidades de maior porte sobre o consumo de energia no setor terciário, foi efetuada a distribuição desse consumo em unidades de alta e baixa tensão. As primeiras, atendidas através de circuitos de alta tensão — 13,8 kV — exigem uma maior quantidade de energia elétrica para o seu funcionamento. As demais, em termos

elétricos, de baixa tensão, são atendidas no mesmo nível de tensão elétrica das residências, isto é, 220 ou 127 Volts. Assim, procuramos associar o porte das unidades ao nível de tensão de atendimento. Neste estudo, incluímos no grupo de baixa tensão um grupo intermediário, atendido em alta tensão. mas com sua medição para faturamento em baixa tensão; neste grupo estão incluídos restaurantes, hotéis, escolas, hospitais, etc., em quantidade significativa.

No que se refere à participação, o consumo de energia elétrica das unidades de baixa tensão, que, em 1995, equivaleu ao daquelas de alta tensão, em 2000 ultrapassou-o, em virtude das demandas da Administração Pública e da atividade de Alojamento/Alimentação.

Quanto às unidades de alta tensão, o destaque do setor de ensino foi visível em Salvador e nos maiores municípios. Esse desempenho foi impulsionado pelo surgimento de novas faculdades e pela ampliação das instalações das escolas de 2º grau. Com isso, o número de unidades escolares ligado em alta tensão cresceu 67% no período 1995/2000. Também os *shoppings*, o comércio atacadista e os setores de comunicações aumentaram o seu consumo de energia. Destaque-se que, nesse período, muitas empresas adotaram medidas para tornar mais eficientes as suas instalações.

As instituições financeiras, em termos globais, em decorrência do efeito dos fatores anteriormente citados, mantiveram o mesmo consumo de 1995. A distribuição do consumo pelas principais atividades é apresentada na Tabela 4, ao lado.

Nesta análise do perfil do setor terciário, são apresentadas algumas informações acerca do seu comportamento durante o racionamento. Na elaboração da Tabela 5, ao invés de considerar-se a “meta” determinada pela Câmara de Gestão, preferiu-se comparar o consumo do 2º semestre de 2001 com o período equivalente do ano anterior, devido à sazonalidade própria desse consumo.

Como um todo, o setor reduziu seu consumo em 30,6%, sendo que, em algumas atividades, o esforço foi maior. Esse nível de redução, alcançado com a resposta à aplicação de medidas administrativas, com a substituição de equipamentos e o sacrifício no conforto oferecido ao cliente, ampliou o conhecimento do setor acerca da utilização de

Tabela 4 - Distribuição do Consumo Terciário por Nível de Tensão, 1995-2000
Base 100:1995

Atividades	Consumo		Participação		Nº Unidades	
	AT	BT	AT	BT	AT	BT
Comercial Varejista	163	161	40,8	59,2	138	113
Comercial Atacadista	193	140	43,9	56,1	133	113
Shoppings	180	153	87,2	12,8	143	134
Alojamento e Alimentação	135	157	36,4	63,6	153	118
Transportes	119	125	83,8	16,2	122	103
Comunicações	159	254	65,9	34,1	149	156
Rádio, TV, Diversões	233	144	57,9	42,1	171	122
Instituições Financeiras	103	116	67,6	32,4	100	97
Serviços de manutenção	70	146	10,1	89,9	102	107
Saúde	147	142	67,2	32,8	149	109
Ensino	267	173	53,8	46,2	167	131
Serviços auxiliares	109	197	37,4	62,6	122	114
Administração Pública	67	163	48,8	51,2	122	114
Outros	106	126	38,3	61,7	119	114

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

Tabela 5 - Comportamento do Setor no Racionamento

Atividades	Variação (%)
Comercial Varejista	33,5
Comercial Atacadista	32,3
Shoppings	31,2
Alojamento e Alimentação	30,8
Transportes	16,6
Comunicações	8,7
Rádio, TV, Diversões	36,2
Instituições Financeiras	43,8
Serviços de manutenção	20,3
Saúde	32,0
Ensino	29,6
Serviços auxiliares	38,8
Administração Pública	30,5
Outros	39,3
Total	30,6

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

energia elétrica. Levando-se em conta esse fato, considera-se que o retorno ao nível anterior de

consumo somente se daria pelas ampliações nas unidades atuais existentes ou pela incorporação de novas. Ou seja, uma parcela significativa do que foi racionado representou uma racionalização no uso desse insumo.

DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DO CONSUMO TERCIÁRIO

Neste item, é analisada a distribuição espacial do consumo de energia elétrica, no setor terciário, no Estado da Bahia, em sete mesorregiões, e em trinta e duas regiões geográficas (IBGE); também foram relacionados os dez maiores municípios consumidores. Em cada região e mesorregião foram analisadas a evolução do consumo com base no ano 1990, a participação de cada região no total do Estado e a variação no número de unidades consumidoras.

No período 1990-2000, o incremento desse consumo no setor terciário, no Estado da Bahia, foi de 103%, com uma taxa de crescimento anual de 7,33%. Como pode ser visualizado na Tabela 6, esse consumo está fortemente concentrado na mesorregião Metropolitana, apesar de esta ter reduzido a sua participação de 67,5%, em 1990, para 62,1% em 2000. A região Sul, conduzida por Porto Seguro, ampliou sua participação, enquanto a Nordeste, além da baixa participação no consumo, apresentou uma taxa de crescimento inferior à de outras regiões mais dinâmicas. A mesorregião Oeste, que detém uma participação de apenas 2,1%, apresentou uma taxa de crescimento médio anual de 12,6%.

Tabela 6 - Distribuição do Consumo no Setor Terciário, por Mesorregião, 1990-2000
Base 100:1990

Regiões	1995	2000	Part 2000
Metropolitana	135	190	62,1
Sul	149	232	12,7
Centro Norte	140	234	8,8
Centro Sul	140	241	7,1
S. Francisco	148	270	3,7
Nordeste	147	228	3,5
Extremo Oeste	173	329	2,1

Fonte: COELBA/Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

Quanto às regiões, em Salvador ocorre mais da metade do consumo do setor, apesar de ter-se re-

duzido a sua participação de 64,3%, em 1990, para 58,8% em 2000. As quatro maiores regiões consumidoras — Salvador, Itabuna-Ilhéus, Porto Seguro, Feira de Santana — concentram cerca de 76,4% do consumo total, enquanto as quatro menores — Jeremoabo, Cotegipe, Livramento e Boquira — consomem apenas 0,8%.

No período estudado, a região liderada por Porto Seguro, com um crescimento médio anual de 13%, ampliou sua participação de 3,4%, em 1990, para 5,6%, em 2000, devido aos investimentos na Costa do Descobrimento e na Costa das Baleias; observe-se que esse consumo equivale ao da região de Feira de Santana, tradicional centro comercial do Estado.

Além dessas, as regiões de Bom Jesus da Lapa, Barreiras, Paulo Afonso e Valença apresentaram altos crescimentos, com índices anuais médios de 13,76%, 13,38%, 13,24% e 10,64%, respectivamente. Na Tabela 7, são apresentados os dados relativos à distribuição do consumo comercial do setor terciário, por região:

Dentre os maiores municípios destacam-se Salvador, Feira de Santana, Ilhéus, Porto Seguro e Itabuna, sendo que, juntos, os listados na Tabela 8 consomem cerca de 70% da energia total do Estado. Apenas em Salvador está concentrada cerca de metade do consumo de energia no setor terciário. Observe-se ainda que os municípios de Porto Seguro, Lauro de Freitas e Barreiras apresentaram taxas médias de crescimento anual de 18%, 17% e 13%, respectivamente. A Tabela 8, a seguir, mostra o consumo de energia dos dez municípios que mais utilizam esse serviço, para os anos de 1995 e 2000, o que permite avaliar-se o crescimento no período.

O número de unidades do setor terciário, no período estudado, cresceu 42,46%, a uma taxa anual média de 3,6%, acompanhando a característica de concentração na região de Salvador, a qual ampliou sua participação de 26,9%, em 1990, para 30,2% em 2000. Essa concentração está claramente definida quando verificamos que nas quatro maiores regiões — Salvador, Itabuna – Ilhéus, Feira de Santana e Porto Seguro — estão 51,6% das unidades. Na região de Barreiras, apesar de localizar-se apenas 1,7% do total das unidades, o número de consumidores vem crescendo a uma taxa

Tabela 7 - Distribuição do Consumo no Setor Terciário, por Região, 1990-2000
Base 100:1990

Regiões	1995	2000	Part 2000
Salvador	135	189	58,8
Itabuna / Ilhéus	125	178	6,3
F. Santana	138	241	5,7
Porto Seguro	203	339	5,6
Conquista	140	222	2,2
S. A. de Jesus	139	237	2,0
Jequié	137	236	1,8
Juazeiro	118	217	1,7
Barreiras	179	351	1,6
Catu	124	191	1,3
Paulo Afonso	212	347	1,0
Alagoinhas	135	203	1,0
Irecê	153	238	1,0
Guanambi	143	267	1,0
Serrinha	157	214	0,9
Jacobina	150	210	0,8
Valença	126	275	0,8
S. do Bonfim	132	218	0,7
R. do Pombal	149	252	0,6
Seabra	152	316	0,6
Itapetinga	129	197	0,6
Itaberaba	143	224	0,6
E. da Cunha	156	276	0,5
Brumado	150	277	0,5
B. Jesus da Lapa	196	363	0,5
Barra	131	296	0,5
S. Mª da Vitória	159	273	0,4
Entre Rios	144	239	0,3
Boquira	160	327	0,3
Cotegipe	163	308	0,2
Livramento	133	228	0,2
Jeremoabo	146	261	0,1

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

anual de 6,63%. Na Tabela 9, a seguir, são apresentados os dados da evolução do número de unidades no setor terciário, por região.

Em resumo, o setor terciário, ampliou sua participação na economia baiana, dentro da lógica de concentração econômica e espacial que caracterizou a última década. Por outro lado, a análise do perfil do consumo de energia elétrica desse setor indicou que a concentração se reproduziu na distribuição desse consumo, tanto relativamente às unidades de maior porte quanto no que diz respeito às regiões.

Considerando-se os limites para a análise aqui realizada, alguns pontos não foram aprofundados e outros nem sequer citados. Dentre esses, destacá-riamos a desagregação do consumo na região Me-

Tabela 8 - Distribuição do Consumo no Setor Terciário, por Município 1990-2000
Base 100:1990

Municípios	Consumo	
	1995	2000
Salvador	132	182
Feira de Santana	137	237
Porto Seguro	293	523
Itabuna	116	155
Ilhéus	158	243
V. Conquista	134	202
Lauro de Freitas	198	482
Camaçari	116	203
Candeias	145	153
Barreiras	181	347

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

Tabela 9 - Evolução da Quantidade de Unidades no Setor Terciário, por Região, 1990-2000
Base 100:1990

Regiões	Consumo		Part (%) 2000
	1995	2000	
Salvador	106	160	30,2
Itabuna / Ilhéus	102	111	8,6
F. Santana	121	153	7,2
Porto Seguro	126	146	5,6
Conquista	114	133	3,8
S. A. de Jesus	113	127	3,5
Jequié	112	114	3,1
Irecê	116	143	3,1
Serrinha	119	146	2,8
Guanambi	131	154	2,5
Jacobina	126	146	2,5
Juazeiro	119	147	2,4
S. do Bonfim	119	132	1,8
E. da Cunha	115	131	1,8
Seabra	121	148	1,7
Itaberaba	118	141	1,7
Barreiras	141	190	1,7
Alagoinhas	122	137	1,6
Valença	111	129	1,5
R. do Pombal	109	124	1,5
Brumado	127	142	1,5
Catu	119	138	1,3
Itapetinga	107	107	1,3
Paulo Afonso	121	144	1,2
Boquira	139	174	1,0
S. Mª da Vitória	120	148	1,0
B. Jesus da Lapa	121	140	0,9
Barra	134	154	0,9
Livramento	125	148	0,7
Entre Rios	131	158	0,7
Cotegipe	129	157	0,6
Jeremoabo	109	117	0,4

Fonte: COELBA / Departamento de Mercado, Compras e Tarifas; elaboração própria.

tropolitana de Salvador, em termos das cidades que a compõem, ou no interior do tecido urbano da capital. Outro aspecto que se poderia mencionar, é o do efeito que a implantação de grandes unidades comerciais, nas maiores cidades, produz sobre o comércio varejista dos municípios localizados nas suas respectivas áreas de influência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRUZ, Rossini Cerqueira. *A inserção de Feira de Santana (Ba) nos processos de integração produtiva e desconcentração econômica nacional*. 1999. Tese (Doutorado em Economia) - UNICAMP - IE, Campinas.

GOTTSCHALL, Carlota. Os caminhos do comércio em Salvador. *Bahia Análise e Dados* — Serviços. Salvador: CEI, v. 6, mar.1997.

LOIOLA, Elizabete. Entre o barroco das igrejas e o pós-moderno dos serviços: a questão do desenvolvimento da Cidade da Bahia. *Bahia Análise e Dados* — Serviços. Salvador: CEI, v.6, mar.1997.

MAZZA, Barrige Zacharias; GÓIS, Zélia Maria de C. Abreu. Comércio na Bahia: conjuntura atual e perspectivas. In: Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia. *Bahia 2000*, Salvador: SEI, 1999. p. 185-200.

PETITINGA, Luiz Alberto B. A indústria baiana na década de 90. In: Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais. *Bahia 2000*, Salvador: SEI, 1999. p. 78-97.

*Fernando Barreto Nunes Filho é Engenheiro eletricista (COELBA), mestre em Economia (UFBA) e doutorando em Planejamento Territorial e Desenvolvimento Regional (Universidade de Barcelona).
fnunes@coelba.com.br

Demanda de energia elétrica no setor industrial da Bahia

Carla Janira Souza do Nascimento*

Resumo

O principal objetivo desse artigo é analisar a demanda do consumo de energia elétrica na Bahia, no período entre 1980 e 2001, associando-o às transformações nas atividades industriais. O PIB do setor industrial tem ampliado sua participação no PIB da economia baiana, passando de 21,6 %, em 1980, para 25,9 % em 2000. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelos seguintes fatores: a) reestruturação do parque industrial; e b) investimentos em setores dinâmicos. O mesmo não ocorre com a demanda por energia elétrica da classe industrial, que vem apresentando queda na participação relativa no período em análise, principalmente, devido à demanda por outras fontes energéticas; a autocogeração, e a modernização e uso mais eficiente da energia.

Palavras-Chave: consumo de energia, economia baiana, indústria de transformação, fontes energéticas, co-geração.

Abstract

The main purpose of this paper is to analyze the demand for electric power in the industrial sector in Bahia between 1980 and 2001, relating electricity use to the transformations in the industrial activities. The industrial sector has increased its share in the Bahian GDP, from 21.6% in 1980 to 25.9% in the year 2000. This growth was mainly influenced by the following factors: a) restructuring of the industrial complex; and b) investments in dynamic sectors. The same growth pattern is not observed in industrial demand for electric power, which has experience a decline in its relative participation in the same period, especially due to the use of other energy sources: autocogeneration and the modernization and more efficient use of power.

Keywords: power consumption, bahian economy, manufacturing, energy sources, co-generation.

Desde a instalação da Refinaria Landulfo Alves (RLAM), ainda nos anos 50, passando pela implantação do Centro Industrial Aratu (CIA) na década seguinte, até a chegada do Pólo Petroquímico e da indústria sidero-metalúrgica a partir da segunda metade dos anos 70, houve um processo de reconfiguração do perfil quantitativo e qualitativo da matriz energética estadual.

Nos anos 1980 e 1990, ocorreu um redirecionamento da demanda energética estadual, o que a concentrou em determinados setores, particularmente nas indústrias metalúrgica, química e de papel e celulose. Com isso o setor energético da Bahia apresenta atualmente um alto grau de consumo de energia elétrica, concentrado em um reduzido número de indústrias, o que configura como bastante elevada a intensidade energética do parque industrial baiano.

A industrialização do Estado alavancou a produção de energéticos de uso tipicamente industrial, como eletricidade e gás natural, assim como aumentou a dependência externa por petróleo bruto. Atualmente, os grandes empreendimentos industriais tendem a autoproduzir energia (elétrica, gás natural, etc.) para suprir suas necessidades em momentos de crise energética, com geração em pequenas centrais hidrelétricas, cogeração e gaseificação, cujo excedente é, às vezes, comercializado com a empresa concessionária de distribuição, servindo para aumentar a oferta de energia no Estado.

Entre as fontes de energia existentes tem-se: **a)** derivados de petróleo – gás natural, óleo combustível, óleo diesel, gasolina, álcool e querosene; **b)** eletricidade; **c)** biomassa – lenha, carvão vegetal, produtos da cana, álcool etílico; **d)** outros – carvão

a vapor, coque e resíduos agrícolas e industriais (lixívia).

Na década de 1980 verificou-se um decréscimo na produção estadual de petróleo, decorrente da exaustão natural dos campos da bacia do Recôncavo, da escassez de recursos financeiros da Petrobrás para novos investimentos em prospecção e, principalmente, da crescente importância da exploração das reservas de petróleo das bacias de Campos (Rio de Janeiro) e do Rio Grande do Norte (BAHIA, 1995).

É também em meados da década de 1980 que começaram a ser percebidas, na Bahia, as grandes vantagens do uso mais intensivo do gás natural como combustível industrial, na termogeração elétrica, na geração de vapor, no aquecimento e/ou resfriamento de ambientes comerciais/residenciais, e como combustível automotivo. O aumento na produção de gás natural que então se verificou, decorreu não só das melhorias no seu processo produtivo (redução sensível da quantidade de energia não-aproveitada), mas principalmente da consolidação do Pólo Petroquímico de Camaçari, onde o gás é consumido como matéria-prima e/ou combustível. Do total do consumo em 1994, foram destinados 65,5% para fins energéticos (combustível) e 34,5% para uso não-energético (matéria-prima para indústria de fertilizantes e petroquímica e redutor siderúrgico). Dentre os principais consumidores do Estado, destacam-se: FAFEN (41,3%), RLAM (19,6%), USIBA (13,2%), METANOR (8,6%), COPENE (7,0%) e CIQUINE (4,7%) (BAHIA, 1995).

A Bahiagás, distribuidora de gás natural canalizado, está consolidada no segmento industrial, atendendo às áreas do Pólo Petroquímico de Camaçari e Centro Industrial Aratu, Distrito Industrial de Alagoinhas, Arembepe, Catu e Candeias.

Ademais, a expansão da produção de energia hidráulica ainda na década de 1980 deveu-se basicamente à entrada em operação da usina de Itaparica em 1988; à recuperação dos níveis de produção de Paulo Afonso e Sobradinho a partir de 1990; e à expansão do mercado consumidor nordestino (BAHIA, 1995).

Cabe salientar que a demanda de energia varia amplamente de acordo com a região, os níveis socioeconômicos e as atividades desenvolvidas. Logo, a demanda de energia é uma variável reflexa,

resultante da interação entre os vários elementos da socioeconomia. Tais elementos constituem-se em fatores macroestruturais, que condicionam um determinado padrão de demanda (por exemplo, o modelo de desenvolvimento adotado e o papel do Estado), e em fatores internos: o conjunto de serviços energéticos solicitados pela socioeconomia, as características dos consumidores, as condições da oferta de energia elétrica, o uso e posse dos diversos equipamentos e aparelhos.

Este artigo é apresentado em quatro seções. Inicialmente, faz-se um breve comentário sobre o perfil de consumo de energia elétrica na Bahia. Esta análise cobre o período de 1980-2001 e baseia-se nos dados dos *Boletins Mensais de Mercado*, publicados pela COELBA. Na segunda seção dar-se-á especial destaque ao setor industrial, exclusiva as estatísticas de autoprodutores, que obtiveram ganho de outra dimensão no período de racionamento, enfrentado pela economia brasileira no ano de 2001. A terceira seção compreende uma análise do comportamento da demanda de energia diante do desempenho do setor industrial do Estado. As considerações finais são apresentadas na quarta seção.

PERFIL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A energia elétrica distribuída na Bahia é predominantemente de origem hidráulica, oriunda do Sistema Interligado CHESF, que, exceto pelo Maranhão, cobre oito dos nove estados da região Nordeste. Assim, a CHESF é o sistema dominante na geração de energia elétrica para a Bahia (que compra 34,8% da energia vendida por esse sistema), suprimindo a Coelba e a Copene, além de fornecer energia diretamente aos maiores consumidores industriais deste Estado. As empresas industriais que compõem o mercado da CHESF recebem a energia elétrica em tensão de 230 kV e, são, em sua maioria, eletrointensivas.

A Coelba, embora detivesse 99,99% dos consumidores em 2001, foi responsável por apenas 59,6% do total do consumo. Por outro lado, a CHESF, com apenas dez consumidores, realizou o fornecimento a 31,5% do mercado. As indústrias consumidoras da energia elétrica gerada pela CHESF na Bahia são: Sibra, Gerdau-Usiba, Dow Química, CQR,

**Tabela 1 - Consumo de Eletricidade por Classes
Bahia, 1980/2001**

Classes/ Ano	1980		1985		1990		1995		2000		2001	
	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%
Residencial	790.856	11,3	1.267.343	11,9	1.882.366	15,4	2.371.019	17,1	3.339.469	19,1	2.815.536	18,9
Comercial	485.229	6,9	758.570	7,1	974.075	8,0	1.329.123	9,6	1.975.546	11,3	1.732.427	11,6
Industrial	5.112.728	73,2	7.541.295	70,7	8.049.941	65,7	8.394.902	60,4	9.917.360	56,8	8.313.559	55,7
Outros(*)	599.847	8,6	1.097.471	10,3	1.344.243	11,0	1.799.167	12,9	2.213.888	12,7	2.055.715	13,8
Total	6.988.660	100,0	10.664.679	100,0	12.250.625	100,0	13.894.211	100,0	17.446.263	100,0	14.917.237	100,0

Fonte: COELBA, CHESF, COPENE

(*) Outros: Consumos de eletricidade rural, irrigação, utilidade pública, setor público e concessionária.

Ferbas, Alcan, Copene, Mineração Caraíba, Caraíba Metais e Primo Schincariol. A COPENE, atendeu a 27 consumidores na área do Pólo Petroquímico de Camaçari, o que corresponde a 8,9% do consumo total.

O consumo de energia elétrica na Bahia cresceu com rapidez nas últimas duas décadas, como demonstram os dados da Tabela 1, na qual se pode ver que o consumo aumentou em todas as classes significativamente entre 1980 e 2001. Nesse período, o consumo total de energia elétrica na Bahia passou de 6.988.660 mwh, em 1980, para 14.917.139 mwh em 2001. Isso configurou um incremento total de 113,4%, resultante de uma taxa média geométrica anual de 3,7%.

Tratando-se de um período de 21 anos, é natural que o crescimento não se dê a uma taxa uniforme ao longo de todo esse tempo. Contudo, considerando-se as variações sobre cada valor do consumo é possível constatar que os incrementos do consumo total na década de 1980 (taxa média geométrica de 5,8%) foram maiores que na década de 1990 (taxa média de 3,2%).

A Tabela 2 demonstra com clareza a diferença do ritmo de crescimento das duas décadas, podendo-se observar que o incremento do consumo total no período 1980/90 foi maior que no período 1991/00. As razões desse decréscimo na última década são diversas, contando-se entre as principais, o recuo nas taxas de crescimento econômico e de crescimento populacional e a queda do ritmo de urbanização.

Durante o período 1980/1991, a população da Bahia cresceu à taxa média geométrica anual de 2,1%, enquanto a população urbana do Estado obteve a taxa correspondente de 3,8% ao ano. Para a

década de 1990, as taxas respectivas foram de 1,1% e 2,5%. O PIB do Estado cresceu 2,4% ao ano, em média, durante o período 1980/90, e 2,3% de 1990/00 (crescimento geométrico). O incremento do consumo de energia em ritmo bem superior ao crescimento da população evidencia uma elevação do consumo per capita. O consumo por habitante passou de 0,74 mwh/hab/ano, em 1980, para 1,29 mwh/hab/ano em 2000, no consumo total, ou seja, que houve um incremento acumulado de cerca de 74,0% durante o período.

O crescimento do consumo total não resulta de taxas de crescimento iguais entre as diversas classes. As diferentes taxas de crescimento das diversas classes fazem com que se alterem as respectivas participações no consumo total. O perfil por classes de consumo de energia elétrica na Bahia, em 2001, mostra uma presença dominante do consumo industrial (55,7%), seguido pelo residencial (18,9%), outros (13,8%) e comercial (11,6%) (Figura 1 na próxima página).

Cabe salientar que a expansão das classes de consumo de energia vem se caracterizando, nos

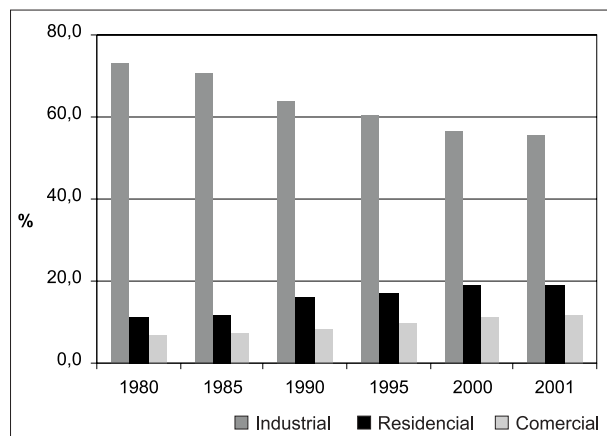
**Tabela 2 - Consumo de Energia Elétrica
Taxas Médias de Crescimento
Bahia, 1980/2000**

Períodos	Residencial	Industrial	Comercial	Total
1980/85	9,9	8,1	9,3	8,8
1985/90	8,2	1,3	5,1	2,8
1980/90	9,1	4,6	7,2	5,8
1990/95	4,7	0,8	6,4	2,5
1995/00	7,1	2,0	8,2	3,9
1990/00	5,9	1,4	7,3	3,2
1980/01	6,2	2,3	6,2	3,7

Fonte: COELBA

Elaboração: SEI/GEAC

Figura 1 - Participação no Consumo de Energia Elétrica, Bahia - 1980/2001



Fonte: Coelba, CHESF, Copene

últimos 21 anos, pelo expressivo aumento das classes residencial e comercial, que apresentaram taxas de crescimento superiores à verificada no consumo total de energia elétrica da Bahia. Assim, enquanto as classes comercial e residencial registraram taxa média de crescimento de 6,2% e 6,2% respectivamente, o consumo total de energia elétrica, na Bahia, teve incremento de apenas 3,7%. A classe industrial apresentou a menor variação entre as classes: 2,3%.

Pode-se observar que o setor de serviços foi o que mais cresceu na economia baiana nas últimas duas décadas, com 3,6% de taxa geométrica média anual, no período 1980/1990, e 2,5% no período 1990/2000. O consumo comercial de energia elétrica (que envolve atividades similares às agregadas no setor de serviços) respondeu a esse crescimento de forma ampliada: 6,2% entre 1980-2000.

Isso é explicado pelo fato de que, enquanto o consumo de eletricidade das indústrias acumulou, nos últimos 21 anos, um crescimento de 62,6%, a

evolução do crescimento acumulado das demais classes foi nitidamente superior, com destaque para o consumo das famílias — crescimento acumulado de 256,0%. Ao mesmo tempo, as classes comercial e outros cresceram 257,0% e 242,7%, respectivamente. Vale registrar que o consumo total de energia elétrica aumentou 113,4% no período considerado (Tabela 3).

PERFIL DO CONSUMO DE ENERGIA INDUSTRIAL

O consumo industrial evoluiu de 5.112.728 mwh, em 1980, para 8.313.559 mwh em 2001. Isso resultou num incremento total de 62,6% no período, o que corresponde a uma taxa média geométrica anual de 2,3%. Apesar da implantação de novos projetos industriais, a exemplo do pólo de celulose no extremo sul do Estado, a participação relativa do setor no consumo total de energia, no período 1980/2001, decresceu de 73,2%, em 1980, para 63,8%, em 1990, e 55,7% em 2001 (Tabela 1). Na realidade, o consumo industrial apresentou a mais reduzida taxa de crescimento entre todos os componentes, necessariamente menor, também, que a taxa de crescimento do consumo total.

Conforme se pode ver na Tabela 2, ocorreu uma redução na taxa de crescimento do consumo industrial dos anos de 1980 para a década de 1990. Com efeito, enquanto a referida taxa foi de 4,6% entre 1980 e 1990, de 1990 até 2000 ela se situou em 1,4%, ou seja, reduziu-se em 3,2 pontos percentuais.

Analisando-se a composição do consumo de energia industrial, observa-se que, dos oito setores mais significativos que o compõem, o destaque fica por conta do setor químico (44,4% do total do consumo de 2001), seguido pelo setor metalúrgico (33,5%) (Tabela 4).

As indústrias química e de metalurgia respondem por mais de 70% do consumo do setor. Entretanto, o consumo de energia elétrica do setor químico apresentou queda na participação entre 1990 e 2001 (48,7% em 1990, e 44,4% em 2001) — o que pode ser explicado, de certa forma, pela introdução de plantas com maior eficiência energética e pela substituição de energia elétrica por outros energéticos (como por exemplo, o gás natural)

Tabela 3 - Consumo de Energia Elétrica Taxas Acumuladas de Crescimento Bahia, 1980/2000

Períodos	Residencial	Industrial	Comercial	Total
1980/85	60,2	47,5	56,3	52,6
1985/90	48,5	6,7	28,4	14,9
1980/90	138,0	57,4	100,7	75,3
1990/95	26,0	4,3	36,4	13,4
1995/00	40,8	10,4	48,6	20,9
1990/00	77,4	15,1	102,8	37,1
1980/01	256,0	62,6	257,0	113,4

Fonte: COELBA. Elaboração: SEI/GEAC.

**Tabela 4 - Consumo de Eletricidade por Segmentos Industriais
Bahia, 1990/2001**

Segmentos/Ano	1990		1995		2000		2001	
	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%	Mwh	%
Química	3.921.737	48,7	4.072.371	48,5	4.195.040	44,9	3.693.656	44,4
Metalurgia	2.594.938	32,2	2.608.913	31,1	3.231.299	34,6	2.785.780	33,5
Extração de minerais	637.283	7,9	649.349	7,7	608.734	6,5	558.602	6,7
Produtos alimentares	234.309	2,9	294.764	3,5	361.754	3,9	335.590	4,0
Produtos minerais não metálicos	144.754	1,8	169.436	2,0	181.662	1,9	159.603	1,9
Produtos de matérias plásticas	50.624	0,6	81.165	1,0	112.816	1,2	119.745	1,4
Material elétrico, eletrônico e de comunicações	141.912	1,8	144.537	1,7	148.423	1,6	114.934	1,4
Papel, papelão e celulose	76.009	0,9	86.812	1,0	104.513	1,1	106.287	1,3
Outros segmentos	248.375	3,1	287.555	3,4	397.285	4,3	439.362	5,3
Total	8.049.941	100,0	8.394.902	100,0	9.341.526	100,0	8.313.559	100,0

Fonte: COELBA, CHESF, COPENE

— ainda que tenha obtido crescimento de 7,1% na variação entre o ano de 1990 e de 2000.

Embora tenha ocorrido uma queda da participação no total de energia consumida pela indústria entre os anos de 1990 e 1995, o setor industrial metalúrgico teve aumento na mesma em 2000, registrando crescimento de 24,5% entre os anos de 1990 e 2000, variação superior ao crescimento do consumo total industrial de energia elétrica que foi de 15,1%.

Por outro lado, a participação do setor extrativo-mineral decresceu de 7,9% para 6,7%, enquanto a do ramo produtos alimentares aumentava de 2,9% para 4,0%, e a do segmento de produtos de matérias plásticas registrava um incremento de 0,6% para 1,4%.

Analisando-se o ano de 2001, período em que ocorreu o racionamento de energia, observa-se que o setor metalúrgico registrou queda no consumo de energia (-13,8% entre 2000 e 2001). Considerando o mesmo período de análise, pode-se verificar que diversos setores apresentaram decréscimos significativos. Tais são os casos dos segmentos de material elétrico, eletrônico e de comunicações (-22,6%), do setor químico (-11,9%), dos produtos de minerais não-metálicos (-12,1%) e da extração de minerais não-metálicos (-8,2%). Destacam-se entre os segmentos que apresentaram crescimento o de produtos de matérias plásticas (6,1%) e de papel, papelão e celulose (1,7%).

ECONOMIA BAIANA E DEMANDA DE ENERGIA INDUSTRIAL

O PIB estadual cresceu a uma taxa média de 2,4% a.a. entre 1980 e 2000. Esse desempenho pode ser associado ao aumento da participação relativa do setor de serviços no PIB, que passou de 38,4%, em 1980, para 45,1% em 2000. Esse aumento, no caso da indústria de transformação, foi menos significativo (de 21,6%, em 1980, para 25,9% em 2001), embora tenham sido feitos importantes investimentos nos setores metalúrgico (Caraíba Metais) e petroquímico (ampliação da COPENE e outras indústrias do Pólo Petroquímico de Camaçari) e na implantação de indústria de papel e celulose no sul do Estado.

Na década de 1980, por ser produtora de bens intermediários, a indústria baiana passou a apresentar uma forte correlação com a nacional. Nesse período, com a recessão da economia brasileira, verifica-se uma penetração dos petroquímicos baianos no mercado internacional, motivada não apenas pelos subsídios e incentivos concedidos, mas também pelo sucesso dos programas de rompimento de gargalos na capacidade produtiva das plantas e de otimização energética, que possibilitaram às empresas reduções de custos e incrementos de competitividade (Teixeira e Guerra, 2000).

Efetivamente, o consumo de eletricidade industrial cresceu 4,6% ao ano no período entre 1980 e 1990, o que se deveu principalmente à expansão da

Tabela 5 - Produto Interno Bruto e Valor Agregado Bruto do Setor Secundário e da Indústria de Transformação
Taxas Médias de Crescimento
Bahia - 1980-2000

Períodos	PIB	Setor Secundário	Indústria de Transformação
1980/85	3,1	2,2	4,7
1985/90	1,7	1,0	1,6
1980/90	2,4	1,6	3,1
1990/95	1,6	0,8	1,3
1995/00	3,1	2,8	2,5
1990/00	2,3	1,8	1,9
1980/00	2,4	1,7	2,5

Fonte: SEI
Elaboração: SEI/GEAC

indústria eletrointensiva, mas verificou-se um recuo na taxa desse crescimento entre os períodos de 1980/90 e 1990/00. Esse recuo pode ser explicado pelo processo de consolidação de investimentos no Estado, como, por exemplo, a duplicação do pólo petroquímico e as mudanças estruturais no crescimento da indústria baiana, derivadas de sua modernização e do uso mais eficiente de energia elétrica, e a menor expansão na indústria de eletrointensivos. Outro aspecto a considerar-se é que as indústrias eletrointensivas tinham grande potencial de produzir energia para consumo próprio.

Quanto à indústria metalúrgica, altamente intensiva em energia e segundo setor mais importante da indústria de transformação baiana, os dados também evidenciam crescimento nos anos 1980, inicialmente determinado pela entrada em operação da Caraíba Metais e, já na segunda metade da década, pelos efeitos positivos da alteração da estrutura da planta dessa empresa, que se tornou responsável por 96% da produção nacional de cobre.

Entre 1990/1995 a indústria de transformação cresceu 1,3% a.a., impulsionada pela duplicação da central de matérias-primas do Pólo Petroquímico e pela entrada em operação da indústria de papel e celulose, a Bahia Sul Celulose, em 1992. Ademais, a indústria petroquímica passou por profundas mudanças no início dos anos 1990, induzidas pela abertura econômica, pela recessão no mercado interno e pela superoferta de petroquímicos no mercado internacional. Passou-se então por um período de relativa estagnação, ainda que tenham sido reali-

Tabela 6 - Produto Interno Bruto e Valor Agregado Bruto do Setor Secundário e da Indústria de Transformação
Taxas Acumuladas de Crescimento
Bahia - 1980-2000

Períodos	PIB	Setor Secundário	Indústria de Transformação
1980/85	16,5	11,6	25,6
1985/90	8,7	5,0	8,3
1980/90	26,6	17,2	36,1
1990/95	8,2	4,3	6,5
1995/00	16,5	14,9	13,0
1990/00	26,0	19,8	20,3
1980/00	59,6	40,4	63,7

Fonte: SEI
Elaboração: SEI/GEAC

zados alguns investimentos para ampliar a capacidade produtiva.

Com a reestruturação das indústrias química e de metalurgia, ocorrem casos de ganho de eficiência graças tanto ao progressivo emprego de tecnologias poupadoras de energia quanto às mudanças na estrutura da matriz energética, provenientes do deslocamento do uso da eletricidade, em favor de outros energéticos de maior rendimento, como os derivados de petróleo, o álcool e o gás natural.

A Bahia Sul Celulose não impactou positivamente a demanda por energia, pois considera-se o fato de tratar-se de uma indústria quase totalmente auto-suficiente no tocante ao uso da energia como matéria-prima, uma vez que utiliza a lixívia — resíduo oriundo do processo de fabricação da celulose — e a lenha como fontes de geração de eletricidade.

A partir de 1995, a indústria baiana teve seu desempenho afetado pelos efeitos da reestruturação competitiva vivida pelo setor industrial brasileiro e da política econômica restritiva, a que se somaram uma especificidade local, ou seja, a repercussão da crise da lavoura cacaueteira sobre a indústria de processamento de cacau e, conseqüentemente, de produtos alimentícios.

No final da década de 1990, foi introduzido o Bahiaplast, programa de concessão de incentivos fiscais e financeiros às indústrias de transformação de plástico, que tinha como objetivo fomentar a instalação, expansão e modernização de empreendimentos industriais nos segmentos de transformação petroquímica e plástica na Bahia, o que levou a

um incremento da demanda por energia, tal como a duplicação da Refinaria Landolfo Alves. Essa empresa, em 1998, elevou a capacidade de refino de 22.350 m³/dia para 46.650m³/dia, reduzindo as necessidades baianas de importação de nafta.

Apesar da queda na participação relativa no consumo total, a perspectiva é de aumento no consumo de energia industrial para os próximos anos, com a ampliação da matriz industrial baiana, pautada na implementação do pólo automobilístico e de todas as indústrias que se originam e/ou tomam fôlego a partir desse novo pólo (indústrias de borracha, de matérias plásticas, etc.). Ademais, novas indústrias, ainda que não-intensivas em energia, estão surgindo, como as indústrias de calçados, de informática e de móveis.

Considerações finais

O comportamento da demanda de energia elétrica do setor industrial ao longo das duas últimas décadas apresentou-se com tendência declinante diante do processo de crescimento industrial observado no Estado. O setor industrial baiano consolidou-se como o principal e mais dinâmico setor de atividade. Assim, a economia agroexportadora dependente, atrasada e estagnada evoluiu para uma indústria pautada na produção de bens intermediários e, mais recentemente, de bens finais.

Quanto ao setor energético, como não poderia deixar de ser, acompanhou esse processo evoluindo também, embora os especialistas afirmem ser necessário um grande volume de investimentos para dinamizá-lo como seria desejável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAHIA. Secretaria de Energia, Transportes e Comunicações. Coordenação de Energia. *Balanço Energético - 1995*. Salvador, 1995. 81 p. (Série 1980-1994).
- COELBA. *Boletim Mensal de Mercado*. Salvador: Coelba, dez. 1990.
- _____. *Boletim Mensal de Mercado*. Salvador: Coelba, dez. 1995.
- _____. *Boletim Mensal de Mercado*. Salvador: Coelba, dez. 2000.
- _____. *Boletim Mensal de Mercado*. Salvador: Coelba, dez. 2001.
- TEIXEIRA, F.; GUERRA, O. 50 anos da industrialização baiana: do enigma a uma dinâmica exógena e espasmódica. *Bahia Análise e Dados*, Salvador: Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais - SEI, v. 10, n. 1, p. 87-98, jul. 2000.

*Carla Janira Souza do Nascimento é economista e pesquisadora na SEI. carlajanira@gd.com.br

Autonomia e independência das agências de regulação do setor elétrico: ANEEL e agências estaduais

Daniella Azeredo Bahiense*

Resumo

Este trabalho é uma contribuição para o debate acerca da reforma institucional do setor elétrico brasileiro e visa discutir os efeitos dessas mudanças no que diz respeito ao processo de descentralização das atividades de regulação/fiscalização. Mais especificamente, busca-se analisar questões relativas à independência, autonomia e área de competência tanto da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como da agência estadual — Agência de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicação da Bahia (AGERBA). A partir desse ponto são mostrados os possíveis conflitos que podem surgir entre a agência nacional, a agência estadual, e as esferas de governo nacional e estadual, à luz da Teoria Agente-Principal. Para referendar tais questões levou-se em conta a experiência de outros estados da Federação que já têm suas agências estaduais aptas a exercer suas atividades de fiscalização de acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL. Inicialmente, é contextualizado o cenário político-econômico que propiciou o aparecimento das Agências de Regulação, descrevendo-se a seguir a forma de institucionalização e reconfiguração organizacional e o papel dessas agências. Por fim, discutem-se as possibilidades e implicações relacionadas à autonomia e legitimidade do modelo criado.

Palavras-chave: agência de regulação, agências estaduais, descentralização, regulação, fiscalização.

Abstract

This paper contains a contribution to the debate regarding the institutional reform of the Brazilian electric power industry. The purpose of the text is to discuss the effects of the reform in what regards the decentralization of regulatory activities. Specifically, the analysis addresses issues related to independence, autonomy and competence of the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), (Electric Power National Regulatory Agency), as well as of the state agency — Agência de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicação da Bahia (AGERBA). Attention is centered on the possible conflicts that might arise among national and state agencies. Consideration of these issues was made taking into account the experience of other Brazilian states where the local regulatory agencies have already taken up monitoring activities in accordance with the criteria established by ANEEL.. The text begins by addressing the political and economic conditions that led to the creation of the Regulation Agencies, describing the institutional arrangement implemented. Following that is a discussion of the possibilities and implications related to the autonomy and legitimacy of the institutional model presently in place.

Keywords: regulatory agency, state agencies, decentralization, regulation, monitoring.

As modificações institucionais ocorridas no setor energético brasileiro, a partir da promulgação da Lei nº 8.631 em 1993, submeteram a indústria de energia elétrica a um novo ambiente regulatório e gerencial. Os avanços na consolidação desse quadro estabeleceram novas normas de funcionamento do sistema, sua estrutura operacional e as bases de uma nova política tarifária. O modelo implementado enfatiza aspectos relacionados ao livre mercado e ao papel regulador do Estado. Segundo

ele, o aparato estatal assumiria os papéis de agente regulador, formulador de políticas e fiscalizador, cedendo espaço ao capital privado na composição dos investimentos demandados pelo setor.

Um elemento essencial nesse processo foi a criação de uma inovação institucional para a atuação do Estado — agências reguladoras independentes com autonomia operacional e financeira. Essas características são necessárias para a flexibilidade e agilidade da missão regulatória, permitindo a imple-

mentação de políticas através de resoluções, portarias e atos administrativos.

Dentro desse contexto, este artigo analisa os principais aspectos da reforma institucional do setor elétrico brasileiro. O objetivo do artigo é, portanto, contribuir para a reflexão sobre os desafios do novo modelo no que diz respeito à reforma institucional, destacando o processo de descentralização e a criação das agências estaduais. Mais especificamente, busca-se discutir os instrumentos regulatórios empregados na reforma do setor elétrico brasileiro, analisando-se os principais desafios que visem melhorar seu desempenho.

Este artigo está organizado em três seções, além desta introdução: a seção 2 analisa os antecedentes da reforma institucional bem como a constituição das agências de regulação e seu papel no novo modelo; a seção 3 discute o processo de descentralização das atividades de regulação/fiscalização, destacando-se a criação das agências estaduais, em particular a Agência de Regulação de Serviços Públicos de Energia, transportes e Comunicação do Estado da Bahia (AGERBA); e, por fim, a seção 4 apresenta as considerações finais.

VISÃO GERAL DA EXPERIÊNCIA REGULATÓRIA BRASILEIRA

Antes da privatização

A regulação das empresas do setor de energia elétrica era, tradicionalmente, exercida pelo Departamento Nacional de Águas e Energia e Energia Elétrica (DNAEE), órgão subordinado ao Ministério das Minas e Energia. Nessa configuração, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao poder executivo, o que implicava uma relação turva entre o regulador e o regulado, uma vez que permitia um alto grau de arbítrio no exercício do poder de monopólio por parte das empresas estatais.

A prática de requisitar funcionários das empresas reguladas estatais também contribuiu para desestimular o desenvolvimento de capacidades independentes e autônomas dentro do órgão de regu-

lamentação. As decisões regulatórias, com frequência, eram subordinadas a objetivos políticos macroeconômicos ou sociais, como, por exemplo, controle da inflação e universalização dos serviços. Esses objetivos não só não foram atingidos como acarretaram um conjunto de ineficiências de longo prazo.

Deve-se acrescentar que, durante esse período, não foi exercida qualquer forma efetiva de regulação social sobre as empresas. Isso se deve ao natural desinteresse do Estado em se autofiscali-

zar, tendo em vista que as empresas estavam sobre seu controle acionário e que não havia mecanismos de controle social sobre essas empresas. Como exemplo, podem ser citados os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 1980 e, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor

somente foi promulgado em 1990 (PIRES, 1999b).

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A mudança do papel do Estado, deixando de ser executor para se tornar regulador e fiscalizador, tornou imperativa a criação do órgão regulador, suficientemente aparelhado e capacitado para normatizar e fiscalizar os serviços de energia elétrica, compatibilizando interesses dos diversos agentes e dos usuários em novo ambiente institucional. A lei Nº 9.247 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e qualificou sua natureza jurídica de autarquia sob regime especial, o que permite ao órgão usufruir de relativa independência, já que é dispensado de subordinação hierárquica direta, embora vinculado {o órgão é vinculado, masculino} ao ministério setorial no cumprimento do contrato de gestão.

Dentre as principais funções da ANEEL, podemos destacar as seguintes (www.aneel.gov.br):

- promover licitações para contratar concessionárias de serviço público de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;

- celebrar e gerir os contratos de concessões ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica;
- fiscalizar as concessões para a prestação de serviço público de energia elétrica;
- fiscalizar, diretamente ou mediante convênios¹ com órgãos estaduais, as concessões e a prestação de serviço de energia elétrica;
- zelar pelo equilíbrio econômico financeiro das concessionárias e pela qualidade dos serviços prestados;
- definir a estrutura tarifária e autorizar os níveis propostos pelas empresas;
- assegurar a estabilidade da função regulatória; e
- solucionar, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

A transparência da gestão da agência é importante para afastar o risco de captura e dar legitimidade social às suas iniciativas. A agência tem alguns mecanismos comuns para garantir esse quesito, a saber: não-coincidência de mandatos de seus diretores e previsão, no regimento interno, de estabelecimento de canais de comunicação com a sociedade. A não-coincidência de mandatos é desejável para evitar vícios administrativos e estimular a renovação administrativa dos órgãos. Os canais de comunicação com a sociedade, por sua vez, são previstos no regimento interno, em especial: consultas públicas em audiências prévias às tomadas de decisão; divulgação por meio de internet e publicação de versões preliminares de regulamentações para apreciação dos interessados (PIRES, 2000).

Quanto aos diretores da agência, torna-se imprescindível que a estabilidade seja garantida pelo mandato fixo e por critérios rígidos de exoneração. Os diretores são indicados pelo presidente da República e submetidos à aprovação do senado, e só perdem o mandato em caso de renúncia, de condenação judicial transitada em julgado, de processo administrativo disciplinar ou, ainda, pelo descumprimento imotivado do contrato de gestão.

A criação da ANEEL objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a exe-

cução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos interesses distintos entre poder concedente (governo), empresas (prestadoras de serviços) e consumidores.

É fundamental, portanto, que a ANEEL goze de alto grau de credibilidade ou, em outras palavras, que seja vista como autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes da participação privada e da introdução de pressões competitivas no Setor Elétrico Brasileiro. É também importante que ela se concentre nos seus papéis de regulamentação e fiscalização das atividades setoriais e que delegue as responsabilidades operacionais a outros órgãos.

A independência é necessária para que a agência não se deixe influenciar pelos grupos de pressão, para que ela se atenha às especificidades setoriais e para que se mantenha afastada das implicações macroeconômicas de suas decisões.

A independência da agência possibilita, assim, que se atinjam dois objetivos importantes (PIRES, 1999b): a) reduzir a incerteza dos investidores em negociar com o poder concedente, devido às dúvidas em relação aos interesses do Estado, realçando a importância de marcos regulatórios estáveis, com regras e atribuições bem definidas; e b) formular os pressupostos básicos para o efetivo cumprimento da missão regulatória na promoção da eficiência econômica e do bem-estar social. Tais pressupostos podem ser resumidos da seguinte forma:

- pressuposto da autonomia decisória: refere-se ao critério da escolha de seus gestores, que devem ter elevada capacidade e especialização técnica, reduzindo assim a assimetria de informações pró-produtores e os riscos de captura sempre presentes na atividade regulatória, trazendo, concomitantemente, maior legitimidade social à ação regulatória;
- pressuposto da garantia de estabilidade durante o mandato de seus gestores: os gestores só podem ser afastados nos casos previstos em Lei, sendo que a destituição dos dirigentes da agência deve estar sempre relacionada com o descumprimento de sua função, apurável mediante procedimento de caráter objetivo. O objetivo desse pressuposto é evitar o risco de demissões por pressões dos eventuais gover-

nos sobre a forma de condução de políticas voltadas para a implementação das diretrizes gerais da missão regulatória. O cumprimento de tal pressuposto também garante o isolamento da direção da agência de interferências indesejáveis tanto por parte do governo quanto da indústria regulada;

- pressuposto da independência financeira e gerencial da agência: as receitas das agências deverão ser compostas por recursos orçamentários próprios para que possam assim dispor de pessoal capacitado e material adequado para o exercício da tarefa regulatória;
- pressuposto da autoridade das decisões: a agência deverá dispor de efetivo poder de decisão para mediar e arbitrar os conflitos entre consumidores, empresas e governos, fazendo parte do ordenamento jurídico instituído, sem, portanto, correr risco de questionamentos de outras instâncias de poder, a não ser por evidente ilegalidade;
- pressuposto do cumprimento de metas regulatórias: devem ser estabelecidos objetivos claros para a missão regulatória, havendo um contrato de gestão que estipula metas regulatórias que devem ser perseguidas pelos conselheiros;
- pressuposto da transparência: a transparência é essencial para garantir à sociedade a atuação independente da agência. Para tanto, a agência deve estabelecer com os consumidores/clientes a maior quantidade possível de canais de comunicação e, entre outras coisas, recorrer à prática de elaboração de consultas públicas e criar um sistema de ouvidoria.

Entretanto, apesar de os recursos orçamentários da agência serem provenientes, em geral, da outorga de concessões e de taxas cobradas pela fiscalização das atividades das firmas reguladas, o que lhe garante autonomia decisória e gerencial, não foram criados conselhos consultivos com representantes dos diversos grupos de interesse envolvidos nas decisões regulatórias, o que contribui para a redução da transparência e da eficácia da atividade da agência. Do mesmo modo, a legislação que criou a agência possibilita a recondução ao cargo de diretor, o que torna a diretoria da agência mais vulnerável aos riscos de captura devido à repetição das negociações e ar-

bitragem com as partes envolvidas na atividade regulatória (PIRES, 1999).

Com base nessas observações e no exame da forma de organização e de controle da ANEEL, identificam-se cinco implicações de particular relevância:

- de acordo com a Lei de criação da ANEEL, verifica-se que a agência tem a seu cargo duas funções aparentemente conflitantes: a função de agente do Estado, responsável pela celebração e fiscalização dos contratos de concessões, ou seja, é ela própria uma extensão do poder concedente, e a de órgão arbitral, responsável por dirimir divergências entre os agentes do mercado elétrico e entre estes e o Estado (o poder concedente). Tal situação cria riscos regulatórios adicionais para os investidores privados, já que a ANEEL terá que dirimir questões inclusive relativas à fixação de tarifas, nas quais o governo tem óbvio interesse;
- a autonomia da agência torna-se duvidosa, na medida em que, sendo autarquia, encontra-se, conseqüentemente, submetida ao poder de tutela do Estado, por intermédio dos órgãos de administração direta a que esteja vinculada. Como exemplo, pode-se ressaltar o esvaziamento de poder da ANEEL quando o governo decidiu criar, em 2001, um quase ministério, a Câmara de Gestão da Crise de Energia, para gerir todos os problemas decorrentes da necessidade de racionamento de energia elétrica por conta de uma escassez que o próprio governo conhecia há algum tempo;
- o art. 3º, inciso V, da Lei 9.427/96, registra que, dentre as competências atribuídas à ANEEL, está a de “dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, bem como entre estes agentes e seus consumidores” (Brasil, 1996). Entretanto, as partes podem passar os conflitos diretamente ao poder judiciário, valendo-se da regra constitucional que preserva a supremacia do judiciário para dirimir todos os conflitos que impliquem lesão de direito. Em razão da inerente morosidade dos procedimentos judiciais, essa possibilidade faz com que, na prática, muitas das decisões da agência não produzam os efeitos imediatos esperados;
- nas fases iniciais da reforma do setor elétrico,

verifica-se uma relação imprecisa entre especialização de dirigentes e captura. Mesmo que a especialização traga respaldo para a credibilidade do regulador e contribua para diminuir a assimetria de informações, num contexto de reforma do setor, a maior parte dos quadros de pessoal se localiza nas empresas ou em órgãos setoriais, como o DNAEE, o que pode contribuir para a captura;

- em 10 de janeiro de 2002, o governo divulgou a extinção do Mercado Atacadista de Energia (MAE), que deveria determinar os preços de energia a partir de compra e venda, como ocorre com ações na bolsa de valores. O sistema, na verdade, nunca funcionou devido a desentendimentos entre as distribuidoras e geradoras, e ficou paralisado sob a intervenção titubeante da Agência Nacional de Energia Elétrica. Em seu lugar surge o Mercado Brasileiro de Energia (MBE) regulamentado pela ANEEL. Dessa forma, passa a ser mais uma atribuição da agência o que foi idealizado como uma bolsa livre de comercialização de energia entre empresas privadas de geração e consumidores.

Além disso, houve um descompasso entre a implantação das reformas do setor elétrico e a criação da agência. A agência deveria ter sido constituída antes que começassem as reformas no setor e não após o início das privatizações. Tal fato contribuiu para o enfraquecimento, mesmo que temporário, de sua legitimidade na condução da atividade regulatória, o que trouxe uma série de implicações para o novo modelo.

Diante dessas constatações, pode-se afirmar que os resultados da interação entre a ANEEL, agentes regulados, sociedade e Governo são imprevisíveis e irão depender do amadurecimento das relações existentes entre os atores envolvidos. De acordo com a literatura especializada, observam-se situações de captura do regulador, tanto por parte da firma regulada como por interesses do governo, perda de credibilidade perante os usuários do serviço e, conseqüentemente, incapacidade

de se formar uma cultura regulatória que atenda aos interesses gerais da sociedade.

Em que pesem esses problemas, podem-se destacar quatro razões principais que explicam as dificuldades que a ANEEL vem enfrentando (PIRES e GOLDESTEN, 2001):

- como a ANEEL foi estabelecida quando o processo de reestruturação já havia começado, sua legitimidade no acerto e arbitragem de controvérsias vem sendo contestada. A capacidade de

exercer controle sobre o setor privado era fraca desde o início, já que os dois primeiros contratos com distribuidores privados foram assinados pelo DNAEE;

- como o processo de privatização ainda está longe de ser concluído e algumas empresas estatais têm um forte poder de mercado na geração e transmissão, o duplo papel do governo, como investidor (em geração e transmissão) e como regulador,

dá origem a um conflito de interesses. Furnas, por exemplo, foi multada pela ANEEL em setembro de 2000 por não pagar sua dívida com o MAE, mas até o momento ainda não cumpriu essa decisão;

- como a maior parte dos executivos da ANEEL é formada por antigas autoridades do DNAEE, o sinal dado aos investidores privados é que o ponto crucial do processo regulatório ainda está relacionado a questões técnicas, legais e operacionais e não à criação dos incentivos econômicos necessários para formar um mercado verdadeiramente competitivo;
- inconsistência de regras contratuais importantes, tais como aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessão e contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras, gerando potencial conflito de interesses entre os agentes setoriais e dificultando a atuação da agência reguladora.

Todos esses fatores levam a ANEEL a não dispor de condições suficientes para definir, com a agilidade necessária, normas importantes que estimulem a entrada de novos agentes, que tragam novos investimentos para a ampliação da oferta de energia elétrica, bem como lhe traz dificuldades

A ANEEL não dispõe de condições suficientes para definir, com a agilidade necessária, normas importantes que estimulem a entrada de novos agentes, que tragam novos investimentos para a ampliação da oferta de energia elétrica

para estabelecer regras, restrições e controle de qualidade dos serviços prestados, sobretudo ao consumidor cativo.

A criação das agências estaduais de regulação – o caso da Agência de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA)

Outro aspecto importante na legislação de criação da ANEEL é a previsão do estabelecimento de convênios com agências estaduais, refletindo o caráter descentralizado do setor elétrico brasileiro para o controle e fiscalização dos serviços de energia elétrica. Alguns estados de posição política e econômica de relevo, como São Paulo e Rio Grande do Sul, já vinham reformulando seus setores elétricos, reservando, inclusive, um papel de destaque para as agências reguladoras estaduais.

As questões ligadas à distribuição de energia ao mercado cativo e à sua comercialização devem ser delegadas às comissões e/ou órgãos reguladores estaduais, depois de privatizadas as concessionárias estaduais, com o objetivo de aproximar a ação reguladora dos agentes, consumidores e demais envolvidos no setor de energia elétrica, tornando-a mais ágil e presente, bem como adaptada às circunstâncias locais. Esses reguladores estaduais² deverão ater-se à fiscalização, ao estabelecimento dos padrões técnicos necessários, ao atendimento ao cliente e às reclamações de consumidores, devendo impor com rigor o cumprimento das cláusulas de qualidade que resguardam o interesse do consumidor: confiabilidade, continuidade e segurança do serviço, além de presteza e cortesia no atendimento. No que se refere à proteção ao consumidor, recomenda-se que a ANEEL trace um quadro claro em que se definam os papéis da concessionária, do Procon estadual, do órgão regulador estadual e os seus próprios papéis, de modo que as reclamações possam ser tratadas sequencialmente por esses órgãos. Assim, à ANEEL ficariam reservadas as atribuições de lidar com os casos mais graves e de monitorar o processo.

A descentralização de atividades da ANEEL, preconizada na Lei de criação da agência, tem os seguintes objetivos:

- aproximar as ações de regulação, fiscalização e mediação dos consumidores e agentes setoriais;
- agilizar os processos de regulação, fiscalização, mediação e outorgas;
- adaptar as ações de regulação, fiscalização e mediação às circunstâncias locais;
- trazer a solução do problema para o local de sua origem.

Observe-se ainda que a descentralização permite que as ações da ANEEL sejam adaptadas às circunstâncias locais, sendo suas principais atividades delegadas aquelas relacionadas à fiscalização e à ouvidoria. As agências estaduais são criadas por leis e recebem delegação da ANEEL por meio da celebração de Convênios de Cooperação.

Para suportar financeiramente a execução das atividades descentralizadas, a ANEEL repassa recursos financeiros provenientes da taxa de fiscalização recolhida pelos agentes setoriais à ANEEL. As Agências conveniadas também auxiliam nos processos de regulação e outorga, de competência exclusiva da Agência nacional. A ANEEL tem se colocado à disposição dos Estados no sentido de apoiá-los na criação de suas Agências de regulação, de forma a ampliar sua ação descentralizada.

Em resumo, a descentralização é adotada pela ANEEL com o intuito de melhor atender o interesse público relacionado à prestação do serviço de energia elétrica, em benefício dos consumidores.

Logo abaixo tem-se o mapa da atuação descentralizada da ANEEL no País.

Considerando que o processo de descentralização é relativamente novo para os estados, é necessário estabelecer condições para garantir o aperfeiçoamento do novo modelo regulador. A criação das agências estaduais é pautada nas diretrizes da política de descentralização estabelecida pela ANEEL, que exigem (Projeto DE-SEB, 1998):

- comprovação da capacidade de atender aos princípios estabelecidos;
- comprovação de estrutura organizacional e administrativa adequada;
- comprovação da capacidade dos dirigentes;
- comprovação da capacitação técnica do corpo de profissionais para o tipo de regulação pretendida pelos estados;
- elaboração e aprovação do Plano de Atividades

e Metas, que orientará o trabalho a ser feito por delegação da ANEEL;

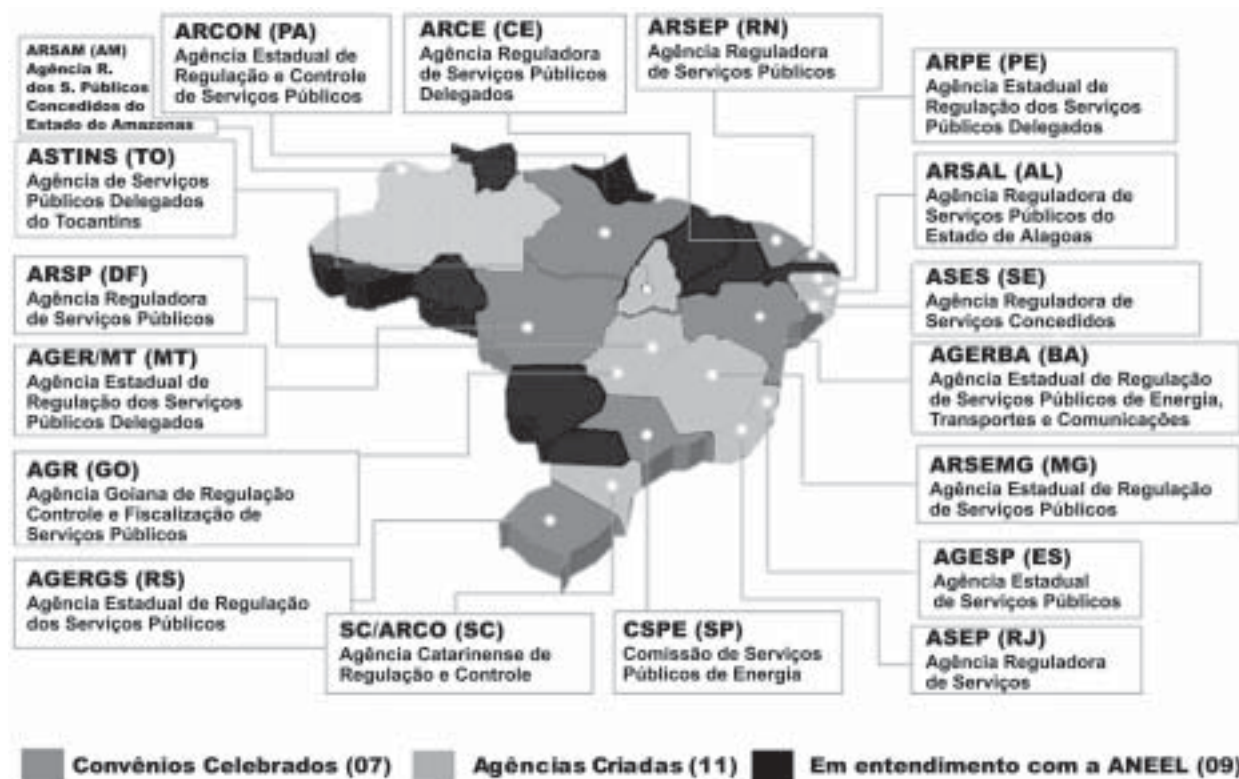
- avaliação periódica das novas agências, feitas pela ANEEL, relativamente a seu desempenho regulador, assim como ao cumprimento dos princípios e das cláusulas do acordo de descentralização;
- previsão de reversibilidade da delegação da regulação dos convênios de descentralização.

Com base nas condições ressaltadas na seção anterior, verifica-se que as agências estaduais encontrarão alguns percalços para exercer suas atividades de modo eficaz, ainda que tenham a incumbência delegada de cumprir, no Estado, as tarefas complementares de fiscalização. Relacionadas a essas dificuldades, identificam-se três aspectos de particular relevância. O primeiro diz respeito à autonomia das agências estaduais, que ocorrerá gradualmente, pois num primeiro momento estarão subordinadas ao monitoramento da ANEEL.

Segundo, mesmo que prevista a delegação por convênio de poderes regulatórios para as agências estaduais, através da descentralização das atribuições da ANEEL, a velocidade da implantação dos convênios entre a agência nacional e as agências

estaduais tem ocorrido³, na maior parte dos estados, num ritmo muito mais lento do que o processo de privatizações/concessões das distribuidoras estaduais, ainda que a agência já tenha sido criada. No caso da Bahia, por exemplo, a privatização da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) ocorreu em 8 de agosto de 1997, e o convênio entre a ANEEL e a AGERBA só foi firmado quase três anos depois, em 2 de junho de 2000. Além de ser uma consequência do descompasso entre o processo de reforma estrutural do setor e a criação efetiva da agência e da falta de tradição regulatória que, em última instância, dificultam a capacitação técnica, essa circunstância faz com que se reflita sobre o andamento do cumprimento das etapas estabelecidas pela ANEEL para que as agências estaduais estejam aptas a exercer as atividades previstas. Essa morosidade traz prejuízos para os pequenos consumidores (cativos)⁴, que, por serem menos informados e não terem poder de barganha, dependem em muito de uma regulação ágil e eficaz.

Não se quer com isso sugerir que as etapas estabelecidas pela ANEEL sejam desnecessárias, ao contrário, a idéia é que a agência nacional, além de



Fonte: website ANEEL, 2002. www.aneel.gov.br

determinar esses requisitos, ofereça meios, através de convênios de cooperação, por exemplo, para que as agências estaduais possam cumpri-los o mais rapidamente possível, uma vez que essa lentidão na outorga de poderes de regulação deixa o pequeno consumidor mais vulnerável, seja pela falta de informação sobre seus direitos e obrigações contratuais seja pela dificuldade de acesso à instância regulatória diante da existência de divergências com a empresa concessionária quanto ao cumprimento dos quesitos de qualidade dos serviços.

Um terceiro e último aspecto diz respeito à independência da agência. Os órgãos estaduais reguladores devem fazer parte do ordenamento jurídico do Estado com autonomia para cumprir seu papel. Cabe a esses manter equidistância em relação ao governo, aos concessionários e aos usuários, não se envolvendo nos eventuais conflitos de interesses entre as partes e sim dirimindo-os em favor da sociedade. Os órgãos reguladores não devem, portanto, ser confundidos com um poder paralelo ao Governo do Estado, nem como representante da ação ou política de governo. Exemplo de que isso vem ocorrendo, é a Ação de Inconstitucionalidade (ADIn 1949-0) proposta pelo governo do Rio Grande do Sul quanto ao dispositivo da Lei Estadual de Criação da Agência de Regulação de Serviços Públicos Concedidos do Rio Grande do Sul (AGERGS), pela qual os atos de investidura e exoneração dos conselheiros deveriam ser submetidos à apreciação do Legislativo. O principal argumento do governo (GHIRARDI et al. 2001), constante na ADIn 1949-0, é considerar a Agência um órgão de Planejamento e, portanto, uma autarquia do Poder Executivo, não podendo como tal ter autonomia em relação ao governador. Dessa forma, no entendimento do governador do Rio Grande do Sul, os Conselheiros da AGERGS exercem somente cargos de confiança e podem ser demitidos ou substituídos ad nutum. O STF entendeu que a demissão poderá se dar por ato do chefe do Executivo, desde que motivada e após processo administrativo ou judicial, no qual estejam garantidos o contraditório e a ampla defesa (PIRES, 2000).

Esse episódio mostra que a aceitação dessa nova forma de atuação do Estado será progressiva e dependerá, fundamentalmente, da eficácia da

Tabela 1

Datas da Celebração de Convênios entre a ANEEL e Agências Estaduais e das Privatizações das Respectivas Distribuidoras Locais

AGÊNCIAS	DATA DO CONVÊNIO	PRIVATIZAÇÃO DAS RESPECTIVAS DISTRIBUIDORAS LOCAIS
ARCE (CE)	19/08/1999	02/04/1998
ARSEP (RN)	15/12/1999	12/12/1997
AGERBA (BA)	02/06/2000	08/08/1997
CSPE (SP)	15/04/1998	05/11/1997
AGERGS (RS)	02/12/1998	(RGE) 10/1997

Fonte: website ANEEL, 2001

atuação das atuais agências. Tal possibilidade, no entanto, está diretamente relacionada à existência dos pressupostos discutidos na seção anterior.

No caso específico da Bahia, o Governo deu início ao processo de reforma do Estado, em 1997, consubstanciado na venda dos ativos da COELBA. Em 19 de maio do ano seguinte, com a Lei nº 7.314, é criada a AGERBA, com base em um modelo autárquico, com a competência de exercer as atividades regulatórias, uma vez que se constitui como pessoa jurídica de direito público, conforme o art. 1º do Decreto-Lei nº 7.426/98.

Analisando-se a Lei nº 7.314/98, criadora da Agência, e o Plano de Atividades e Metas, podem-se destacar os seguintes pontos significativos:

- há uma maior abrangência e incremento, de caráter obrigatório, nas atividades de ouvidoria pública, sendo proposta a realização de audiências públicas para a exposição de assuntos de interesse da sociedade;
- não se atribuem à AGERBA tarefas típicas de poder concedente, no caso de energia elétrica, como ocorre no órgão regulador federal, evitando-se, assim, um duplo papel para a agência;
- há equidistância do órgão regulador em relação aos pólos de interesse de regulação; poder concedente (governo), concessionárias e consumidores, em que a Agência, no centro, tem o papel de equilibrar e mediar os interesses;
- contribui para a formulação das políticas do setor energético;
- há a obrigatoriedade de monitorar, construir índices de qualidade e elaborar e divulgar pesquisas

de opinião pública sobre a qualidade e a satisfação em relação aos serviços.

No que diz respeito à questão regulatória, a AGERBA já é criada com um grande risco. Conforme o Art 4º Parágrafos 2º e 3º, os membros do Conselho Consultivo e seus suplentes são nomeados pelo Governador do Estado, ou seja, podem ser demitidos ad nutum (com exceção do presidente que será eleito pelos demais conselheiros, por um mandato de quatro anos sem direito a recondução).

É interessante ressaltar que, dentre as agências estaduais já conveniadas com a ANEEL, a AGERBA é a única que apresenta tal subordinação do conselho ao Governo do Estado. Essa circunstância nos reporta à questão, já discutida anteriormente, da necessária independência do órgão regulador estadual, que deve atuar sempre com desprendimento das atividades políticas. Se o conselho consultivo da agência pode ser substituído de acordo unicamente com a vontade do governo, ele pode passar a ser um instrumento de atos e decisões políticas, principalmente por ser a atividade regulatória uma nova realidade para o ordenamento jurídico do País. Isso pode ser comprovado observando-se o caso da AGERGS, citado anteriormente, que, mesmo tendo seu conselho consultivo com mandato determinado e com exoneração submetida à apreciação do Legislativo, sofreu, por parte do governo, uma Ação Direta de Inconstitucionalidade.

Quanto à qualidade dos serviços prestados, de acordo com os resultados de Pesquisa realizada pela FCE/UFBA-CNPq (GHIRARDI et al. 2001), o desempenho da COELBA teria tido uma queda de qualidade sob o novo regime de concessão. Segundo a ANEEL, desde 1996 houve sucessivas piores nos indicadores de frequência e duração das interrupções da concessionária. Entre 1996 e 1998 o DEC (duração equivalente) teria passado de 28,92 para 32,55, enquanto que o FEC (frequência equivalente) teria passado de 13,42 para 18,04. Entretanto, como a privatização ocorreu em meados de 1997, não há muitas evidências quanto ao seu desempenho, não sendo possível associar os indicadores de qualidade ao novo regime regulatório.

Pode-se, ainda assim, afirmar que, pelo menos nos primeiros anos de operação, o novo regime não resultou em melhoria.

Ainda de acordo com Ghirardi (2001) é interessante também notar que apesar de 69% dos consumidores residenciais de energia elétrica terem consciência da privatização da COELBA, 64% dos usuários entrevistados desconhecem a instituição fiscalizadora dos serviços prestados pela concessionária. Apenas 7% dos entrevistados responderam que a AGERBA é o órgão competente para fiscalizar os serviços prestados pela COELBA, e somente 4% dos entrevistados responderam que procurariam a agência reguladora estadual para o ressarcimento dos prejuízos causados pela má

prestação do serviço.

Uma outra pesquisa realizada e divulgada recentemente pela ANEEL (www.aneel.gov.br março 2002), mostra que o serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica que atuam no País precisa melhorar. Nessa pesquisa, 19,2 mil consumidores residenciais avaliaram os serviços das concessionárias do mercado brasileiro.

De maneira geral, o resultado de 2001 foi praticamente o mesmo que o verificado em 2000, ano em que a pesquisa foi realizada pela primeira vez. Numa escala de zero a cem, o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor 2001 (IASC), que mede o grau de satisfação dos consumidores residenciais com o serviço das concessionárias, ficou em 63,22 no ano passado. Em 2000, o Índice ficou em 62,81.⁵

O Nordeste ficou abaixo da média nacional, com 60,30, apresentando o segundo pior índice do País. Dentre as 11 distribuidoras que atendem a essa região, a COELBA foi a única que apresentou queda em seu desempenho, tendo seu índice caído de 60,80, em 2000, para 57,38 em 2001. Além disso, a concessionária registrou o terceiro pior desempenho da região em 2001, ficando atrás somente da companhia Energética do Maranhão (Cemar) com 53,31, e da Cepisa, com 56,43.

Esses dados mostram a necessidade de fortalecimento de uma cultura de regulação no País diante dos consumidores, sobretudo entre os re-

Os órgãos estaduais reguladores devem fazer parte do ordenamento jurídico do Estado com autonomia para cumprir seu papel

sidenciais. É importante que os órgãos de regulação (nacional e local) esclareçam à população, de forma ampla, seus objetivos e funções, deixando claro que nesse novo modelo a defesa e a preservação dos direitos dos consumidores é uma de suas principais tarefas.

Perspectivas para a regulação estadual

Resumidamente, podem-se ressaltar alguns riscos a partir do exercício da atividade de regulação descentralizadamente:

- embora as agências estaduais tenham sido criadas como autarquia, sob regime especial, há vinculação com o poder executivo e estão também subordinadas ao monitoramento da ANEEL. Esse fato pode distorcer a real função do órgão regulador, tornando-o um mero cumpridor de vontades de planos dos governos estadual e federal, aumentando assim o risco de ser capturado por esses;
- a dificuldade de capacitação técnica e administrativa das agências reguladoras traz dois problemas: a) aumenta a assimetria de informações pró-produtores, o que implica maior risco de captura da agência pela concessionária; b) a celebração dos convênios entre a ANEEL e agências estaduais, em sua maioria, não ocorre na mesma velocidade que as privatizações das concessionárias estaduais, deixando o pequeno consumidor vulnerável em relação aos efeitos do poder de monopólio dessas empresas.

Com o objetivo de limitar esses riscos e de assegurar a adequação do serviço de energia elétrica e a harmonia entre os interesses envolvidos, podem-se destacar alguns pontos importantes que devem nortear as leis de criação das agências estaduais:

- a autonomia e a independência do órgão regulador devem ser perseguidas, como meios de evitar a captura tanto por parte do governo como por parte das empresas concessionárias;
- a capacitação técnica deve ser priorizada;
- os conselhos consultivos devem ter mandatos pré-estabelecidos, ocorrendo a exoneração só por justa causa;
- deve haver forte inserção da opinião pública – incrementada com atividades como ouvidoria,

facilitando a realização de audiências públicas e pesquisas obrigatórias de opinião;

- deve ser obrigatório o trabalho com indicadores de qualidade.

Dessa forma, cabe ao órgão regulador estadual formular, com base em pesquisas de opinião pública, um padrão de qualidade do serviço prestado, e submetê-lo à apreciação dos usuários, da concessionária estadual e, sobretudo, da ANEEL.

A agência estadual deve também evitar o risco de captura⁶. Esse risco se torna mais alto quando o órgão regulador dispõe de quadros técnicos cujas qualificação e remuneração são inferiores às dos técnicos da empresa regulada. Tal fato gera ou uma dependência do órgão regulador à empresa regulada ou uma impossibilidade prática dos técnicos do órgão regulador contestarem consistentemente as argumentações da empresa regulada.

Outro risco é o da aceitação da assimetria de informações em um nível acima do razoável. Grosso modo, seria aceitar como verdadeiras todas ou quase todas as afirmativas ou informações dos agentes regulados, sem que se disponha de ferramentas suficientes para auditar e reduzir as assimetrias que possam existir ou virem a ser criadas. A falta de informações suficientes e de procedimentos transparentes certamente fará com que a sociedade não contemple com seriedade os processos de tomada de decisões.

A preocupação em sistematizar audiências públicas e audiências de conciliação envolvendo usuários, prestadores de serviço e governo, além de conferir transparência a todas as decisões do órgão regulador e de permitir a divulgação permanente dos direitos dos consumidores, são bons antídotos contra a captura.

Embora as agências multisetoriais sejam teoricamente mais difíceis de sofrer captura, não devemos menosprezar a existência prática de setores com tradição negativa, no Brasil, em termos de captura dos órgãos públicos correspondentes, que poderiam, em tese, transferir tais práticas para a agência.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em linhas gerais, a política regulatória implementada no Brasil para o setor de energia elétrica

utiliza, em essência, os mesmos instrumentos regulatórios que vêm sendo usados na experiência internacional, com destaque para um pré-requisito básico para o sucesso dessas medidas, tal como a constituição de agência com autonomia para o exercício da missão regulatória, promovendo um conjunto de políticas que envolvem tanto a proteção dos interesses do consumidor cativo em regime de monopólio quanto a adoção complementar de instrumentos regulatórios que enfatizem a regulação da concorrência e a coação de condutas anticompetitivas.

Dessa forma, a estruturação de um ente regulador deve garantir a equidistância em relação aos atores sociais envolvidos e deve dificultar a sua captura por qualquer área de interesse. O modelo que se propõe, coloca a agência reguladora no centro de um triângulo isósceles, tendo o Governo num dos vértices e os operados (empresas reguladas) e os usuários nos outros dois vértices, tentando obter uma equidistância da agência em relação a esses agentes. Paralelamente, dando mais autonomia às agências reguladoras, tenta-se criar um instrumento mais transparente de controle do que as antigas estruturas burocráticas, permeáveis de práticas de rent seeking (PECI, 1999).

Entretanto, a lei que criou a ANEEL estipulou que a licitação das concessões deverá ser efetuada por essa agência, outorgando-lhe, assim, um duplo papel: agente do Estado, responsável pela celebração dos contratos de concessões, e órgão arbitral, responsável por dirimir divergências não somente entre os agentes do mercado elétrico como também entre estes e o Estado. Essa situação cria riscos regulatórios adicionais para os investidores privados, já que a ANEEL terá que dirimir questões inclusive relativas à fixação de tarifas, nas quais o governo tem óbvio interesse.

É essencial, para uma regulamentação bem-sucedida, que os governos separem as atribuições conflitantes do regulador em distintas agências. Esse seria um meio de evitar conflitos de interesses que geram a captura do regulador. É fundamental ainda que o órgão regulador seja instituído com base em regras claras e, sobretudo, que tenha

independência e autoridade suficientes para que haja compatibilidade entre as políticas governamentais de curto e longo prazos e as estratégias das empresas reguladas.

A independência do regulador torna-se polêmica, quando se leva em conta o fato de as agências terem sido criadas pelos próprios governos. De fato, nenhuma agência reguladora pode ser totalmente independente. O objetivo é que tenham certa autonomia para exercer as atividades que lhes cabem,

com base em conhecimento técnico. As ações e decisões das agências reguladoras devem ser respaldadas por justificativas técnicas e informadas aos governos. Pretende-se, com isso, eliminar a ingerência política nos órgãos reguladores fundamentados em interesses políticos de curto prazo.

Assim, são três as implicações dos fatos constatados. A primeira é que o sucesso das agências no ganho de autonomia e respeito do governo, das empresas reguladas e dos consumidores fortalece o ambiente regulatório. Em segundo lugar, tem-se que esse processo é demorado e que os efeitos de aprender com a prática são consideráveis. A terceira é que a constituição de marcos regulatórios estáveis e previamente definidos é essencial para a viabilização de investimentos de longo prazo.

É possível ainda identificar dois problemas principais:

- indefinição de suas respectivas competências;
- falta de eficácia das decisões das agências.

Quando a análise concentra-se nas agências reguladoras estaduais, o problema torna-se mais delicado. Nessa fase de ajuste e transição os papéis ainda não estão totalmente definidos, o que faz com que se confundam as agências estaduais como um poder paralelo ao Governo do Estado, questionando-se a autonomia da agência para tomar decisões dentro de sua área de competência.

O desafio proposto às agências estaduais de regulação é grande. As pesquisas de expectativa dos usuários em relação à qualidade dos serviços são parte importante do processo de regulação pela opinião pública. Através de consultas sistemáticas, pode-se avaliar a importância de determinados in-

A agência reguladora está no centro de um triângulo isósceles, tendo o Governo num dos vértices e os operados (empresas reguladas) e os usuários nos outros dois vértices.

dicadores e estabelecer padrões de qualidade dos serviços adequados.

Cabe ainda esperar que seja compreendido o fato de as agências estaduais serem órgãos de Estado e não de Governo. Afinal, vale lembrar, por exemplo, que parcela não-desprezível dos problemas do modelo anterior do setor elétrico se deveu à captura das empresas estatais por interesses imediatistas. É fundamental, portanto, a preservação da autonomia dos órgãos estaduais de regulação.

O fortalecimento de uma cultura de regulação no País depende de exemplos que reforcem a credibilidade nas instituições públicas responsáveis, cujos desdobramentos serão mais facilmente absorvidos pelos atores envolvidos e, provavelmente, resultarão em aprendizagens coletivas, ainda que baseadas em conflitos e contradições inerentes às redes, mas capazes de gerar maior experiência, mais segurança e práticas mais aperfeiçoadas. O desenvolvimento de uma cultura de regulação é um meio para superar os problemas da ambigüidade do conceito e dos sentidos inadequadamente apropriados, inclusive pelos órgãos reguladores.

NOTAS

- 1 Conforme o Art. 20 da Lei de criação da ANEEL, as atividade poderão ser descentralizadas mediante convênios de cooperação, desde que o Estado interessado disponha de serviços técnico e administrativos competentes, devidamente organizados e aparelhados para o exercício de suas respectivas atividades. Os órgãos estaduais serão, ainda, avaliados e acompanhados pela agência nacional.
- 2 Até março de 2002, apenas sete agências estaduais tinham convênios firmados: AGERGS/RS, ARSEP/RN, CSPE/SP, AGER/MT, AGERBA/BA, ARCON/PA e ARCE/CE (www.aneel.gov.br).
- 3 Até março de 2002 apenas sete agências estaduais tinham convênios firmados: AGERGS/RS, ARSEP/RN, CSPE/SP, AGER/MT, AGERBA/BA, ARCON/PA e ARCE/CE (www.aneel.gov.br).
- 4 No mercado de eletricidade da Bahia, os clientes residenciais da COELBA representam 87% dos consumidores (GHIRARDI et al. 2001).
- 5 Comparando os dados obtidos com aqueles de referências internacionais, a análise da pesquisa revela que o índice de satisfação em relação a essas empresas está abaixo do que pode ser considerado um bom desempenho. O American Consumer Satisfaction Index (ACSI), por exemplo, indicador adotado nos Estados Unidos, ficou em 69 no ano de 2001,

também numa escala de zero a cem. Já o European Consumer Satisfaction Index, índice europeu, obteve nota 70 no ano passado. A pesquisa mostra que, embora os consumidores brasileiros considerem satisfatório o serviço prestado pelas empresas, ele precisa melhorar (www.aneel.gov.br)

- 6 Em termos bem simplificados, sempre que a agência confunde o interesse público com o interesse da indústria diz-se que ela foi capturada pela indústria.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAHIA. Decreto Nº 7.426. Aprova o Regimento da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações do Estado da Bahia – AGERBA, 31/8/1998.
- BAHIA. Lei Nº 7.314. Criação da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações do Estado da Bahia – AGERBA, de 19/5/1998.
- BAHIA. Contrato de Concessões Nº 010/97. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA de 8/8/1997.
- BRASIL. Resolução Nº 296. Estabelece os procedimentos para a descentralização das atividades complementares da ANEEL para os Estados e Distrito Federal. 11/9/1998.
- BRASIL. Lei Nº 9.427. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica de 26/12/96.
- BRASIL. Lei Nº 9.074. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de 7/7/1995.
- BRASIL. Lei Nº 8.987. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos de 13/2/1995.
- COOPERS & LYBRAND. *Report VII: Executive Summary*. Rio de Janeiro: Eletrobras/SEN, 1997.
- GHIRARDI, André; ROCHA, Milena; SIQUEIRA, Victor. *Qualidade do serviço ao consumidor cativo de energia elétrica*. Salvador:UFBA. Faculdade de Ciências Econômicas. 2001. (Mimeo.).
- MORAES, Luíza R. A reestruturação dos setores de infra-estrutura e a definição dos marcos regulatórios. In: *Infra-estrutura perspectivas de reorganização: regulação*. Rio de Janeiro: IPEA. 1997.
- PINTO JÚNIOR, H. Q.; PIRES, M. C. P. *Nota Técnica*. n 10, ANP, 2000.
- PECI, A. *O impacto de reestruturação e privatização na gestão integrada do setor de energia elétrica: análise do setor a partir da abordagem de redes*.1999. Dissertação (Mestrado em Administração Pública) FGV, Rio de Janeiro.
- PIRES, J. C. L. Agências reguladoras brasileiras: avaliação e desafio. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 8, n 16, dez. 2001.
- _____. *Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro. As experiências da ANEEL e ANP*. Ensaios BNDES. Rio de Janeiro, dez/2000.

- _____. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 6, n 12, dez. 1999 (a).
- _____; PICCININI, M. S. A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In: GIAMBIAGI, F. e MOREIRA, M.M. *A economia brasileira nos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES 1999 (b).
- RELATÓRIO PROJETO DE-SEB. *Descentralização do setor elétrico brasileiro*. O novo papel dos estados. Brasília. 04/98.
- RESENDE, M. *Regimes regulatórios: possibilidades e limites*. Rio de Janeiro, IE: UFRJ, 1998.
- ROSA, L.; TOLMASQUIM, M.; PIRES, A. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo*. Uma visão crítica. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998.
- VINHAES, E. *A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis*. 1999. Dissertação (Mestrado em Economia Industrial) UFSC. Florianópolis.
- VISCUSI, W. KIP; VERNON, JOHN M.; HARRINGTON JUNIOR.; JOSEPH E. *Economics of regulation and antitrust*. Cambridge, Mass., The MIT Press, 1995.
- * Daniella Azeredo Bahiense é Pesquisadora da SEI e aluna do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS.
daniella.bahiense@posgrad.unifacs.br

