TEXTO PARA DISCUSSÃO Nº 1329

O PAC E O SETOR ELÉTRICO: DESAFIOS PARA O ABASTECIMENTO DO MERCADO BRASILEIRO (2007-2010)

Bolívar Pêgo
Carlos Álvares da Silva Campos Neto

Brasília, fevereiro de 2008

TEXTO PARA DISCUSSÃO Nº 1329

O PAC E O SETOR ELÉTRICO: DESAFIOS PARA O ABASTECIMENTO DO MERCADO BRASILEIRO (2007-2010)*

Bolívar Pêgo**
Carlos Álvares da Silva Campos Neto***

Brasília, fevereiro de 2008

---

* Versão atualizada do artigo apresentado no XIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico 2007.

** Técnico de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos do Ipea (bolivar.pego@ipea.gov.br).
*** Técnico de Planejamento e Pesquisa da Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea (carlos.campos@ipea.gov.br).

Governo Federal

Ministro de Estado Extraordinário de Assuntos Estratégicos – Roberto Mangabeira Unger

Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente
Marcio Pochmann

Diretor de Administração e Finanças
Fernando Ferreira

Diretor de Estudos Macroeconômicos
João Sicsú

Diretora de Estudos Sociais
Jorge Abrahão de Castro

Diretor de Estudos Regionais e Urbanos
Liana Maria da Frota Carleial

Diretor de Estudos Setoriais
Márcio Wohlers de Almeida

Diretor de Cooperação e Desenvolvimento
Mário Lisboa Theodoro

Chefe de Gabinete
Persio Marco Antonio Davison

Assessor-Chefe de Comunicação
Estanislau Maria de Freitas Júnior

URL: http://www.ipea.gov.br

Ouvidoria: http://www.ipea.gov.br/ouvidoria

ISSN 1415-4765

JEL H54, L94, O13 e O21

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação cujo objetivo é divulgar resultados de estudos direta ou indiretamente desenvolvidos pelo Ipea, os quais, por sua relevância, levam informações para profissionais especializados e estabelecem um espaço para sugestões.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e de inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

1 INTRODUÇÃO 7

2 O PAC E O PROCESSO DE CRESCIMENTO BRASILEIRO 7

3 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: EVOLUÇÃO RECENTE (DUAS DÉCADAS DE ESCASSEZ DE INVESTIMENTO) E PERSPECTIVAS 16

4 O PAC COMO INSTRUMENTO DE CRESCIMENTO DO SETOR ELÉTRICO 25

5 CONCLUSÃO 29

REFERÊNCIAS 31

SINOPSE

Este texto tem como objetivo geral descrever o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), fazer uma análise recente da evolução do setor elétrico brasileiro, assim como do PAC enquanto instrumento de crescimento do setor elétrico. Como objetivo específico analisa se o crescimento da oferta de energia elétrica inserida no PAC é suficiente para atender o crescimento da demanda de 2007-2010. Para a análise do objetivo específico foram criados dois cenários de crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica, tendo ambos como base a capacidade instalada de 100 mil MW: *i)* cenário 1, com dados do Ministério de Minas e Energia (MME); e *ii)* cenário 2, com dados do PAC (2007-2010). O resultado da análise constata que o abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos não está compatível com o crescimento da oferta explicitada no PAC. Os dois cenários estão muito próximos, e a incompatibilidade fica mais explícita quando se estima que a elasticidade-renda da demanda é de 1,3 ao ano Isto implica uma necessidade de crescimento da oferta de 6,5 mil MW ao ano, totalizando 26 mil MW no período, desde que o PIB cresça a 5% ao ano. Apesar da relevância dos investimentos previstos no PAC, eles não são suficientes para eliminar um possível risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Brasil, mesmo considerando que não haverá atraso no cronograma de suas obras. Portanto, a garantia de abastecimento do mercado até 2013 está correndo sério risco, tendo em vista o aumento crescente do déficit de geração, particularmente para os anos de 2010 e 2011, os quais são reconhecidos pelo próprio governo como anos críticos. Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentam um risco de déficit de 4,5% em 2010, e de 10% (o dobro do que o mercado de energia aceita como limite) em 2011.

ABSTRACT

This paper has as generality objective to describe the Program of Acceleration of Growth (PAC) to make a recent analysis of the evolution of the Brazilian electric sector and the PAC as instrument of growth of electric sector. As specific objective it analyzes if the growth of offers of electric energy, inserted in the PAC, is enough to take care of the growth of the demand 2007-2010. For the analysis two scenes of growth had been created of offer and demand of electric energy, both having as base the installed capacity of 100 thousand MW: *i)* scene 1, with data of the Ministry of Mines and Energy MME; and *ii)* scene 2 with data of the PAC (2007-2010). The result of the analysis evidences that the supplying of the market of electric energy for the next years is not compatible with the growth of offers inserted in the PAC. The two scenes are very next and the incompatibility is more explicit when esteem that the elasticity income of the demand is of 1,3 to the year, what it implies a necessity of growth of offers of 6,5 thousand MW to the year, totalizing 26 thousand MW in the period, since that the GIP grows 5% to the year. Although the relevance of the investments foreseen in the PAC, they are not enough to eliminate a possible risk on insufficiency of offer of electric energy in Brazil, exactly considering that she will not have delay in the chronogram of its workmanships. Therefore, the guarantee of

supplying of the market up to 2013 is running serious risk in view of the increasing increase of the generation deficit, particularly for the years of 2010 and 2011, where the proper government recognizes that they will be critical years. Data of the Energetic Research Interprise EPE present a risk of deficit of 4,5% in 2010 and 10% (the double of what the market of accepted energy as limit) in 2011.

1 INTRODUÇÃO

A literatura econômica classifica as atividades de infra-estrutura, como é o caso do setor elétrico, como pertencentes às indústrias de rede. São características comuns a tais indústrias a presença de externalidades, economias de escala e escopo, e a necessidade de mobilizar um grande volume de recursos para os investimentos requeridos. Estes investimentos são marcados por longos prazos de maturação, alto grau de especificidade de ativos e pela presença de custos irrecuperáveis. Diante de tais características, essas atividades foram desenvolvidas, primordialmente, sob alguma forma de intervenção estatal. O Estado assumia riscos que a iniciativa privada não estava disposta a assumir, garantindo a provisão desses serviços essenciais.

No caso brasileiro, essas mesmas características têm levado, ao longo dos últimos 25 anos, a alternâncias no seu modelo de gestão, particularmente : *i)* pela dificuldade de investimento por parte das estatais; *ii)* por falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o privado; *iii)*por problemas contratuais e regulatórios; e *iv)* pela falta de coordenação entre as entidades governamentais.

Nesse contexto surge o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que tem como proposta ser o instrumento do governo federal para viabilizar um crescimento econômico e social sustentável, no período 2007-2010, particularmente nos investimentos do setor elétrico.

Este texto tem como objetivo geral descrever o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), fazer uma análise recente da evolução do setor elétrico brasileiro, assim como do PAC enquanto instrumento de crescimento do setor elétrico. Como objetivo específico, analisa se o crescimento da oferta de energia elétrica, inserida no PAC, é suficiente para atender o crescimento da demanda de 2007 a 2010. Além desta introdução, o trabalho conta com quatro seções: o PAC e o processo de crescimento brasileiro; o setor elétrico brasileiro (evolução recente e perspectivas); o PAC como instrumento de crescimento do setor elétrico; e a conclusão, com apresentação de sugestões.

2 O PAC E O PROCESSO DE CRESCIMENTO BRASILEIRO

O PAC foi lançado pelo governo federal em janeiro de 2007, com o objetivo de criar condições macrossetoriais para o crescimento do país no período 2007-2010. O programa visa promover a aceleração do crescimento econômico, o aumento do emprego e a melhoria das condições de vida da população brasileira. Consiste em três medidas: *i)* incentivar o investimento privado; *ii)* aumentar o investimento público em infra-estrutura; e *iii)* remover obstáculos burocráticos, administrativos, normativos, jurídicos e legislativos ao crescimento.

Essas três medidas, por sua vez, estão organizadas em cinco blocos: *i)* investimento em infra-estrutura; *ii)* estímulo ao crédito e ao financiamento; *iii)* melhora do ambiente de investimento; *iv)* desoneração e aperfeiçoamento do sistema tributário; e *v)* medidas fiscais de longo prazo. Seus fundamentos econômicos estão baseados na estabilidade monetária, responsabilidade fiscal e baixa vulnerabilidade externa. Para

melhorar a gestão do PAC, foram criadas instâncias de acompanhamento e avaliação dos investimentos, como, por exemplo, comitê gestor.[1]

O objetivo do primeiro bloco é aumentar os investimentos em infra-estrutura,[2] mediante: *i)* eliminação dos principais gargalos que podem restringir o crescimento da economia; *ii)* redução de custos e aumento da produtividade das empresas; *iii)* estímulo ao aumento do investimento privado; e *iv)* redução das desigualdades regionais. As condições fiscais estão permitindo o aumento do investimento do governo federal sem comprometer a estabilidade fiscal.

O estímulo ao crédito e ao financiamento[3] é parte vital do desenvolvimento econômico e social. Nesse sentido, este segundo dos cinco blocos do PAC consiste em um grupo de medidas destinadas a elevar o financiamento de longo prazo, em condições mais favoráveis que no passado, principalmente por parte da CEF – crédito para habitação e saneamento – e do BNDES (investimentos em infra-estrutura econômica).

A melhora do ambiente de investimento,[4] que constitui o terceiro dos blocos supracitados, depende de marco regulatório e da qualidade do ambiente de negócios. O PAC inclui medidas destinadas a agilizar e facilitar a implementação de investimentos em infra-estrutura, sobretudo no que se refere à questão ambiental. O governo deverá buscar o aperfeiçoamento do marco regulatório, em tramitação no Congresso Nacional, bem como a criação do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). Estas medidas, juntamente com o incentivo ao desenvolvimento regional dado pela recriação da Sudam e da Sudene, poderão proporcionar uma melhora geral no ambiente de investimento do país.

---

1. Foram criados: *i)* Comitê Gestor do PAC (CGPAC), composto pelos ministros da Casa Civil, da Fazenda e do Planejamento, com a finalidade de coordenar a implementação do programa; *ii)* Grupo Executivo do PAC (Gepac), composto pela subchefia de articulação e monitoramento (Casa Civil), pela Secretaria de Orçamento Federal e pela Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos (Planejamento) e pela Secretaria do Tesouro Nacional (Fazenda), com a finalidade de estabelecer metas e acompanhar a implementação do PAC; *iii)* Salas de Situação Temáticas, localizadas na Casa Civil; e *iv)* Comitê Gestor em cada um dos ministérios que participam do programa.

2. Os investimentos terão o seguinte formato: energia (geração e transmissão de energia elétrica, petróleo e gás natural, e combustíveis renováveis); infra-estrutura social e urbana (saneamento, habitação, transporte urbano, Programa Luz para Todos e recursos hídricos); e logística (rodovias, ferrovias, portos, aeroportos e hidrovias).

3. Novas medidas: concessão à Caixa Econômica Federal (CEF), por parte da União, de crédito destinado à alocação em habitação e saneamento (R$ 5,2 bilhões); ampliação do limite de crédito do setor público para investimentos em saneamento ambiental e habitação (R$ 7 bilhões); criação do Fundo de Investimento em Infra-Estrutura com recursos do Fundo de Garantia de Tempo de Serviço – FGTS (R$ 5 bilhões); elevação da liquidez do Fundo de Arrendamento Residencial; redução da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) de 9,75%, em dezembro de 2005, para 6,5%, em janeiro de 2007; e redução dos *spreads* do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (financiamento de investimentos em infra-estrutura, logística e desenvolvimento urbano).

4. Medidas adotadas recentemente: aprovação do marco regulatório para o setor saneamento (Lei nº 11.445/2007); abertura do mercado de resseguros (Lei Complementar nº 126/2007); e recriação da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia – Sudam – e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – Sudene (Leis Complementares nº 124 e nº 125/2007). Nova medida: regulamentação do artigo 23 da Constituição Federal (definição de competência ambiental – projeto de lei complementar). Medidas em tramitação: marco legal das agências reguladoras (definição de competências – Projeto de Lei nº 3.337/2004); lei do gás natural (aumentar investimentos – Projeto de Lei nº 6.673/2006); e reestruturação do sistema brasileiro de defesa da concorrência (incentivar a competição – Projeto de Lei nº 5.877/2005).

Quanto à desoneração e ao aperfeiçoamento do sistema tributário,[5] o PAC inclui uma série de medidas de desoneração tributária, combinadas com ações de modernização e agilização da administração tributária. De um lado, as desonerações têm por objetivo o estímulo ao investimento em construção civil e à aquisição de bens de capital, bem como a promoção do desenvolvimento tecnológico dos setores da TV digital e de semicondutores, além da formalização e do incentivo ao crescimento das micro e pequenas empresas. De outro lado, as medidas de aperfeiçoamento da administração tributária visam reduzir a burocracia e modernizar e racionalizar a arrecadação de impostos e contribuições.

Com essas medidas, o Ministério da Fazenda estima que haverá uma desoneração tributária, no biênio 2007-2008, de aproximadamente R$ 18,1 bilhões, sendo R$ 6,6 bilhões em 2007, e R$ 11,5 bilhões em 2008. A medida que mais contribuirá para tal desoneração é a Lei Geral das Micro e Pequenas Empresas (Lei Complementar nº 123/2006), com R$ 7,4 bilhões nos dois anos (40,1% do total), sendo R$ 2,5 bilhões (37,8%) em 2007, e R$ 4,9 bilhões (42,6%) em 2008.

Por último, o bloco das medidas fiscais de longo prazo do PAC objetiva a contenção do crescimento do gasto com pessoal do governo federal, por intermédio da criação de um teto de 1,5% para o crescimento real anual da folha de pagamento da União. Além desta iniciativa, o programa prevê a implementação da política de longo prazo para o salário mínimo, anunciada recentemente, com a definição de regras de reajuste a cada quatro anos.

Há ainda medidas de aperfeiçoamento tanto na gestão do Orçamento Fiscal quanto na administração da Previdência Social. A gestão pública possui as seguintes medidas: agilização do processo licitatório (reforma da Lei nº 8.666/1993); aperfeiçoamento da governança corporativa nas estatais federais; extinção da Rede Ferroviária Federal S.A. (RFFSA) e da Companhia de Navegação do São Francisco (Franave); e regulamentação da previdência complementar do servidor público federal.

Ademais, para elaborar propostas de consenso para a Previdência Social, o governo federal criou, no âmbito do Ministério da Previdência Social, um fórum para discussão da situação de longo prazo do sistema previdenciário e de assistência social do país.

O cenário macro de consistência fiscal do PAC, para o período 2007-2010, está baseado em oito variáveis: taxa Selic[6] nominal; taxa de inflação; taxa de crescimento

---

5. Novas medidas: recuperação acelerada dos créditos do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) em edificações (de 25 anos para 24 meses); desoneração de obras de infra-estrutura (suspensão de cobrança de PIS e Cofins para novos projetos); desoneração dos fundos de investimento em infra-estrutura (isenção do Imposto de Renda da Pessoa Física – IRPF); programa de incentivos à TV digital (isenção do Imposto sobre Produto Industrializado – IPI –, PIS, Cofins e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide); programa de incentivos ao setor de semicondutores (isenção de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ –, IPI, PIS, Cofins e Cide); aumento do valor de isenção para microcomputadores (de R$ 2,5 mil para R$ 4 mil); desoneração da compra de perfis de aço (redução do IPI de 5% para zero); e aumento do prazo de recolhimento das contribuições (previdenciária do dia 2 para o dia 10 e PIS/Cofins do dia 15 para o dia 20). Medidas adotadas recentemente: criação da Receita Federal do Brasil; lei geral das micro e pequenas empresas (Lei Complementar nº 123/2006); reajuste da tabela de Imposto de Renda da Pessoa Física (4,5% ao ano de 2007 a 2010); prorrogação da depreciação acelerada (até dezembro de 2008); e prorrogação da cumulatividade do PIS e da Cofins na construção civil (até dezembro de 2008 – Lei nº 11.434/2006). Medidas em tramitação: implantação do sistema público de escrituração digital e nota fiscal eletrônica, e a reforma tributária.

6. Selic: Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

real do Produto Interno Bruto (PIB); resultado primário; Projeto Piloto de Investimento (PPI);[7] juros líquidos pagos; resultado nominal; e Dívida Líquida do Setor Público (DLSP).

TABELA 1

Consistência fiscal do PAC (2007-2010)

Cenário	2007	2008	2009	2010
1. Selic (%)	12,2	11,4	10,5	10,1
2. Inflação (%)	4,1	4,5	4,5	4,5
3. PIB (%)	4,5	5,0	5,0	5,0
4. RPrimário (% do PIB)	4,25	4,25	4,25	4,25
5. PPI (% do PIB)	0,50	0,50	0,50	0,50
6. Juros (% do PIB)	5,6	5,0	4,4	3,9
7. RNominal (% do PIB)	-1,9	-1,2	-0,6	-0,2
8. DLSP (% do PIB)	48,3	45,8	42,9	39,7

Fonte e elaboração: PAC.

Como pode ser observado na tabela 1, das oito variáveis citadas, quatro decrescem, duas aumentam e duas permanecem constantes de 2007 a 2010. As variáveis que decrescem são as que sinalizam custo para o governo federal (Selic, juros líquidos pagos, resultado nominal e DLSP). Segundo o PAC, com a taxa referencial de juros em queda (Selic), abre-se espaço para reduzir os juros da economia e, assim, a dívida do governo diminui, ele paga menos juros e a participação desses juros no PIB cai.

As variáveis que crescem no período são o PIB e a inflação. Este primeiro aumenta como reflexo direto de uma melhoria dos fundamentos da economia, trazendo maior confiabilidade para os investimentos, particularmente os do PAC. A inflação aumenta 0,4 ponto percentual já em 2008, mantendo-se em 4,5% ao ano até 2010, como desdobramento da queda de juros e do aumento do PIB. Quanto às variáveis que permanecem, suas unidades constantes (resultado primário e PPI) terão, na realidade, seus valores aumentados, pois serão as mesmas participações de um PIB maior.

O PAC prevê investimentos totais de R$ 503,9 bilhões (2007-2010), sendo R$ 274,8 bilhões (54,5%) para energia,[8] R$ 170,8 bilhões (33,9%) para infra-estrutura social e urbana[9] e R$ 58,3 bilhões (11,6%) para logística.[10] As fontes destes recursos prevêem R$ 436,1 bilhões (86,5%) oriundos das estatais federais e das demais fontes, e R$ 67,8 bilhões (13,5%) do Orçamento Fiscal e da Seguridade (tabela 2).

7. O PPI foi lançado em 2005 com o objetivo de melhorar a qualidade e a eficiência do gasto público, por meio do rigoroso processo seletivo dos projetos, do planejamento detalhado das ações, da garantia do fluxo de recursos necessários ao seu andamento e do monitoramento da execução física e financeira. Em 2005, foram empenhados R$ 3,2 bilhões para projetos de elevado impacto econômico e retorno fiscal em infra-estrutura de rodovias, metrôs, ferrovias, portos, perímetros de irrigação, pesquisa e desenvolvimento nos setores de prospecção de petróleo, meteorologia e administração fazendária. Em 2006, foram destinados R$ 3,0 bilhões, recursos majoritariamente aplicados na continuidade dos projetos selecionados em 2005. Os gastos referentes ao PPI podem ser abatidos da meta de resultado primário do governo federal, prerrogativa legal que está associada ao elevado retorno fiscal esperado com a efetiva implementação desses projetos. A despesa adicional, por sua vez, não traz maiores conseqüências para a dinâmica da dívida pública no curto prazo, diante dos valores envolvidos. No médio prazo, a trajetória das contas públicas deverá ser aprimorada, na hipótese de materialização dos retornos fiscais previstos no processo de seleção do PPI.

8. Petróleo, gás natural, energia elétrica e combustíveis renováveis (etanol e biodiesel).

9. Habitação, saneamento básico, recursos hídricos, Programa Luz para Todos e metrôs.

10. Rodovias, ferrovias, aeroportos, portos, hidrovias e Marinha Mercante.

TABELA 2

PAC: fontes dos recursos para investimento (2007-2010)

(Em R$ bilhões)

Área	Estatais federais e demais fontes	Orçamento Fiscal e da Seguridade	Total
1. Energia	274,8	–	274,8
2. Infra-estr. social e urbana	136,0	34,8	170,8
3. Logística	25,3	33,0	58,3
Total	**436,1**	**67,8**	**503,9**

Fonte: PAC.
Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.

A distribuição espacial dos investimentos totais do programa, para os quatro anos deste governo, prevê R$ 323,4 bilhões (64%) destinados a projetos considerados regionais, e R$ 180,5 bilhões (36%) para os projetos considerados nacionais (localizados em mais de uma região). A área energética receberá R$ 274,8 bilhões (R$ 173,1 bilhões regionais e R$ 101,7 bilhões nacional), a social e urbana, R$ 170,8 bilhões (R$ 120,4 bilhões regionais e R$ 50,4 bilhões nacional), e para logística serão repassados R$ 50,3 bilhões (R$ 29,9 bilhões regionais e R$ 28,4 bilhões nacional), conforme tabela 3.

TABELA 3

PAC: investimentos com perfil regional (2007-2010)

(Em R$ bilhões)

Região	Energética	Social e urbana	Logística	Total
1. Norte	32,7	11,9	6,3	50,9
2. Nordeste	29,3	43,7	7,4	80,4
3. Sudeste	80,8	41,8	7,9	130,5
4. Sul	18,7	14,3	4,5	37,5
5. Centro-Oeste	11,6	8,7	3,8	24,1
6. Subtotal (1 a 5)	173,1	120,4	29,9	323,4
7. Nacional[1]	101,7	50,4	28,4	180,5
Total (6+7)	**274,8**	**170,8**	**58,3**	**503,9**

Fonte: PAC.
Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.
Nota: [1]Projetos situados em mais de uma região.

2.1 INFRA-ESTRUTURA ENERGÉTICA

Os R$ 274,8 bilhões (54,5%) destinados para a área de infra-estrutura energética (petróleo, gás natural, energia elétrica e combustíveis renováveis) estão assim distribuídos até 2010: R$ 179 bilhões para petróleo e gás natural; R$ 78,4 bilhões para energia elétrica (geração, R$ 65,9 bilhões, e transmissão, R$ 12,5 bilhões); e R$ 17,4 bilhões para os combustíveis renováveis.

A distribuição espacial desses investimentos considera que, do total a ser investido na área, R$ 173,1 bilhões (62,9%) são projetos regionais e R$ 101,7 bilhões (37,1%), projetos nacionais. Em nível regional, a região Sudeste receberá cerca de 29,4% (R$ 80,8 bilhões), seguida da região Norte com 11,9% (R$ 32,7 bilhões), da região Nordeste com 10,6% (R$ 29,3 bilhões), região Sul com 6,8% (R$ 18,7 bilhões), e da região Centro-Oeste, com 4,2% dos investimentos (R$ 11,6 bilhões).[11]

11. Diante desses números, pode-se constatar que os projetos nacionais e os destinados para a região Sudeste são responsáveis por dois terços dos investimentos do PAC na área de energia. Portanto, as prioridades nacionais no sentido de se estabelecer um maior crescimento econômico assumiram uma posição mais expressiva em relação aos investimentos de caráter regional, particularmente para as regiões menos desenvolvidas (Norte, Nordeste e Centro-Oeste), que deverão receber 26,7% dos investimentos totais.

Para petróleo estão previstos investimentos de R$ 138,6 bilhões até 2010, sendo R$ 93,4 bilhões para exploração e produção, e R$ 45,2 bilhões para refino, transporte e petroquímica. As metas físicas são: para exploração, aumentar as reservas brasileiras em 800 milhões de barris de óleo por ano; quanto à produção, chegar à auto-suficiência com 2,6 milhões de barris por dia; no caso do refino, aumentar a capacidade em 350 mil barris por dia; no âmbito do transporte, o objetivo é a produção de 42 navios petroleiros e a contratação de dois superpetroleiros; e quanto à capacidade da petroquímica, aumentá-la em 350 mil barris por dia.

No que tange ao gás natural estão previstos investimentos de R$ 40,4 bilhões até 2010, e suas metas visam aumentar a produção em 39,2 milhões de metros cúbicos por dia – insumo utilizado em residência e no setor industrial –, ampliar a produção de gás natural veicular (GNV) – utilizado em veículos automotores – em 20 milhões de metros cúbicos por dia –, e adicionar à capacidade de transporte cerca de 4.526 km de dutos (1.183 km na região Norte, 1.668 km na Nordeste, e 1.675 km na região Sudeste).

No caso da energia elétrica,[12] os investimentos são de R$ 78,4 bilhões, sendo R$ 65,9 bilhões para geração e R$ 12,5 bilhões para transmissão. As metas de geração têm por objetivo aumentar a capacidade, até 2010, em 12.386 MW. Os principais projetos, que totalizam 5.617 MW (45,3% da meta de geração) e que estarão em operação até 2010, são: região Norte (UHE Estreito, localizada no rio Tocantins e com capacidade instala de 1.087 MW); região Sudeste (2 UHEs – Baú I e Barra do Braúna – 4 PCHs e 7 UTEs, com capacidade total de 1.903 MW); e região Sul (6 UHEs e 2 UTEs, com capacidade total de 2.627 MW).

Para transmissão estão previstos R$ 12,5 bilhões até 2010, e a meta física corresponde à construção de 13.826 km de linha, assim distribuídos por região: Norte, com investimento de R$ 5,4 bilhões para 4.721 km; Nordeste, com investimento de R$ 1,5 bilhão para 2.276 km; Sudeste, com investimento de R$ 2,7 bilhões para 2.900 km; Sul, com investimento de R$ 1,1 bilhão para 2.078 km; e Centro-Oeste, de R$ 1,8 bilhão para 1.851 km. Como pode ser observado, o grande investimento em linha de transmissão está direcionado para a região Norte. Esta região detém 43,2% do investimento total e 34,1% da quantidade de quilômetros a ser construída.

Quanto aos combustíveis renováveis (etanol e biodiesel), estão previstos R$ 17,4 bilhões de investimento, assim distribuídos por região: Norte, com R$ 53 milhões para biodiesel; Nordeste, com R$ 140 milhões também para biodiesel; Sudeste, com R$ 10,9 bilhões, sendo R$ 8,5 bilhões para etanol, R$ 316 milhões para biodiesel e R$ 2,1 bilhões para a construção de alcooldutos; Sul, com R$ 958 milhões, sendo R$ 628 milhões para etanol e R$ 330 milhões para biodiesel; e Centro-Oeste, com R$ 5,3 bilhões, sendo R$ 3 bilhões para etanol, R$ 2 bilhões para a construção de alcooldutos e R$ 357 milhões para biodiesel.

12. MW – megawatt equivale a um milhão de Watts; UHE – usina hidrelétrica; PHC – pequena central hidrelétrica; UTE – usina termelétrica.

2.2 INFRA-ESTRUTURA SOCIAL E URBANA

Milhões de famílias brasileiras estão excluídas da infra-estrutura social e urbana, principalmente no que se refere à moradia.[13] O déficit habitacional, em 2007, corresponde a 7,9 milhões de moradias, das quais 6,4 milhões nas áreas urbanas e 1,5 milhão nas áreas rurais. A maior parcela da necessidade habitacional concentra-se nos estados do Sudeste (36,7%) e do Nordeste (34,7%), regiões que agregam a maioria da população urbana do país.

A ausência de infra-estrutura urbana e saneamento ambiental é o maior problema e envolve 11,3 milhões de moradias, ou seja, 25,1% do total de domicílios urbanos duráveis do país. Na região Nordeste existem mais de 4,2 milhões de moradias com este tipo de deficiência, o que representa cerca de 37% do total no Brasil.

Os investimentos em saneamento básico,[14] por exemplo, são essenciais para a redução da pobreza e da desigualdade social. Além disso, mobilizam setores importantes da economia, como os fabricantes de materiais voltados para saneamento e habitação e empresas de concepção, gestão e execução de projetos, agregando valor e apresentando interfaces diretas com outros setores da economia, como a produção imobiliária e o turismo.

Para enfrentar esses problemas, o governo federal incluiu no PAC investimentos estimados em R$ 170,8 bilhões até 2010, assim distribuídos: R$ 106,3 bilhões para habitação; R$ 40 bilhões para saneamento básico; R$ 12,7 bilhões para recursos hídricos; R$ 8,7 bilhões para o Programa Luz para Todos;[15] e R$ 3,1 bilhões para metrôs. A distribuição regional destes investimentos está estimada em R$ 50,4 bilhões para os projetos considerados nacionais, R$ 43,7 bilhões para a região Nordeste, R$ 41,8 bilhões para a Sudeste, R$ 14,3 bilhões para a região Sul, R$ 11,9 bilhões para a Norte, e R$ 8,7 bilhões para a região Centro-Oeste.

As metas a serem atingidas por esses programas são: quatro milhões de famílias com habitação (mais 600 mil famílias com habitação pelo Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo – SBPE); 22,5 milhões de domicílios com saneamento básico (água, esgoto e lixo); 23,9 milhões de pessoas com recursos hídricos;[16] 5,2 milhões de pessoas com o Programa Luz para Todos; e 609 milhões de passageiros por ano com os metrôs (Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte e São Paulo).

---

13. A qualidade do estoque existente é outro problema a ser enfrentado. É expressivo o número de unidades habitacionais urbanas com algum tipo de carência (de infra-estrutura, de unidade sanitária, de inadequação fundiária, de adensamento excessivo e inadequação por depreciação, de acesso aos serviços e equipamentos urbanos, entre outros), o que aponta para a necessidade de articulação dos programas habitacionais com a política de desenvolvimento urbano, como a política fundiária, a de infra-estrutura urbana e saneamento ambiental.

14. O setor de saneamento, além de contribuir para melhorar a saúde da população e a qualidade do ambiente urbano e rural, é uma área extremamente importante para o desenvolvimento do país, promovendo, entre outros benefícios, a geração de emprego e renda. Trata-se de um dos setores da infra-estrutura indispensáveis para o desenvolvimento socioeconômico.

15. O programa prevê investimentos de R$ 6,4 bilhões com recursos federais, R$ 1,3 bilhão com recursos estaduais, e R$ 1 bilhão com recursos privados. Os investimentos serão feitos, prioritariamente, na região Nordeste (R$ 4,4 bilhões), seguida pela região Norte, com R$ 2,7 bilhões.

16. Programas: Revitalização de bacias (São Francisco e Parnaíba); Integração da Bacia do São Francisco; Sistemas de abastecimento de água bruta; e projetos de irrigação.

2.3 INFRA-ESTRUTURA LOGÍSTICA

Os investimentos totais em logística estão previstos em R$ 58,3 bilhões,[17] sendo R$ 28,4 bilhões em projetos considerados nacionais, R$ 7,9 bilhões para a região Sudeste, R$ 7,4 bilhões para a Nordeste, R$ 6,3 bilhões para a Norte, R$ 4,5 bilhões para a Sul, e R$ 3,8 bilhões para a região Centro-Oeste. Do valor total a ser investido até 2010, R$ 33,4 bilhões (57,2%) serão destinados às rodovias, R$ 10,6 bilhões (18,2%) à Marinha Mercante, R$ 7,9 bilhões (13,5%) a ferrovias, R$ 3 bilhões (5,1%) a aeroportos, R$ 2,7 bilhões (4,6%) a portos, e R$ 735 milhões (1,2%) para hidrovias.

As obras em rodovias totalizam 45.337 km, sendo 42.090 km com investimento público e 3.247 km com investimento privado (concessão e sistemas de segurança). O investimento público será direcionado para a recuperação de 32 mil km, construção de 6,9 mil km, e adequação e duplicação de 3,2 mil km de estradas. Os principais investimentos em rodovias são:

i) *Região Norte*: BR-319-AM: restauração, melhoramentos e pavimentação de Manaus-AM – Porto Velho-RO; BR-163-MT-PA: pavimentação de Guarantã do Norte-MT – Rurópolis-PA – Santarém-PA, incluindo o acesso a Miritituba-PA (BR-230-PA); BR-230-PA: pavimentação de Marabá – Altamira – Medicilândia – Rurópolis;

ii) *Região Nordeste*: BR-101-Nordeste (RN-PB-PE-AL-SE-BA): duplicação e adequação de capacidade natal – entroncamento BR-324 (Feira de Santana); e BR-116-324-BA: Salvador-Feira de Santana – divisa BA-MG;inicialmente este empreendimento estava programado para ser implantado como parceria público-privada; porém, recentemente, o governo entendeu poder licitá-lo como concessão comum;

iii) *Região Sudeste*: Arco Rodoviário do Rio de Janeiro, incluindo BR-101-RJ; BR-101-ES: adequação de capacidade divisa RJ – ES – Vitória (incluindo o Contorno de Vitória); BR-381-MG: adequação de capacidade e duplicação de Belo Horizonte – Governador Valadares, incluindo o Contorno de Belo Horizonte (subtrecho Betim – Ravena, em pista dupla); BR-153-365-MG: duplicação da divisa GO – MG – Trevão – Uberlândia; BR-040-MG: duplicação do Trevo de Curvelo – Sete Lagoas; BR-050-MG: conclusão da duplicação Uberaba – Uberlândia e duplicação Uberlândia – Araguari; e Rodoanel de São Paulo- SP – Trecho Sul;

iv) *Região Sul*: BR-101-SUL (SC-RS): duplicação da Palhoça - SC – Osório - RS; BR-116-RS: Programa Via Expressa (Região Metropolitana de Porto Alegre) - RS; BR-386-RS: duplicação de Tabaí – Estrela - RS; BR-392-RS: duplicação de Pelotas – Rio Grande, até mesmo o Contorno de Pelotas - RS; BR-470-SC: duplicação da Navegantes – Blumenau – Entroncamento Acesso Timbó - SC; BR-280-SC: duplicação São Francisco do Sul – Jaraguá do Sul - SC; construção da segunda Ponte Internacional sobre o Rio Paraná – Foz do Iguaçu - PR; e BR-116-PR: adequação do Contorno Leste de Curitiba - PR; e

17. Desse total, R$ 33 bilhões serão oriundos do Orçamento Geral da União, R$ 17 bilhões do BNDES, e R$ 8,3 bilhões, possivelmente, do setor privado.

v) *Região Centro-Oeste*: BR-163-364-MT: duplicação de Rondonópolis – Cuiabá – Posto Gil - MT; BR-158-MT: pavimentação de Ribeirão Cascalheira – divisa MT-PA; BR-364-MT: pavimentação de Diamantino – Campo Novo dos Parecis - MT; BR-242-MT: pavimentação de Ribeirão Cascalheira – Sorriso - MT; BR-060-DF-GO: conclusão da duplicação Brasília - DF – Anápolis - GO; e BR-153-GO: conclusão da duplicação de Aparecida de Goiânia – Itumbiara - GO.

A Marinha Mercante terá R$ 10,6 bilhões (18,2% dos recursos de logística) destinados ao seu programa de financiamento a estaleiros brasileiros para a realização de projetos de implantação, expansão e modernização, assim como para a construção e o reparo de navios. Financiará, também, as empresas nacionais de navegação para a encomenda de embarcações e equipamentos, reparos e jumborização junto a construtores navais brasileiros e à Marinha do Brasil. O BNDES é o gestor do financiamento à Marinha Mercante e à construção naval.

Quanto às ferrovias, estão previstos investimentos de R$ 7,9 bilhões (13,5%) para a construção de 2.518 km, sendo 2.307 km com recursos privados e 211 km com recursos públicos. Os principais projetos são: região Norte (construção da ferrovia Norte – Sul: Araguaína – Palmas - TO); região Nordeste (Ferrovia Nova Transnordestina – Companhia Ferroviária do Nordeste/CFN– privado e financiamento público); região Sudeste (adequação da linha férrea no perímetro urbano de Barra Mansa - RJ e construção de pátio; e construção do Contorno Ferroviário de Araraquara - SP); região Sul (construção do Contorno Ferroviário de São Francisco do Sul - SC; construção do Contorno Ferroviário de Joinville - SC; e ampliação da capacidade do Corredor Ferroviário do Oeste do Paraná); e região Centro-Oeste (construção da Ferrovia Norte – Sul: Anápolis (Porto Seco) – Uruaçu - GO; concessão e construção do Trecho da Ferronorte, Alto Araguaia – Rondonópolis - MT – privado, com financiamento do BNDES).

Para os aeroportos estão previstos R$ 3 bilhões (5,1%), sendo R$ 2 bilhões do Orçamento Geral da União e R$ 1 bilhão da Empresa Brasileira de Infra-Estrutura Aeroportuária (Infraero). As metas para o período 2007-2010 objetivam aumentar em 40,3 milhões de passageiros/ano a capacidade de vinte aeroportos brasileiros, e em 191 mil toneladas/ano a de quatro aeroportos. A distribuição regional deste investimento, em ordem decrescente, será: R$ 1,8 bilhão para a região Sudeste; R$ 601 milhões para a Sul; R$ 353 milhões para a região Centro-Oeste; R$ 151 milhões para a Nordeste; e R$ 95 milhões para a região Norte.

As principais obras em aeroportos em fase de conclusão são: região Norte (Macapá-AP – ampliação da capacidade para 700 mil pass./ano); região Nordeste (Fortaleza-CE – construção do terminal de cargas e da torre de controle; Natal-RN – construção do Aeroporto de São Gonçalo do Amarante; e João Pessoa-PB – ampliação da capacidade para 860 mil pass./ano); região Sudeste (Guarulhos-SP – implantação, adequação, ampliação e revitalização do sistema de pátios e pistas; Congonhas-SP – segunda etapa da reforma e modernização do terminal de passageiros e construção da torre de controle; Santos Dumont-RJ – ampliação da capacidade para 8,5 milhões de pass./ano; e Vitória-ES – ampliação da capacidade para 2,1 milhões de pass./ano); e região Centro-Oeste (Goiânia-GO – ampliação da capacidade para 2,1 milhões de pass./ano).

Novas obras estão previstas, tais como: região Nordeste (Parnaíba-PI – ampliação e reforço de pátio e pista; Recife-PE – construção de quatro pontes de embarque; e Salvador-BA – readequação do acesso ao aeroporto); região Sudeste (Vitória-ES – construção do novo terminal de cargas; Confins-MG – ampliação do estacionamento de veículos em mais setecentas vagas; Guarulhos-SP – ampliação da capacidade para mais 12 milhões de pass./ano; e Tom Jobim-RJ – recuperação e revitalização dos sistemas de pistas e terminal de cargas); região Sul (Curitiba-PR – ampliação da pista de pouso e ampliação do terminal de cargas em mais 5.000 m²; Florianópolis-SC – ampliação da capacidade para 2,7 milhões de pass./ano; e Porto Alegre-RS – implantação do novo complexo logístico do aeroporto e ampliação da pista de pouso e decolagem); e região Centro-Oeste (Cuiabá-MT – complementação da reforma do terminal de passageiros; e Brasília-DF – ampliação da capacidade para 11 milhões de pass./ano).

Para os portos estão previstos investimentos de R$ 2,7 bilhões (4,6% dos recursos de logística) para 12 terminais. As principais obras são: região Norte (ampliação do Porto de Vila do Conde-PA); região Nordeste (recuperação e ampliação dos Berços 101 e 102 do Porto de Itaqui-MA; construção do Berço 100 do Porto de Itaqui-MA; dragagem dos Berços 100 a 103 do Porto de Itaqui-MA; e melhorias no Terminal Salineiro de Areia Branca-RN); região Sudeste (dragagem de aprofundamento no canal de acesso, bacia de evolução e junto ao cais do Porto de Santos-SP; derrocagem junto ao canal de acesso ao Porto de Santos-SP; e contenção do cais do Porto de Vitória-ES); e região Sul (ampliação dos molhes e dragagem de aprofundamento do Porto de Rio Grande-RS; construção e recuperação de Berços do Porto de Paranaguá-PR; e construção e recuperação de Berços do Porto de São Francisco do Sul-SC).

Finalmente, para as hidrovias estão previstos R$ 735 milhões (1,2% dos recursos de logística), abrangendo 67 portos e uma eclusa. As principais obras são: região Norte (construção da Eclusa de Tucuruí-PA; e construção de terminais hidroviários na Amazônia-AM – PA); região Nordeste (dragagem e derrocagem na hidrovia do rio São Francisco (Pirapora-MG – Juazeiro-BA – Petrolina-PE)); e região Sul (dragagem e derrocagem na hidrovia do Paraná-Paraguai – MS – MT).

3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: EVOLUÇÃO RECENTE (DUAS DÉCADAS DE ESCASSEZ DE INVESTIMENTO) E PERSPECTIVAS

Não há dúvida de que o aspecto mais relevante dos investimentos a serem realizados pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) é a redução do risco de déficit[18] no abastecimento do mercado brasileiro. O custo do déficit brasileiro (inibição na demanda por racionamento), medido em porcentagem de redução de carga, apresenta: de 0% a 5% (R$ 841,2/MWh); de 5% a 10% (R$ 1.814,7/MWh); de 10% a 20% (R$ 3.792,1/MWh); e superior a 20% (R$ 4.309,3/MWh). Para

18. "Risco de déficit", o popular "apagão", é definido como a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o respectivo mercado de energia, em pelo menos um mês do ano, não importando a magnitude do déficit. Observe-se que este conceito acarreta um risco de déficit de 8,33% (1 mês em um ano: 1/12x100), o que implica afirmar que risco de déficit de 5% corresponde a aproximadamente 22 dias.

entender melhor este aspecto é importante fazer uma breve retrospectiva do comportamento do mercado de energia elétrica nos últimos anos.

De início, cabe registrar que a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica apresentou valores extremamente elevados na década de 1980 (3,8 em média). Porém, desde meados desta década, especialistas do setor elétrico brasileiro chamam a atenção para o risco de desabastecimento do mercado nacional decorrente da forte redução dos investimentos na ampliação do sistema. Os financiamentos setoriais oriundos de instituições financeiras internacionais, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e o Banco Mundial (Bird), deixaram de acontecer a partir da segunda metade da década de 1980. De fato existiam recomendações anteriores destas instituições a respeito da necessidade de privatização do setor como forma de alavancar recursos privados, que seriam, em tese, aplicados com mais eficiência. Com a crise fiscal do governo federal, os recursos para investimento na ampliação do setor elétrico ficaram aquém das necessidades. A situação não se tornou tão grave por uma conjugação de baixas taxas de crescimento da economia com situações hidrológicas favoráveis.

A média da elasticidade-renda do consumo caiu para 1,7 na década de 1990, por conta de mudanças estruturais no perfil do mercado consumidor, destacadamente no que se refere ao setor industrial, em virtude da reduzida taxa de crescimento do produto industrial, da modernização tecnológica, do uso mais eficiente do insumo eletricidade, e da menor participação das indústrias eletrointensivas, que não apresentaram expansões significativas.

A abertura econômica iniciada nos anos 1990 e aprofundada a partir da implantação do Plano Real impôs um complexo ajustamento do setor industrial brasileiro. Por um lado, verificou-se o fechamento de firmas que não conseguiram sobreviver à forte concorrência internacional. Por outro, constatou-se que parte significativa do setor industrial brasileiro passou por uma fase de modernização dos processos produtivos, na busca de maior eficiência e produtividade, com crescente terceirização, visando adaptar-se ao novo cenário de competição no mercado globalizado. Estes fatos refletiram-se no perfil de evolução do mercado de energia elétrica, que registrou baixo crescimento na classe industrial e elevado crescimento na classe comercial, em função da expansão e da modernização dos setores de comércio e serviços.

> Entre 1990 e 1995 o mercado de energia elétrica (incluindo autoprodutores) cresceu 4,0% ao ano, contra uma variação do PIB de 3,1% no mesmo período. A elasticidade resultante foi 1,3. No período 1995-2000 a elasticidade foi superior, atingindo 2,0, em função do crescimento de 4,7% ao ano do consumo total de energia elétrica e de 2,3% do PIB (EPE, 2005, p. 259).

Esse elevado crescimento do consumo de eletricidade na segunda metade da década passada deveu-se aos efeitos do Plano Real: estabilização da moeda e controle do processo inflacionário que viabilizaram, nos seus primeiros anos, uma melhoria do nível de renda da população. Os efeitos positivos do Plano Real no mercado de energia elétrica foram sentidos até o ano de 1998, com exceção da classe de consumidores industriais que, nesse ano, já apresentava crescimento baixo. Em resumo, a taxa de crescimento médio do consumo de energia elétrica na década de 1990 foi de 5,7% ao ano para classe residencial, 2,8% ao ano para consumo industrial, e de 7,2% ao ano na classe comercial.

Em recente artigo, os ministros Sérgio Rezende (Ciência e Tecnologia) e Nelson Hubner (Minas e Energia) afirmam que

> o quadro mudou na segunda metade da década de 90, quando o governo decidiu reestruturar[19] o setor tendo como metas principais declaradas trazer investimentos privados, reduzir as tarifas e melhorar os serviços. Contudo, em vez de atrair recursos, optou-se pela privatização do setor com a venda de ativos. Porém, um dos maiores erros do processo foi a extinção do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema – GCPS da Eletrobras. As conseqüências dessas ações são conhecidas, com destaque para a crise de energia de 2001, resultado direto da falta de planejamento e de investimentos na expansão do sistema (VALOR ECONÔMICO, A12, 16 ago. 2007).

A política de reforma e privatização setorial teve início com a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, chamada "Lei das Concessões", que, além de criar condições para maior participação de capitais privados, introduziu a competição na construção de novos projetos mediante regulamentação do regime de licitação das concessões, outorgadas, até então, somente às concessionárias estaduais e federais. Teve prosseguimento com a aprovação do Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995, que incluiu o Sistema Eletrobras no Programa Nacional de Desestatização (PND) e orientou as privatizações nos segmentos de geração e distribuição. Foi reforçada ainda pela Lei nº 9.074, de 07 de setembro de 1995, que estabeleceu as bases legais para que os grandes consumidores possam comprar energia livremente. O Decreto nº 2.003/1996 regulamentou a figura do produtor independente, peça-chave no novo sistema, além de autorizar a venda da produção excedente do autoprodutor.

Concomitantemente, iniciou-se, também em 1995, a elaboração, por parte de algumas Unidades da Federação, dos Programas Estaduais de Desestatização (PEDs), nos quais, em grande medida, se incluíram os ativos de suas concessionárias de energia elétrica. É importante observar que, embora os estados detivessem 79% da propriedade dos ativos do segmento de distribuição, a situação de endividamento crônico generalizado permitiu ao governo federal impor uma política de privatização das empresas elétricas estaduais, no curso da renegociação de suas dívidas.

A crescente necessidade de investimentos em linhas de transmissão, evidenciada com o blecaute ocorrido em 11 de março de 1999, levou à revisão do modelo concebido, antecipando a privatização do segmento por meio de decreto publicado em 23 de agosto do mesmo ano. Incluiu-se no PND ativos da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional nos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Bahia, São Paulo,

---

19. A reestruturação do setor elétrico brasileiro, ao longo da segunda metade dos anos 1990, introduziu a figura dos agentes comercializadores de eletricidade, constituídos por empresas credenciadas para comprar e vender energia elétrica livremente no mercado. Também foram criadas três novas entidades: *i*) Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que é o órgão regulador e fiscalizador de todas as relações no setor, e iniciou suas atividades em dezembro de 1998; *ii*) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que controla de forma integrada toda a operação do sistema elétrico, e vem funcionando desde agosto de 1998; e *iii*) Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Asmae), que opera o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), onde são livremente comercializados os excedentes de energia, atuando, com muitas restrições, a partir de setembro de 2000. Durante os anos de 2003 e 2004, o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848, de março de 2004. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma segunda instituição, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, e uma outra instituição para dar continuidade às atividades do MAE relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado, a Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE). Deve-se citar ainda a definição do poder concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS.

Minas Gerais, Santa Catarina, Goiás e Distrito Federal, os quais devem ser explorados mediante contrato de concessão a ser celebrado entre os vencedores dos processos licitatórios. Adicionalmente, os novos projetos de expansão passaram a ser licitados para a construção e a exploração por parte da iniciativa privada. Vence o processo licitatório o grupo ou a empresa que oferece a menor tarifa de uso das linhas de transmissão aos agentes do mercado.

O processo de privatização do segmento de geração sofreu três reveses que atrasaram sobremaneira a agenda preestabelecida. A demora na definição das regras para a operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), que só foi concluída em fevereiro de 2000, deixou o mercado inseguro por falta de regras claras para o funcionamento do novo modelo setorial. Ademais, a crise cambial de janeiro de 1999 e as mudanças macroeconômicas que se seguiram reduziram a atratividade dos leilões para os investidores estrangeiros.

Embora esses investidores tenham sido beneficiados pela redução do volume de capitais em dólares a ser investido no país, obtendo ganho de entrada considerável, a expectativa desfavorável da economia tornava a rentabilidade futura incerta. O atraso no cronograma permitiu que se esperasse por condições mais propícias – a estabilização econômica – para tornar a privatização das geradoras mais atrativas. Há de se fazer menção que a crise envolvendo os sócios privados na direção da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) trouxe mais insegurança aos investidores estrangeiros com relação ao Brasil. As dificuldades só foram contornadas com a decisão do BNDES de estender os financiamentos aos leilões também a grupos formados por capital estrangeiro, a partir de outubro de 1999.

No início de 1995, o estado-das-artes das obras de geração era extremamente crítica. O levantamento realizado mostrou que havia 56 obras paralisadas em todo o país. Destas, 33 tiveram suas licenças cassadas, pois os investimentos sequer foram iniciados. A situação das 23 obras restantes, perfazendo 10 mil MW, foi renegociada, buscando o engajamento do capital privado. Importantes parcerias com a livre iniciativa foram definidas para investimento nas usinas geradoras. Destaque-se que 14 destas obras entraram em operação até 2001, com mais de 60% dos recursos investidos advindos das parcerias com a iniciativa privada.

Até o ano 2000, as empresas de distribuição vinham explorando os serviços em regime de monopólio, com segmentação espacial do mercado. A competição no segmento de distribuição foi sendo implantada de forma gradativa, por meio da concessão, pela Aneel, de liberdade de acesso aos agentes de mercado. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora teve o direito de conectar-se à rede de distribuição, sendo a empresa obrigada a prestar o serviço, independentemente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora. Assim, empresas com demanda instalada maior ou igual a 10 MW, ou novos consumidores a partir de três MW, e atendimento de tensão de no mínimo 69 KV, foram considerados consumidores livres, ou seja, legalmente autorizados a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhes oferecer melhores condições.

No entanto, no período 2000-2005, o consumo total de energia elétrica apresentou crescimento médio abaixo do histórico, tendo ocorrido em 2001 uma redução da ordem de 7%, por conta dos efeitos do racionamento. Paralelamente, a economia brasileira apresentou crescimento extremamente baixo na média do

período, pouco acima de 2%. A redução do consumo, como conseqüência do racionamento, fez com que a elasticidade no período fosse reduzida para 1,02.

O ano de 2001 ficou marcado pela grave crise de abastecimento do mercado consumidor de energia elétrica. Foram afetadas todas as categorias de consumidores: industrial, comercial, residencial e pública. O mercado consumidor de energia elétrica deparou-se com a realidade do racionamento, conseqüência de um regime de chuvas adverso e do insuficiente volume de recursos aplicado no aumento da capacidade de geração e transmissão instalada, ao longo de toda a década passada, para acompanhar o crescimento da demanda. Portanto, houve sério desequilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade, que, potencializado pelo baixo volume de chuvas, teve repercussões negativas sobre o nível de atividade econômica, com reflexos depressivos sobre a produção industrial e o volume de vendas do comércio. As projeções iniciais de crescimento do PIB, para 2001, variando de 4,5% a 5%, foram reduzidas para 1,3%. A redução do volume de emprego, diante deste quadro, tornou-se inevitável.[20]

Constatada, tardiamente, a gravidade da crise de abastecimento de energia elétrica, as medidas de resultados imediatos foram as de controle da demanda. Nesse sentido, passou a vigorar a partir de junho a obrigatoriedade de redução do consumo, bastante conhecida no dia-a-dia de todos: redução de consumo de 35% para os órgãos públicos, 20% para os consumidores residenciais e comerciais e 15% a 25% para as indústrias, de acordo com seu segmento, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, elaborou-se um "Plano B", que consistia de um feriado semanal, caso os níveis dos reservatórios ficassem abaixo de um ponto crítico. O "Plano B" foi efetivamente colocado em prática na região Nordeste, nos meses de outubro (dia 22) e novembro (dias 16 e 26). Os resultados obtidos com as metas de redução foram bastante satisfatórios, o que afastou a implantação de medidas ainda mais drásticas, como os "apagões".

Grande parte do esforço do governo foi concentrada na viabilização dos projetos de construção de usinas termelétricas, principal item de investimento para garantir o suprimento do mercado. A alternativa de geração de eletricidade de fonte térmica, principalmente o gás natural e o bagaço da cana-de-açúcar, apresenta maior vantagem por conta da necessidade de menores volumes de recursos financeiros e do prazo mais curto de maturação do investimento. O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), lançado em fevereiro de 2000 e que previa a construção de 49 usinas totalizando 15 mil MW, estava encontrando sérias restrições para deslanchar. O setor privado estava apresentando uma série de exigências para aderir ao programa, tais como maior transparência nos preços do gás natural praticados pela Petrobras, acessibilidade aos dutos de transporte, redução da demora na aprovação da licença ambiental e, principalmente, a garantia de compra e proteção contra o "risco cambial". Após um ano e meio de difíceis negociações com o setor privado e diante da grave crise de abastecimento, o governo atendeu às demandas dos investidores para que o PPT pudesse finalmente sair do papel.

Para atrair os investimentos privados aos projetos de usinas térmicas, o governo garantiu facilidades aos interessados. Dessa forma, os projetos inscritos no PPT contaram com vantagens tais como garantia de fornecimento do gás natural por

20. Para maiores detalhes da análise da crise energética em 2001, ver Campos Neto (2002).

período de vinte anos, contrato de compra da energia gerada por igual período, acesso, por meio do BNDES, ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, e, principalmente, proteção contra variações cambiais pelo prazo de 12 meses. Na prática, o "risco cambial" foi transferido para a Petrobras. Assim, o preço do gás para geração térmica ficou mantido por 12 meses. A partir daí, sofreu correção com base em 76% pela inflação americana e 24% pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Nos 12 meses em que o preço permaneceu sem alteração, a Petrobras arcou com a diferença entre o preço em dólar, pago à exportadora do gás, e o preço em reais, pago pela geradora de energia elétrica. Este benefício foi exclusivo para as térmicas que entrassem em operação até 30 de junho de 2003. Ainda assim, os investimentos privados vieram em reduzido percentual.

Mais uma alternativa que o governo lançou mão para ajudar a amenizar a crise de abastecimento de energia elétrica foi reforçar o orçamento de investimento das empresas estatais. Há que se mencionar que a Petrobras já havia sido acionada, transformando-se no principal instrumento do governo para alavancar os investimentos. Dessa maneira, a estatal entrou como sócia nos projetos, encomendou e pagou turbinas junto aos fabricantes, investiu recursos financeiros nas obras e ficou com o ônus de vender a energia produzida. A Petrobras assumiu participação em 29 termelétricas, segundo a Gazeta Mercantil de 07 de janeiro de 2002, sendo que, no caso de quatro delas, contribuiu apenas como fornecedora de gás natural. Com o agravamento da situação do abastecimento, a estatal buscou antecipar, de 2003 para 2001 e início de 2002, o cronograma de implantação de dez usinas térmicas a gás, com um acréscimo de 1.527 MW. Em março de 2001, a Aneel autorizou a Petrobras a deter até 100% do capital dos projetos termelétricos, pois, até então, ela só podia participar dos empreendimentos como sócia minoritária. Outra estratégia adotada pela companhia para acelerar os investimentos foi a ampliação de usinas já em operação ou construção, conseguindo pular etapas como a de licenciamento ambiental.

O objetivo foi fazer com que as empresas estatais do setor elétrico tivessem mais recursos financeiros disponíveis em caixa para levar à frente um amplo programa de obras. Ao contrário da prática aplicada nos últimos anos, por pressão da área econômica, o Sistema Eletrobras – que inclui Furnas, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte) – foi liberado para novos investimentos, para os quais o governo encaminhou solicitação de crédito adicional extraordinário de R$ 1,1 bilhão, ainda para 2001. Assim, em junho, a Eletrobras solicitou suplementação orçamentária de aproximadamente US$ 300 milhões, que foram aplicados em obras de transmissão e em uma nova turbina para a UHE Tucuruí, no Pará. Em agosto, foi editada medida provisória que autorizou o Tesouro Nacional a comprar, trocar ou vender créditos que essas empresas têm a receber. A permissão visava assegurar-lhes liquidez para realizarem os investimentos necessários ao aumento da oferta de energia no país. Os créditos puderam ser adquiridos pelo Tesouro em dinheiro ou títulos. Por sua vez, o Conselho Monetário Nacional (CMN) aprovou permissão, em setembro, para a Eletrobras captar recursos no exterior para novos investimentos. Até então, a empresa só podia fazer captações para pagamentos de amortizações de dívidas. Mais adiante, em outubro, o CMN autorizou empréstimo de cerca de US$ 425 milhões do BNDES para a Eletrobras. O que chama atenção, de acordo com o anteriormente exposto, é a difícil situação financeira das empresas estatais que impediam que os investimentos

ocorressem no setor elétrico. Diante da crise de abastecimento, é exatamente na capacidade financeira das empresas estatais (Petrobras e Sistema Eletrobras) que veio a resposta mais eficaz no encaminhamento das soluções do grande problema.

Para facilitar a administração da crise de abastecimento do setor elétrico, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) criou, em 30 de agosto de 2001, por meio da Medida Provisória nº 2.209, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE). Esta última teve como objetivo a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos para aumentar a capacidade de geração em curto prazo, com o objetivo de equilibrar a oferta e a demanda de energia. A empresa teve a função, também, de vender a produção das usinas termelétricas emergenciais, até mesmo em barcaças. A CBEE começou a operar em novembro, quando assinou os contratos com usinas emergenciais que fornecerão 1 mil MW à região Nordeste. A mesma Medida Provisória determinou que a comercializadora fosse extinta no dia 30 de junho de 2006.

Fato relevante que tem provocado atrasos sistemáticos e prolongados ao andamento das obras não só do setor elétrico, mas também dos setores de petróleo, gás e transportes, é a enorme dificuldade para a obtenção do licenciamento ambiental. Várias medidas têm sido tomadas nos últimos anos no sentido de se dar mais agilidade aos processos de licenciamento ambiental, embora sem sucesso até o momento.

A questão central que afeta o setor elétrico, e que a crise de abastecimento fez transparecer, é a estagnação da implantação do novo modelo desenhado. Os sinais foram evidentes: o vácuo regulatório inibiu os investimentos por parte da iniciativa privada; as privatizações não aconteceram; a reforma na direção de um mercado aberto e competitivo caminhou a passos lentos; e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) não conseguiu operar de fato. Isto significou que o setor elétrico permanecesse com indefinições em pontos estratégicos. Com tantas incertezas no campo regulatório, não houve como atrair investidores privados, o que suscitou a idéia da retomada dos investimentos governamentais.

Deve-se recordar também que foram tomadas medidas no sentido de compensar as geradoras e as distribuidoras de energia elétrica pela perda de receita com o racionamento. Dessa forma, as empresas do setor elétrico acertaram com o governo: as distribuidoras recuperaram cerca de US$ 2,3 bilhões com prejuízos decorrentes do racionamento, sendo que aproximadamente US$ 1,6 bilhão correspondeu à redução de receita provocada pela economia de energia por parte dos consumidores, e cerca de US$ 700 milhões foram relativos ao aumento dos custos não gerenciáveis; e as geradoras, por sua vez, compensaram perdas de cerca de US$ 1,3 bilhão provocadas pela crise de energia. O BNDES concedeu financiamento às empresas elétricas no valor de 90% do montante de perdas com o racionamento de energia elétrica. As empresas puderam pagar o empréstimo via aumento das tarifas cobradas dos consumidores.

Do que já foi aqui colocado a respeito da crise do setor elétrico que prejudicou fortemente a atividade econômica, assim como sobre as medidas acionadas para enfrentá-la, sobressai a observação de que estas contaram com um conjunto de fatores que permitiram uma significativa melhoria das condições de abastecimento do mercado, ao final do ano de 2001. Um primeiro fator positivo foi a surpreendente adesão popular às regras do racionamento, que trouxe resultados imediatos de redução de consumo. Todas as categorias de consumo (industrial, comercial, residencial e pública) ajustaram-se às novas condições impostas pela crise de oferta,

com destaque para os consumidores residenciais, que responderam prontamente, demonstrando forte mobilização social diante da difícil situação que o país enfrentou.

Outro fator que influenciou decisivamente na melhoria das condições de oferta de energia elétrica foi a situação hidrológica extremamente favorável no período chuvoso das regiões afetadas (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste). Este foi o elemento de curto prazo que permitiu o abrandamento da situação de racionamento a partir de dezembro de 2001, com seu término a partir de março de 2002.

Deve-se mencionar ainda que, em março de 2004, o governo federal, por meio da Lei nº 10.848, promoveu alterações significativas no marco regulatório do setor elétrico, destacadamente no que respeita à comercialização de energia elétrica em ambiente regulado ou livre. É evidente que mudanças fortes no marco regulatório provocam instabilidade na confiança dos investidores e dos financiadores, os quais requerem tempo para a assimilação das novas regras.

Para o período de 2007 a 2011, o Ministério de Minas e Energia (MME) trabalha com uma trajetória de referência, que resulta em uma taxa média de 5,2% ao ano de crescimento do consumo de energia elétrica, e de 4,2% ao ano para o PIB. Estas hipóteses estabelecidas resultam em uma elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica de 1,23 no período. Utilizando a previsão de crescimento da oferta estimada pela Aneel, foi possível gerar o cenário 1 (tabela 4), que apresenta um balanço do crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica até 2011. A hipótese simplificadora subjacente a este cenário é a de que a atual capacidade de geração instalada é de 100 mil MW.

TABELA 4

Brasil: balanço da oferta e da demanda de energia elétrica (2007-2011)

Ano	Elasticidade [A]	Cresc. PIB (%) [B]	Cresc. oferta[1] (mil MW) [C]	Cresc. demanda (mil MW) [D]	Déficit no ano (mil MW) [E] = [D – C]	Déficit acumulado (mil MW) [F]
2007	1,23	4,2	4,3	5,2	0,9	0,9
2008	1,23	4,2	3,2	5,2	2,0	2,9
2009	1,23	4,2	1,7	5,2	3,5	6,4
2010	1,23	4,2	2,3	5,2	2,9	9,3
2011	1,23	4,2	1,0	5,2	4,2	13,5
Total	**–**	**–**	**12,5**	**26,0**	**–**	**–**

Fonte: [A, B e D]: MME/EPE; e [C]: Aneel.
Elaboração Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.

Obs.: Não foram considerados os projetos classificados como "graves restrições para entrada em operação" (630,0 MW, em 2009, e 110,0 MW, em 2010). A Aneel não inclui as usinas de Jirau e Santo Antônio nessas previsões.

Este cenário 1, utilizando dados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015/MME, mostra que o país vai chegar em 2011 com uma diferença a menos de 13,5 mil MW entre o crescimento da oferta e o crescimento da demanda. Tal cenário indica dificuldades crescentes de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos. As chuvas que encheram todos os grandes reservatórios, a ponto de ter que verter água em suas barragens, garantem o suprimento do país até 2008. O próprio governo admite que, se os projetos[21] de gasodutos e as duas plantas de conversão de gás natural liquefeito (GNL) importado não amadurecerem a tempo, são grandes as incertezas para o biênio 2009 e 2010, caso as chuvas venham abaixo da média (VALOR ECONÔMICO, A18, 14 mar. 2007).

21. Estão previstos no PAC, mas não se encontram em implantação.

Estudo divulgado pelo Instituto Acende Brasil, entidade criada em 2006 pela Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica, mostra que em 2009 o risco de racionamento no Sudeste, principal região consumidora do país, subirá para 5%, limite máximo aceitável pela Aneel e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).[22] Para o Brasil, em 2010, este indicador aumentará para 8%, e chegará a 14% em 2011, quase o triplo do risco máximo recomendado (VALOR ECONÔMICO, A2, 17 abr. 2007 e B7, 13 a 15 abr. 2007). Os dados oficiais gerados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) são mais conservadores: risco de déficit de 4,5% em 2010 e de 10% em 2011 – o dobro do que o mercado de energia aceita como limite.

Portanto, o quadro de oferta futura de energia elétrica, aliado às projeções de crescimento da demanda de 5,2% ao ano até 2011, aponta a fragilidade de garantia da oferta do insumo. Para agravar a situação, além da baixa agregação de usinas hídricas, o parque térmico a gás natural está pouco operante por falta do combustível. A Petrobras assumiu encargos de oferta de gás superiores à sua real condição de abastecimento da atual demanda pelo insumo. O governo está ultimando um plano de hierarquização de prioridades no abastecimento do gás: geração térmica de energia em primeiro lugar, seguida de abastecimento industrial, e, por último, abastecimento veicular (gás natural veicular – GNV). Segundo o jornal Valor Econômico, a estatal não forneceu gás suficiente para a geração de pelo menos três usinas (Fafen, Termobahia e Norte Fluminense) quando elas foram acionadas pelo ONS. Sem matéria-prima para produzir, as térmicas não agregaram ao sistema interligado a quantidade de energia prevista tanto em junho quanto em julho (VALOR ECONÔMICO, A3, 01 ago. 2007).

O problema começou no fim do ano de 2006, quando a Aneel verificou que não havia gás suficiente para abastecer todas as usinas e retirou 3,6 mil MW do cálculo de energia disponível no sistema elétrico. Para reduzir os riscos de racionamento, Aneel e Petrobras fecharam um acordo em maio último pelo qual a estatal se comprometia a recuperar a oferta da matéria-prima até 2011.

A alternativa possível para amenizar as dificuldades de abastecimento do mercado em anos vindouros será a entrada de usinas termelétricas movidas a óleo combustível, óleo diesel ou a carvão mineral, com custos operacionais mais elevados e mais poluentes. De fato, o governo admitiu que a nova oferta de energia poderá vir de usinas térmicas a óleo combustível – mais caras e mais poluentes (VALOR ECONÔMICO, A5, 02 ago. 2007). No último leilão do governo federal de energia nova A-3 – para entrada em operação em 2010 – foram comercializados projetos, totalizando 1,7 mil MW, apenas de energia térmica a óleo combustível. Não houve participação de projetos a gás natural, biomassa e hidrelétricas (VALOR ECONÔMICO, B8, 27, 28 e 29 jul. 2007).

O governo admitiu ainda que o atual volume dos reservatórios afasta qualquer possibilidade de desabastecimento do mercado em 2008. Daí para frente é importante prever o regime hidrológico. Portanto, o abastecimento a partir de 2009 depende do volume das chuvas. Segundo o governo, para afastar completamente o risco de racionamento é necessário cumprir rigorosamente duas premissas: *i*) não haverá

22. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, por meio da Resolução nº 1, de 18 de novembro de 2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem aplicar o seguinte critério de garantia: "O risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõem".

atraso na entrada em operação de 12,3 mil MW entre 2007 e 2010 – oriundos de usinas como Estreito, Simplício, Serra do Facão, Foz do Chapecó, Mauá e Dardanelos; e *ii*) o cumprimento à risca do cronograma de expansão da oferta de gás, sob a responsabilidade da Petrobras.

Outra questão preocupante é que, ao longo da década passada e desta, o governo não conseguiu dar agilidade à elaboração de estudos e inventários que dessem origem a novos projetos de investimento, principalmente hidrelétrico, em regiões com potencial pouco explorado como a Norte e a Centro-Oeste. Por isso é fundamental a aplicação de recursos para a formação de uma nova carteira de projetos hidrelétricos.

Deve-se destacar que, sem licitações de grandes empreendimentos hidrelétricos e com incertezas em relação ao abastecimento do mercado de gás natural, o preço do MWh no mercado livre de energia está em alta. Contratos de fornecimento de energia iniciados em janeiro de 2005 pagaram entre R$ 50 e R$ 60 por MWh. Em janeiro de 2006, os preços variaram de R$ 60 a R$ 75. Contratos fechados em janeiro de 2007 já estavam pagando entre R$ 80 e R$ 90, e quem fechar um contrato de longo prazo, para vigorar a partir de 2008, pagará entre R$ 110 a R$ 130 o MWh. O mercado livre de energia é muito influenciado pelas previsões de investimento. Se o governo conseguir colocar em licitação grandes projetos, como as hidrelétricas do Complexo do Rio Madeira, os preços tenderão a cair (VALOR ECONÔMICO, A1, 03 maio 2007).

4 O PAC COMO INSTRUMENTO DE CRESCIMENTO DO SETOR ELÉTRICO

No PAC estão previstos investimentos de R$ 78,4 bilhões[23] para o setor elétrico, sendo R$ 65,9 bilhões para geração e R$ 12,5 bilhões para transmissão. As metas de geração visam aumentar a capacidade, até 2010, em 12.386 MW, e os principais projetos, que totalizam 5.617 MW (45,3% da meta de geração) e que estarão em operação até 2010, são: na região Norte, UHE Estreito, localizada no rio Tocantins e com capacidade instala de 1.087 MW; na região Sudeste, 2 UHEs – Baú I e Barra do Braúna –, 4 PCHs e 7 UTEs, com capacidade total de 1.903 MW; e na região Sul, 6 UHEs e 2 UTEs, com capacidade total de 2.627 MW.

Para transmissão estão previstos R$ 12,5 bilhões até 2010, e a meta física corresponde à construção de 13.826 km de linha, assim distribuídos por região: Norte, com investimento de R$ 5,4 bilhões para 4.721 km; Nordeste, com investimento de R$ 1,5 bilhão para 2.276 km; Sudeste, investimento de R$ 2,7 bilhões para 2.900 km; Sul, R$ 1,1 bilhão para 2.078 km; e Centro-Oeste, com R$ 1,8 bilhão para 1.851 km. Como pode ser observado, o grande investimento em linha de transmissão está direcionado para a região Norte. Esta região detém 43,2% do investimento total e 34,1% da quantidade de km a ser construída.

Alguns instrumentos foram criados para viabilizar o financiamento em geração e transmissão, tais como: *i*) aumentar o prazo limite de 14 para 20 anos; *ii*) financiamento mínimo de 70% do investimento; *iii*) redução do índice de cobertura da dívida de 1,3

23. Cifra que coresponde a 15,5% do total dos recursos do programa e a 28,5% dos investimentos em infra-estrutura energética.

para 1,2; *iv*) aumento da carência de 6 para 12 meses, de acordo com a necessidade do projeto; e *v*) isonomia entre autoprodutores e produtores independentes.

As linhas de financiamento do BNDES[24] têm por meta estimular investimentos no setor de energia elétrica e contam com condições mais atraentes. Como parte do PAC, o BNDES aprovou, em 25 de janeiro de 2007, redução da taxa de juros para os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, produção e distribuição de gás, ferrovias, portos, aeroportos, rodovias, saneamento e transportes urbanos.

Com essa iniciativa, as taxas de juros serão, em média, 60% inferiores às de 2005. Trata-se da segunda queda de juros realizada pelo BNDES nos dois últimos anos – a primeira delas no início de 2006 – com o objetivo de estimular os investimentos na economia brasileira. A taxa de juros total dos empréstimos do BNDES é composta por Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) mais remuneração básica, conforme ilustra a tabela 5, mais a taxa de risco de crédito, de até 1,8% ao ano, conforme o risco do beneficiário.

TABELA 5

Remuneração básica do BNDES para projetos de energia

(Em %)

Área	2005	2006	2007	Variação (2007/2005)
1. Geração hídrica e termelétrica	2,5	1,5	1,0	-60
1. Geração hídrica estruturante (+ de 2.000 MW médios)	2,5	1,5	0,5	-80
1. Geração PCH, co-geração a gás e bioeletricidade	2,5	1,5	1,0	-60
2. Transmissão	2,5	2,0	1,5	-40
3. Distribuição	3,0	3,0	2,0	-33

Fonte e elaboração: BNDES.

Em particular, para projetos estruturantes[25] de geração (usinas hidrelétricas com potência superior a 2 mil MW médios), o BNDES tomou medidas adicionais para assegurar oferta de energia que dê suporte ao crescimento econômico e à modicidade tarifária:

i) Redução da remuneração básica de 1,5% ao ano para apenas 0,5% ao ano (queda de 80%), que minimiza o efeito do custo de financiamento sobre as tarifas;

ii) Aumento do prazo total de amortização de financiamento de 14 anos para acima de 20 anos nos projetos de UHEs acima de 1 mil MW; é o prazo mais longo já praticado para o financiamento de uma obra de geração de energia no Brasil, superando os 20 anos concedidos no financiamento de Itaipu (1978-1998); o prazo de amortização para projetos abaixo de 1 mil MW passa de 14 para 16 anos; e

iii) Financiamento na modalidade *project finance*, que dispensa garantias corporativas dos empreendedores ao financiamento, isto é, os financiamentos terão como suporte os contratos de venda de energia e seguros mitigadores de risco que visam assegurar a conclusão da obra. Esta modalidade permitirá aos grupos privados empreenderem obras sem onerar seus balanços com dívidas financeiras.

24.Somente o BNDES terá uma participação de 31,8% dos investimentos do PAC, com aproximadamente R$ 160,1 bilhões.

25.Entende-se por projeto estruturante aquele capaz de gerar impacto no desenvolvimento de determinada área ou região, ao criar condições econômicas para atração de outros projetos e operações multissetoriais e integradas decorrentes de ações de articulação institucional.

Para todos os projetos de geração hídrica, a participação máxima do BNDES no total do investimento foi ampliada de 80% para 85%. Em conjunto, as medidas ampliam o universo de potenciais interessados em projetos de infra-estrutura, permitem redução nas tarifas dos novos projetos de energia em relação às condições vigentes em 2005, e buscam estimular investimentos em projetos de grande porte.

São as seguintes as condições especiais aplicáveis ao setor de energia elétrica: o prazo de carência é de até seis meses após a entrada do projeto em operação comercial; para as operações realizadas com Sociedades de Propósito Específico (SPEs), os juros serão capitalizados durante o período de carência, e, para as demais beneficiárias, os juros serão exigíveis ao longo do período. Os prazos máximos de amortização são definidos conforme a tabela 6.

TABELA 6

Prazos máximos de amortização para financiamento em energia

Área	Prazo máximo (anos)
1. UHEs com capacidade instalada igual ou superior a 1.000 MW	20
1. UHEs com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW	16
1. Pequenas centrais hidrelétricas	14
1. Eólica	14
1. Termoelétrica, co-geração a gás e bioeletricidade	12
2. Transmissão	12
3. Distribuição	6

Fonte e elaboração: BNDES.

São obrigações da beneficiária: o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), durante todo o período de amortização, deverá ser igual ou superior a 1,3, a ser comprovado anualmente. Para os projetos de geração hídrica na modalidade *project finance*, o ICSD mínimo poderá ser de 1,2, desde que o projeto apresente Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 8% ao ano.

O capital próprio dos acionistas deverá ser de, no mínimo, 30% do investimento total e de, no mínimo, 20% no caso de operações realizadas na modalidade *project finance*, excluindo-se, para efeito deste cálculo, eventuais participações societárias da BNDES Participações S/A (BNDESPAR). Nas operações de *project finance*, a exposição do BNDES poderá ser de, no máximo, 70% do ativo total projetado da beneficiária. No caso de projetos de geração hídrica este limite poderá ser de, no máximo, 75%.

Somente em 2007 estão previstos investimentos de R$ 15,8 bilhões – dos R$ 74,8 bilhões para o período 2007-2010 – , sendo R$ 11,5 bilhões em geração e R$ 4,3 bilhões em transmissão. Como o PAC não apresenta a previsão de crescimento da geração para 2007, adotou-se o crescimento previsto pela Aneel, que implica agregar 4,3 mil MW ao sistema de geração. Contudo, esta suposição não altera o resultado final, uma vez que o crescimento da geração previsto no programa para o período 2007-2010 permaneceu inalterado em 12.386 MW.

Para o ano de 2008 está prevista a entrada de 2 mil MW de geração (tabela 7). Destes, 1,3 mil MW são projetos nacionais (localizados em mais de uma região). Quanto aos projetos regionais, o destaque é a UTE Vale do Açu, localizada na região Nordeste, com capacidade instalada de 340 MW.

TABELA 7

PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2008

Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE Rondon II	Norte	73,5
2. UTE Vale do Açu	Nordeste	340,0
3. UTE Cubatão	Sudeste	250,0
4. UTE Ampliação Três Lagoas	Centro-Oeste	110,0
5. Outros[1]	Nacional	1.265,5
Total	**–**	**2.049,0**

Fonte: PAC.
Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.
Nota: [1]Projetos diversos que estão localizados em mais de uma região.

No ano de 2009, essa entrada em operação de geração está prevista para ser de 2,5 mil MW, e mais uma vez os projetos nacionais são os destaques, com 1,4 mil MW, conforme tabela 8. Já os regionais têm o projeto UTE Candiota III como destaque, localizado na região Sul, com capacidade instalada de 350 MW. Nesse ano observa-se que, exceto os projetos nacionais, todos os demais são de usinas termelétricas e com baixa capacidade de geração.

TABELA 8

PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2009

Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE São Salvador	Norte	243
2. UTE Camaçari Polo de Apoio	Nordeste	148
3. UTE Camaçari – Muricy I	Nordeste	148
4. UHE Baguari	Sudeste	140
5. UHE Retiro Baixo	Sudeste	82
6. UTE Candiota III	Sul	350
7. Outros[1]	Nacional	1.432
Total	**–**	**2.543**

Fonte: PAC.
Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.
Nota: [1]Projetos diversos que estão localizados em mais de uma região.

Finalmente, em 2010, último ano do período do PAC, estão previstos 3,5 mil MW, com dois destaques: UHE Estreito, localizada na região Norte (Rio Tocantins, divisa de Tocantins com Maranhão), com 1,1 mil MW de capacidade instalada; e UHE Foz do Chapecó, região Sul, com 855 MW (tabela 9). Nesse ano, a maioria dos projetos é de usinas hidrelétricas, com capacidade de geração abaixo de 400 MW.

TABELA 9

PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2010

Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE Estreito	Norte	1.087
2. UHE Simplício	Sudeste	306
3. UHE Foz do Chapecó	Sul	855
4. UHE Mauá	Sul	361
5. UHE Dardanelos	Centro-Oeste	261
6. UHE Serra do Facão	Centro-Oeste	213
7. Outros[1]	Nacional	421
Total	**–**	**3.504**

Fonte: PAC.
Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.
Nota: [1]Projetos diversos que estão localizados em mais de uma região.

Dado que a meta de geração do PAC, no período 2007-2010, é de 12.386 MW, e que todos os investimentos do setor elétrico estão inseridos neste programa, pode-se observar que esses investimentos não serão suficientes para atender a um crescimento da demanda em torno de 6,5% ao ano no período. Tal crescimento está baseado em

uma elasticidade-renda do consumo de 1,3 e crescimento do PIB de 5% ao ano. Exclusivamente com base nos dados constantes do PAC, foi possível gerar o cenário 2 (tabela 10).

TABELA 10

PAC: balanço da oferta e da demanda de energia elétrica (2007-2010)

Ano	Elasticidade	Cresc. PIB (%)	Cresc. oferta (mil MW)	Cresc. demanda (mil MW)	Déficit no ano (mil MW)	Déficit acumulado (mil MW)
2007	1,3	4,8[1]	4,3[2]	6,2	1,9	1,9
2008	1,3	5,0	2,0	6,5	4,5	6,4
2009	1,3	5,0	2,5	6,5	4,0	10,4
2010	1,3	5,0	3,5	6,5	3,0	13,4
Total	**-**	**-**	**12,3**	**25,7**	**-**	**-**

Fonte: PAC.

Elaboração: Diretoria de Estudos Regionais e Urbanos e Diretoria de Estudos Setoriais do Ipea.

Notas: [1] Apesar do PAC prever um crescimento do PIB de 4,5% em 2007, no início de setembro de 2007 os especialistas apontaram para um crescimento do PIB em em torno de 4,8% para o mesmo ano.

[2] Como o PAC não apresenta a previsão de crescimento da geração para 2007, adotou-se o crescimento previsto pela Aneel. Contudo, esta suposição não altera o resultado final, uma vez que o crescimento da geração previsto no programa para o período 2007-2010 permaneceu inalterado em 12,3 mil MW.

5 CONCLUSÃO

Observou-se com este estudo que o setor elétrico brasileiro está há mais de vinte anos com investimentos insuficientes, planejamento inadequado e marco regulatório instável, tendo em vista as suas principais características: *i*) estar vinculado a grande economia de escala; *ii*) ser intensivo em capital; *iii*) ter longo prazo de maturação dos investimentos; *iv*) demandar especificidades tecnológicas para as diversas fontes; e *v*) rigidez na localização dos potenciais (fonte hidráulica, por exemplo).

Nesse contexto surge o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que tem como objetivo geral ser o instrumento do governo federal para viabilizar um crescimento econômico e social sustentável, no período 2007-2010, e dinamizar os investimentos do setor elétrico.

O PAC do setor elétrico prevê investimentos em geração e transmissão de R$ 78,4 bilhões para o período de 2007-2010. Deve-se ressaltar que são investimentos da esfera privada, mesmo que as empresas do Grupo Eletrobras (Chesf, Furnas e Eletronorte) estejam consorciadas com empreendedores privados. Pode-se estimar que 80% deste investimento será financiado pelo BNDES, o que corresponde a R$ 62,7 bilhões.

Foram apresentados aqui dois cenários de crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica, ambos com base na capacidade instalada de 100 mil MW: *i*) cenário 1, com dados do MME, que apresenta um balanço do crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica até 2011; e *ii*) cenário 2, exclusivamente com base nos dados constantes do PAC (2007-2010).

O cenário 1 (tabela 4) mostra que o país vai chegar, em 2010, com uma diferença a menos de 9,3 mil MW, e de 13,5 mil MW em 2011, entre o crescimento da oferta e o crescimento da demanda. Tal cenário indica dificuldades crescentes de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos. As chuvas, que encheram todos os grandes lagos – a ponto de se ter que verter água em suas barragens –, garantem o suprimento do país até 2008. O próprio governo admite que, se os projetos de gasodutos e as duas plantas de conversão de gás natural

liquefeito (GNL) importado não amadurecerem a tempo, são grandes as incertezas para o biênio 2009 e 2010 em caso de as chuvas virem abaixo da média.

Quanto ao cenário 2 (tabela 10), dado que a meta de geração do PAC no período 2007-2010 é de 12.386 MW, e que todos os investimentos do setor elétrico estão inseridos neste programa, pode-se observar que eles não serão suficientes para atender a um crescimento da demanda em torno de 6,5% ao ano no mesmo período. Há uma diferença a menos de 13,4 mil MW entre o crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica em 2010. Este crescimento da demanda está baseado em uma elasticidade-renda do consumo de 1,3 e crescimento do PIB de 5% ao ano.

Do que foi exposto pode-se constatar que o abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos não está compatível com o crescimento da oferta explicitada no PAC. Os resultados dos dois cenários estão muito próximos e a incompatibilidade fica mais explícita quando se estima que a elasticidade-renda da demanda é de 1,3 ao ano, o que implica uma necessidade de crescimento da oferta de 6,5 mil MW ao ano, totalizando 26 mil MW no período, desde que o PIB cresça a 5% ao ano.

Apesar da relevância dos investimentos previstos no PAC, estes não são suficientes para eliminar um possível risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Brasil, ainda que se considere não haver atrasos no cronograma de suas obras. Portanto, a garantia de abastecimento do mercado até 2013 está correndo sério risco, tendo em vista o aumento crescente do déficit de geração, particularmente para os anos de 2010 e 2011, reconhecidos pelo próprio governo enquanto críticos. Dados da EPE apresentam um risco de déficit de 4,5% em 2010, e de 10% (o dobro do que o mercado de energia aceita como limite) em 2011.

Estudo divulgado pelo Instituto Acende Brasil mostra que em 2009 o risco de racionamento no Sudeste, principal região consumidora do país, subirá para 5%, limite máximo aceitável pela Aneel e pelo ONS. Para o Brasil, em 2010, este indicador aumentará para 8% e chegará a 14% em 2011, quase o triplo do risco máximo recomendado.

Algumas medidas devem ser tomadas para amenizar o risco de desabastecimento. No curto prazo, é necessário viabilizar a contratação de dois ou três navios reconversores de gás natural liquefeito, aumentar a capacidade das caldeiras das usinas térmicas a bagaço de cana e cumprir o cronograma de entrada em operação das usinas térmicas a óleo combustível, resultantes do último leilão A-3. Além disso, é preciso contar com um regime hidrológico favorável; caso contrário, a insuficiência de oferta já deverá ser observada em 2009.

No longo prazo, deverão ser envidados esforços para a viabilização dos investimentos de quatro importantes projetos que possuem capacidade instalada, perfazendo um total de 19,1 mil MW, quais sejam: *i*) Belo Monte (11,2 mil MW), no rio Xingu (PA); *ii*) Jirau (3,3 mil MW) e Santo Antônio (3,2 mil MW), no rio Madeira[26] (RO); e *iii*) Usina Termonuclear de Angra dos Reis (RJ), denominada Angra III (1,4 mil MW). Estes projetos estão previstos no PAC, porém com previsão de operação a partir de 2014.

26. Para mais detalhes, ver Pêgo e Campos Neto, 2007, p. 15-27.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Programa de Aceleração do Crescimento. Brasília, jan. 2007.

_____. Mercado de Energia Elétrica 2006-2015. MME/EPE. Rio de Janeiro, 2005.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. MME/EPE. Rio de Janeiro, 2005.

CAMPOS NETO, C. A Crise Energética. Ipea, Brasília, abr. 2002 (Boletim de Política Industrial, n. 16).

JORNAL VALOR ECONÔMICO. Várias edições. São Paulo, 2006/2007.

PÊGO, B. ; CAMPOS NETO, C. O Complexo do Rio Madeira. Revista de Conjuntura CORECON/DF, ano VII, n. 29/30. Brasília, jun. 2007.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

AMARAL, C. C. A. As agências reguladoras de serviços públicos no Brasil. **Revista Regulação Brasil**. ABAR, 2005.

ARAGÃO A. S. Regulação da economia: conceito e características contemporâneas. **In: Regulação no Brasil: Desenho, Governança e Avaliação.** Aragão, A. S. et al. Ed. Atlas S/A. São Paulo, 2007.

ARAGÃO, A. S. Agências reguladoras e governança no Brasil. In: **Marcos Regulatórios no Brasil**. Salgado, L. H.; Motta, R. S. Ipea. Rio de Janeiro, 2005.

ARAÚJO, Jr. J. T. A regulação econômica nos setores de infra-estrutura no Brasil. In: **Marcos Regulatórios no Brasil**. Salgado, L. H.; Motta, R. S. Ipea. Rio de Janeiro, 2005.

CAMPOS NETO, C. **Considerações sobre o Setor Elétrico.** Ipea. Brasília, abr. 2001. (Boletim de Política Industrial, n. 13).

CONSIDERA, C. O início da recente experiência brasileira em regulação econômica. **In: Marcos Regulatórios no Brasil**. Salgado, L. H.; Motta, R. S. Ipea. Rio de Janeiro, 2005.

FADUL E. Dinâmicas contemporâneas na regulação de serviços públicos. **In: Regulação no Brasil: Desenho, Governança e Avaliação.** Aragão, A. S. et al. Ed. Atlas S/A. São Paulo, 2007.

MARQUES NETO, F. A. A articulação entre regulação setorial e regulação antitruste no Brasil. **Revista Regulação Brasil**. ABAR, 2005.

MOREIRA, E. B. Agências reguladoras independentes, poder econômico e sanções administrativas. **In: Regulação no Brasil: Desenho, Governança e Avaliação**. Aragão, A. S. et al. Ed. Atlas S/A. São Paulo, 2007.

OLIVEIRA, G. F. T.; MACHADO, E. L. A experiência brasileira com agências reguladoras. **In: Marcos Regulatórios no Brasil**. Salgado, L. H.; Motta, R. S. Ipea. Rio de janeiro, 2005.

PECI, A. Regulação comparativa: uma (des) construção dos modelos regulatórios. **In: Regulação no Brasil: Desenho, Governança e Avaliação.** Aragão, A. S. et al. Ed. Atlas S/A. São Paulo, 2007.

PINHEIRO, A. C. Reforma regulatória na infra-estrutura brasileira. **In: Marcos Regulatórios no Brasil**. Salgado, L. H.; Motta, R. S. Ipea. Rio de Janeiro, 2005.

TORRES FILHO, E. T.; Puga, F. P. (Orgs.). **Perspectivas do investimento 2007-2010**. BNDES. Rio de Janeiro, 2007.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2008

EDITORIAL

Coordenação
Iranilde Rego

Revisão
Marco Aurélio Dias Pires
Fabiano da Silva Gama
Ângela Pereira da Silva de Oliveira (estagiária)
Melina Karen Silva Torres (estagiária)

Editoração
Bernar José Vieira
Elidiane Bezerra Borges

Brasília
SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, 9º andar
70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 3315-5090
Fax: (61) 3315-5314
Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Rio de Janeiro
Av. Nilo Peçanha, 50, 6º andar – Grupo 609
20044-900 – Rio de Janeiro – RJ
Fone: (21) 3515-8433
Fax: (21) 3515-8402
Correio eletrônico: editrj@ipea.gov.br

Tiragem: 130 exemplares

COMITÊ EDITORIAL

Secretário-Executivo
Marco Aurélio Dias Pires

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES,
9º andar, sala 912
70076-900 – Brasília – DF
Fone: (61) 3315-5406
Correio eletrônico: madp@ipea.gov.br