



Centro de Estudos da
Consultoria do Senado

TRANSFORMAÇÕES RECENTES DA MATRIZ BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CAUSAS E IMPACTOS PRINCIPAIS

Omar Alves Abbud¹
Marcio Tancredi²

Textos para Discussão **69**

¹Jornalista e Consultor Legislativo do Senado Federal.

² Engenheiro, Bacharel em Filosofia, Pós-Graduado em Gestão Empresarial e Consultor Legislativo do Senado Federal.

SENADO FEDERAL

CONSULTORIA LEGISLATIVA

Bruno Dantas – Consultor Geral

CONSULTORIA DE ORÇAMENTOS

Fabio Gondim Pereira da Costa – Consultor Geral

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

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



Criado pelo Ato da Comissão Diretora nº 09, de 2007, o Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal tem por objetivo aprofundar o entendimento de temas relevantes para a ação parlamentar.

CENTRO DE ESTUDOS

Fernando B. Meneguim – Diretor

CONSELHO CIENTÍFICO

Caetano Ernesto Pereira de Araujo

Fernando B. Meneguim

Luís Otávio Barroso da Graça

Luiz Renato Vieira

Marcos José Mendes

Paulo Springer de Freitas

Raphael Borges Leal de Souza

Contato:

conlegestudos@senado.gov.br

URL:

<http://www.senado.gov.br/conleg/centroaltosestudosl.html>

ISSN 1983-0645

RESUMO

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo, metade do qual ainda por aproveitar. Entretanto, essa imensa reserva – barata e ambientalmente segura – está sendo cada vez menos utilizada, passando o abastecimento a depender cada vez mais de fontes térmicas, caras e poluentes. O esforço feito a partir de 1995 para abrir o setor elétrico ao investimento privado, no geral bem sucedido, sofreu significativa solução de continuidade entre 2003 e 2006, função do processo relativamente longo de revisão do modelo setorial empreendido pelo Governo. Na retomada, contudo, ficou evidente que as estratégias dos variados setores contrários à solução hidrelétrica conseguiram, na prática, estabelecer um “veto branco”, se não às usinas, ao menos à construção de reservatórios, aos quais foram impostas severas restrições. Com isso, perde o País qualidade e eficiência em seu sistema de geração de energia elétrica; perdem as atividades econômicas ribeirinhas por não ver regularizados o fluxo dos rios; perdem os consumidores, que estão pagando mais pela energia; e perde o meio ambiente, em função da crescente dependência da termelétricidade. Urge discutir esse virtual “veto branco” feito às hidrelétricas e aos seus reservatórios, registrando em corpo normativo apropriado as definições por fim alcançadas, após percorridos os caminhos regulares de tomada de decisão no âmbito do Estado.

ABSTRACT

Brazil has the greatest hydroelectric energy potential in the world, half of which still remains untapped. However, this vast reserve - cheap and environmentally safe - is being less and less used. The energy supply is increasingly dependent on expensive and polluting thermal sources. The efforts made since 1995 to open the electricity sector to private investment – generally with success - have been partly discontinued between 2003 and 2006, due to the relatively lengthy governmental effort to review the sector model. Midst the resumption, however, it became evident that the strategy of the various sectors against the hydro solution has resulted, actually, in a “veiled veto”, if not on hydro plants, at least on the construction of reservoirs, which became subject to severe restrictions. As a result, the country loses quality and efficiency in its power generation system; the riverside economic activities lose with the non regularization of the waterflow; the consumers lose by paying more for energy; and the environment loses with the increasing dependency on thermal-generated electricity. There is an urgent need to discuss this virtual “veiled veto” on dams and reservoirs through the State regular decision-making process to produce appropriate regulation for the national hydro potential use.

Resumo Executivo

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo, do qual a metade ainda está por aproveitar, o que lhe confere uma vantagem comparativa excepcional. Entretanto, essa imensa reserva, de caráter renovável, está sendo utilizada cada vez menos, enquanto o abastecimento de energia elétrica passa a depender cada vez mais de fontes térmicas, mais caras e mais poluentes.

Este trabalho é uma tentativa de entender por que isso está ocorrendo, com base em fatos e dados, sempre que possível, oriundos de fontes oficiais. Para isso, foi necessário documentar e analisar a transformação que está ocorrendo na matriz de geração de energia elétrica brasileira, a partir de 2003, bem como examinar as políticas públicas que norteiam o setor elétrico e seu impacto sobre essa mudança.

A falta de recursos interrompeu os investimentos governamentais no setor já na década de 1980. Além disso, entre 1988, quando a Constituição abriu a possibilidade de concessão de serviços públicos, e 1995, quando foram aprovadas as Leis nºs. 8.987 e 9.074, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada por falta de legislação que regulamentasse o dispositivo constitucional. Estavam lançadas as sementes da crise de abastecimento que se abateria sobre o País em 2001.

Em 1995, foi finalmente aprovada a regulamentação que assumiu como um de seus objetivos principais permitir a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro, mecanismo considerado necessário para financiar a expansão da capacidade de geração nacional. Foi implementada, também por essa época, a venda das estatais do setor, objeto de intensa polêmica. A primeira empreitada teve êxito; a segunda, nem tanto, como se sabe.

No total, entre 1996 e 2002, foram licitados ou leiloados aproveitamentos hidrelétricos que somavam 12.144,6 MW – uma média de 1.734 MW por ano. Nesse mesmo período entraram em operação 12.319 MW oriundos de novas usinas hidrelétricas, aí incluídas, naturalmente, as que se encontravam em obras antes de 1996, numa média de 1.759,9 MW por ano. Desse esforço resultou que entre 1996 e 2002 – incluída a energia de empreendimentos cujas obras já estavam em andamento em 1996 – entraram em operação 20.576 MW, o que representa uma média de 2.939,42 MW por ano.

Nesse mesmo período, começaram a ser igualmente licitadas novas linhas de transmissão e estações de transformação destinadas a ampliar e reforçar a Rede Básica de Transmissão. Entre 1996 e 2002, considerando-se as obras que já vinham em andamento anteriormente a esse período, foram agregados novos 11.144 quilômetros de linhas à Rede, o que contribuiu para aumentar a segurança do sistema.

O Governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva assumiu em 2003 com algumas preocupações fundamentais: garantir o abastecimento do País, a universalização do serviço de energia elétrica e a modicidade tarifária, além de corrigir o que entendia como deficiências existentes no setor elétrico, algumas delas diagnosticadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, instituída em 2001. Mas as autoridades sabiam que precisavam, simultaneamente, assegurar remuneração justa aos investidores privados, como forma de preservar o aporte de recursos financeiros ao setor.

Entretanto, o mero anúncio da mudança da legislação, em fevereiro de 2003, gerou a imediata suspensão dos investimentos privados. Ninguém, de fato, aceitou o risco de aportar recursos no setor sem conhecer em definitivo o conteúdo das regras que alterariam seu funcionamento. As Medidas Provisórias editadas em dezembro de 2003 só se transformaram em lei em 15 de março de 2004, após duros embates no Congresso.

Esse efeito protelatório, contudo, prolongou-se, no mínimo, até a metade de 2004, quando a edição do Decreto nº 5.631/2004, de 30 de julho, completou as alterações pretendidas pelo Governo, e os empresários do setor puderam avaliar concretamente o sentido e a extensão das mudanças, entre as quais constava a exigência de obtenção de licenciamento ambiental prévio ao lançamento dos processos licitatórios.

O hiato entre os leilões de aproveitamentos hidrelétricos foi de aproximadamente três anos e cinco meses, no período de julho de 2002 a dezembro de 2005, quando foram retomados de forma ainda tímida. Em conseqüência, foi inevitável o aumento da participação de usinas térmicas na geração de energia elétrica. Outro efeito negativo advindo da delonga na licitação de aproveitamentos hidrelétricos foi o despacho da geração fora da ordem de mérito econômico, como se verá adiante.

Vale registrar, ainda, que, no período entre 2003 e 2008, ou seja, já posteriormente à mudança da legislação, entrou em operação um total de 20.767 MW, uma

média de 3.461 MW por ano. Desses, entretanto, somente 9.543,97 MW eram provenientes de fontes hidráulicas, o que significa uma média anual de 1.590 MW. Estão incluídos nesses totais os empreendimentos que já estavam em obras antes de 2003.

É significativo o fato de que *todas as hidrelétricas que entraram em operação entre 2003 e 2008 foram justamente as que haviam sido leiloadas até julho de 2002*. Isso ilustra de modo eloqüente o tempo que separa a licitação de uma usina hidrelétrica da sua entrada em operação.

Cabe observar, também, que as hidrelétricas licitadas de 2003 para cá são praticamente todas a fio d'água ou com pouquíssima capacidade de reservação. Com isso, a participação térmica vem se ampliando na matriz brasileira de energia elétrica, com impactos previsíveis sobre os preços e sobre o ambiente, com destaque para as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pelas usinas térmicas.

O crescimento da participação da geração térmica na matriz brasileira de geração de energia elétrica não começou, entretanto, nos leilões introduzidos pela nova legislação aprovada pelo Congresso em 2004. Ele data da instituição do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), cujos efeitos começam a se manifestar já a partir de 2001.

As dificuldades de licitação de aproveitamentos hidrelétricos a partir de 2003 não podem ser atribuídas exclusivamente à introdução do Licenciamento Ambiental Prévio como requisito para o leilão de novos aproveitamentos. Na verdade, implantou-se, no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas, do qual é exemplo atual a Usina de Belo Monte, projeto iniciado nos anos 1970, que o Governo ainda vinha se esforçando por licitar em 2009. Esse clima é mantido por meio de um eficiente trabalho de comunicação realizado por ONGs ambientalistas, indígenas, celebridades internacionais, e por determinados movimentos sociais, tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Eles têm sido extremamente eficientes para mobilizar a imprensa e a opinião pública contra a construção de usinas hidrelétricas, em geral, e, em especial, contra aquelas dotadas de reservatórios d'água.

Esse ambiente contribui para que procuradores e promotores façam também uma aberta e persistente litigância contra a construção de hidrelétricas, muitas vezes

calçada em argumentos de duvidosa pertinência, mas que são freqüentemente acolhidos pelo Judiciário, gerando atrasos e protelando o licenciamento das obras.

Exemplo disso é a prática de denúncia judicial requerendo a responsabilização pessoal de servidores públicos pela concessão de licença ambiental a empreendimentos hidrelétricos. As ações visam intimidar especificamente os servidores dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental.

Todas essas condicionantes vem causando grande morosidade no licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas, enquanto as termelétricas são facilmente licenciadas. Não há pressões, nem campanhas contra essa modalidade de geração, de característica notadamente poluente. A restrição mais relevante à concessão de licença ambiental para as termelétricas foi a edição, em 2009, da Instrução Normativa nº 7, do IBAMA, que criou contrapartidas mitigatórias, e se encontra embargada por determinação da Justiça.

A consequência desse quadro é a expansão da base termelétrica na matriz de geração de energia elétrica, prevista, inclusive, no Plano Decenal de Expansão 2008-2017 (PDE 2008-2017), do Ministério de Minas e Energia. De acordo com o Plano, a capacidade instalada termelétrica do Sistema Interligado Nacional sofrerá um acréscimo de 104% no período 2008-2017, passando de 15.543 MW, em 2008, para 31.553 MW, em 2017. Serão 16.010 MW a mais de energia dessa origem no Sistema.

Segundo o plano, e em decorrência da expansão das térmicas, as usinas hidrelétricas (UHE) corresponderão a apenas 71% da capacidade instalada nacional em 2017, uma queda de 8,6 pontos percentuais em relação ao que representavam em 2008. A situação melhora quando a evolução das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no mesmo período é levada em conta, reduzindo-se a queda do conjunto da geração hídrica para a casa dos 7 pontos percentuais.

O aumento da participação térmica na matriz brasileira de eletricidade preocupa também por seus impactos no preço ao consumidor final. A hipótese de atraso na construção de hidrelétricas analisada no PDE 2008-2017 estima em mais de R\$ 2 bilhões o impacto desses custos na operação total do sistema; para o consumidor, entretanto, esse

valor resulta ainda maior, em razão dos inúmeros acréscimos que o custo da geração sofre até chegar a compor a conta de luz.

Também a PSR Consultoria, empresa especializada no setor energético, prevê um aumento real de 22% na tarifa média de energia, 55% dos quais decorrentes da contratação de usina térmicas por disponibilidade. Caso o volume de geração dessas usinas seja superior ao previsto, o percentual de aumento tende a ser ainda maior.

Acresce em importância o fato de que, por força da metodologia de comparação adotada nos leilões por disponibilidade, as usinas a óleo vêm obtendo um desempenho muito bom, quando comparadas às outras fontes térmicas. Esse quadro, decerto paradoxal, refere-se em especial ao fato de que, como elas têm baixa probabilidade de acionamento, acabam por se tornarem mais atrativas, em vista de sua relativamente menor exigência de investimento inicial. Essa menor exigência, por sua vez, permite que se possam oferecer lances menores para o preço da energia, nos leilões, o que exerce grande influência no resultado final das licitações.

Sendo necessário o seu acionamento, entretanto, mesmo seguindo a ordem de mérito de preço, a situação se inverte completamente. Quando há despacho fora da ordem, os impactos negativos tendem a se mostrar ainda mais graves.

Outra decorrência da pressão ambientalista contra a construção de usinas com reservatórios é a perda gradual da capacidade de regularização plurianual do sistema hidrelétrico. Essa regularização decorre do fato de que o conjunto dos reservatórios das hidrelétricas de todo o País pode armazenar água nos períodos chuvosos para gerar energia elétrica nos períodos secos, isso, inclusive, de um ano para o outro.

O Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Hermes Chipp, alertou para a redução da capacidade de regularização plurianual do sistema. Chipp mostrou dados que indicam que a relação entre a toda a energia armazenável (em MWmédios) em forma de água nos reservatórios e a demanda nacional (também em MWmédios) apresentou, em números aproximados, queda de 6,7, em 2000, para 4,5, em 2012.

Mário Veiga e Rafael Kelman estimam, por sua vez, que haverá uma perda na capacidade de regularização do sistema hidrelétrico da ordem de 10%, entre 2010 e 2020.

Essa perda terá que ser compensada pela construção de termelétricas, o que implica em aumento das emissões de GEE. Os autores afirmam que cada 1% de perda da capacidade de regularização equivalerá a um aumento de 23% nas emissões.

A dependência de usinas termelétricas para assegurar o abastecimento nacional foi enormemente evidenciada quando houve atraso no início da estação chuvosa 2007/2008. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) baixou a Resolução nº 8/2007, autorizando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a acionar extraordinariamente usinas termelétricas fora da ordem do mérito econômico, com vistas à garantia do suprimento energético, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Com base nessa autorização, 42 usinas térmicas foram chamadas a gerar já a partir de janeiro de 2008. Foi produzido um montante de 12,23 milhões de MWh, a um custo total de R\$ 2,14 bilhões, durante o ano de 2008, e 2,17 milhões de MWh, ao custo de R\$ 157,50 milhões, até junho de 2009. O preço médio da geração fora da ordem de mérito ficou em R\$159,90/MWh, valor esse ao qual deve ser somado o custo de geração vigente no mercado livre, parcela que cresce sobremodo justamente nos momentos de escassez, tornando ainda mais significativo o preço final da energia assim produzida.

A interrupção dos leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos, entre julho de 2002 e dezembro de 2005, e a pequena potência de origem hídrica licitada até 2007 (1.415,35 MW) – quando foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico Santo Antônio –, teve duas justificativas, segundo as autoridades: a dificuldade de obtenção da Licença Ambiental Prévia e a falta de estoque de aproveitamentos hidrelétricos em condições de serem licitados.

Entre 1998 e 2002, foram aprovados pela ANEEL inventários de bacias hidrográficas que totalizaram 33.180 MW. No mesmo período, haviam sido aprovados estudos de viabilidade de novos aproveitamentos hidrelétricos que somavam quase 10.300 MW de capacidade instalada. A maioria dos aproveitamentos que compunham esses 10.300 MW foram licitados até julho de 2002, quando foi realizado o último leilão sob a legislação até então vigente. Restaram apenas 757 MW a serem leiloados, dos quais 233 MW seguem sem licenciamento ambiental até hoje.

Essas recentes mudanças na matriz de geração de energia elétrica brasileira têm conseqüências ambientais que precisam ser examinadas. As ameaças ao meio ambiente são de natureza diversificada, mas vêm tomando dimensões cada vez maiores a preocupação com a emissão de GEE, cuja redução foi elevada à categoria de verdadeiro imperativo mundial e ocupou corações e mentes no mundo inteiro durante a 15ª Conferência das Nações Unidas Sobre Mudanças Climáticas (COP 15).

Apenas 1,5% das emissões de gases potencialmente causadores do fenômeno do aquecimento global, no caso brasileiro, provêm do setor elétrico, enquanto, no mundo, 24% provêm dessa atividade. Essa enorme desproporção em favor do Brasil se deve, sem dúvida alguma, ao tipo de composição apresentado pelas respectivas matrizes de geração.

Entretanto, as emissões de CO₂ geradas por usinas térmicas, no Brasil, aumentaram 122% no período entre 1994 e 2007, notadamente a partir de 2000. Elas cresceram de 10,8 milhões, em 1994, para 24,1 milhões de toneladas de CO₂, em 2007, de acordo com estimativa divulgada pelo Ministério do Meio Ambiente. Nesse período, a capacidade instalada de térmicas cresceu 202%, passando de 7.051 MW para 21.324 MW.

O PDE 2008-2017 prevê, no que convencionou chamar de configuração de referência – situação em que não haveria atrasos na licitação de hidrelétricas –, um aumento da emissão de GEE para um patamar de 39,3 Mt de CO₂ equivalente em 2017, decorrente da geração de 5.998 MWmed a partir de combustíveis fósseis. Esse número representa um aumento de cerca de 172% em relação às emissões de 2008, que alcançavam 14,43 Mt de CO₂ equivalente.

Na primeira alternativa à configuração de referência prevista pelo PDE, os atrasos das hidrelétricas forçariam o crescimento da geração a partir de combustíveis fósseis, com um aumento de emissões de GEE de 87%. Na segunda alternativa, o total de emissões de GEE das termelétricas deverá atingir aproximadamente 74 Mt de CO₂eq., em 2017, o que representará um aumento de cerca de 90% em relação à configuração de referência.

No que diz respeito à emissão de GEE pelas hidrelétricas, há um interessante projeto, denominado *O Balanço de Carbono nos Reservatórios de Furnas Centrais Elétricas S.A.*, que vem sendo conduzido em dez usinas pertencentes à estatal, com duração

prevista de cinco anos. Os primeiros resultados do projeto mostram que os lagos formados por hidrelétricas “jovens”, isto é, com seis a dez anos de operação, pouco contribuem para o aumento do efeito estufa, em comparação com uma usina termelétrica de igual potência. A emissão de carbono por MW gerado é cem vezes menor. Mais ainda, foram observados reservatórios maduros que, em alguns momentos, mais absorvem que emitem carbono.

Os resultados parciais da pesquisa mostram ainda que o metano (CH₄), cujo potencial de contribuir para o aquecimento global é 21 vezes superior ao do CO₂, representa uma parcela muito pequena da emissão. As quantidades de carbono retido no sedimento são maiores que as emitidas sob a forma de CH₄, principalmente nos reservatórios mais antigos, que, segundo os pesquisadores, funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.

Mas a solução para as emissões de GEE pelas hidrelétricas é simples. Ele reside no cumprimento da Lei nº 3.824/1960, a “Lei da Destoca”. Essa Lei torna obrigatória a destoca e a limpeza das bacias hidráulicas dos açudes, represas ou lagos artificiais construídos pela União, pelos Estados, pelos Municípios ou por empresas particulares que gozem de concessões ou de quaisquer favores concedidos pelo Poder Público.

No que diz respeito ao desmatamento causado por hidrelétricas, de acordo com a EPE, 0,22% da parte brasileira do bioma amazônico são hoje ocupados por hidrelétricas em operação, e 0,03% poderão vir a sê-lo, pelo conjunto de usinas futuras. Assim, todas as usinas hidrelétricas existentes e a serem construídas ocupariam menos de 10.500 km² de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico, se incluída a sua parte situada em território estrangeiro.

Entre agosto de 2007 e julho de 2008, as queimadas destruíram 12.911 km² da Floresta Amazônica, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Em toda a série de registros de queimadas, iniciada em 1988, a menor taxa foi registrada em 1991 (11.030 km²).

Isso significa que a área total a ser ocupada pelos reservatórios de todas as usinas instaladas e potencialmente instaláveis na Amazônia brasileira permanece *inferior* àquela que foi desmatada em 1991 – *ano em que menos se queimou a floresta* em toda a série acompanhada pela INPE.

O aumento da participação da energia de origem térmica na matriz de geração brasileira também afetará os preços ao consumidor, até porque a estratégia de prevenção de riscos de desabastecimento também se baseia em termelétricidade – a altos custos, como comprovaram os despachos fora da ordem de mérito, em 2008 e 2009.

Outra consequência do aumento da geração térmica, de caráter pouco evidente, é que a capacidade de reserva das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional está decaindo. Em decorrência, o Brasil, cujo parque gerador já ostentou um alto índice de capacidade de regulação plurianual em passado relativamente recente, sinônimo de segurança do abastecimento, está perdendo essa grande vantagem comparativa.

Mais do que perder o poder de manejo das naturais variações do regime hidrológico, em benefício da barata e regular geração de energia, e de mitigar ou evitar enchentes, na proteção das populações e atividades econômicas ribeirinhas, isso significa desperdiçar parte não trivial do grande potencial hidrelétrico brasileiro ainda por explorar. É um quadro grave – até porque vem se consolidando à margem de qualquer amparo normativo mais bem definido e, o que é pior, de modo muito pouco transparente para a sociedade.

Parece, também, que o embate entre a urgente necessidade de contratar novos empreendimentos hidrelétricos, de um lado, e, de outro, a forte oposição que vários grupos de pressão se lhe opõem, acabou por instituir uma “política pública de fato”, que não encontra amparo na Lei.

Essa “política pública de fato”, que determina a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios (a fio d’água) – prejuízo que nunca mais poderá ser reparado, porque, ao menos num horizonte de tempo previsível, não se destruirá uma usina para construir outra com reservatório, em seu lugar –, está em confronto com o conceito de *aproveitamento ótimo*, claramente estabelecido na Lei, mas que não vem sendo cumprido, em face de um insuperável veto branco oposto aos reservatórios.

Registramos, a seguir, algumas sugestões relativas ao que fazer, em nosso entendimento, para impulsionar o início do processo de correção dessa distorção.

É fundamental que – tendo em vista disposição da Constituição Federal no sentido de que os potenciais de energia hidráulica são patrimônio da União e, portanto, de

todos os brasileiros – se institua, por Lei, um conjunto explícito de políticas para seu aproveitamento, no Brasil, com base em *diretrizes objetivas* acerca de temas como:

- aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico das bacias;
- critérios para dimensionamento da reservação, em barragens;
- metodologia oficial de prevenção e manejo de riscos;
- métodos de acolhida das fontes alternativas de produção de energia no sistema brasileiro; e
- normas de transparência na divulgação dos custos do sistema e na imposição de gravames por subsídio, entre outras.

Além disso, é importante delegar à ANEEL, em Lei, a competência para definir o aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas, de acordo com diretrizes igualmente estabelecidas na legislação. A Agência executa a atividade, hoje, a título quase precário, por força de decreto presidencial.

Índice Analítico

	Introdução	2
1.	Hidrelétricas: uma riqueza inestimável.....	3
2.	Um breve histórico da geração de energia elétrica no Brasil	5
3.	A alteração da legislação	11
4.	O aumento da participação térmica na matriz de geração.....	16
5.	A perda da capacidade de regularização do sistema	29
6.	O despacho fora da ordem de mérito econômico.....	31
7.	A licitação de aproveitamentos hidrelétricos	33
8.	Os impactos ambientais da geração de energia elétrica	38
9.	Conclusão	47

Introdução

Uma das maiores riquezas energéticas do Brasil é o seu potencial de geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas e, portanto, renováveis. De acordo com o último inventário, realizado em 1992, temos o maior potencial hidrelétrico do mundo, do qual a metade ainda está por aproveitar.

Contudo, apesar de dispormos dessa imensa reserva de fonte renovável, os dados disponíveis mostram que a estamos utilizando cada vez menos, e passando, cada vez mais, a gerar energia elétrica a partir de fontes térmicas, mais caras e mais poluentes.

O presente trabalho é uma tentativa de entender por que isso está ocorrendo, com base em fatos e dados, quase todos oriundos de fontes oficiais³. Também procuramos documentar e analisar a transformação que está ocorrendo na matriz de geração de energia elétrica brasileira, a partir de 2003, bem como examinar as políticas públicas que norteiam o setor e seu impacto sobre essa matriz.

A motivação para esta investigação esteve, desde sempre, na nossa perplexidade diante do que nos parecia ser uma escolha antieconômica e irracional do ponto de vista ambiental. No momento em que o mundo parece convergir para a idéia de que é preciso reduzir as emissões de gases de efeito estufa, ampliar a participação do setor elétrico nessas emissões soa como um absurdo desnecessário.

O estudo do tema aqui introduzido encontra-se dividido em nove seções, além desta introdução. As duas primeiras se destinam a situar o leitor em relação à importância do setor hidrelétrico brasileiro e ao seu histórico mais recente. A terceira apresenta as principais alterações do modelo setorial trazidas pela revisão iniciada em 2003. As três seções seguintes abordam problemas que vêm ganhando crescente relevo, no contexto setorial – o aumento da participação termelétrica na matriz de eletricidade, a perda de capacidade de regularização do sistema e o despacho fora da ordem de mérito econômico. A sétima seção apresenta, ainda que resumidamente, os mecanismos de licitação e contratação dos aproveitamentos hidrelétricos, enquanto a oitava, os impactos ambientais decorrentes das modalidades hídrica e térmica de geração de energia elétrica.

³ Os dados contidos neste trabalho são preferencialmente oriundos de fontes oficiais, como Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica e Empresa de Pesquisa Energética. Quando não, as fontes estão sempre indicadas.

Deste trabalho emergem, finalmente, algumas conclusões relevantes, que, a nosso ver, merecem atenção das autoridades, e estão registradas em seu capítulo final, o décimo, na forma de questionamentos e de recomendações.

Em nossa jornada contamos com a sempre paciente e atenciosa ajuda dos Superintendentes e técnicos das Superintendências de Gestão e Estudos Hidroenergéticos, de Regulação dos Serviços de Geração, de Fiscalização de Serviços de Geração, de Regulação Econômica, de Concessões e Autorizações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a quem muito agradecemos. Somos gratos também aos colegas Ivan Dutra Faria, que nos incentivou e auxiliou na discussão das questões ambientais, e Edmundo Montalvão, pelo estímulo constante e pela preciosa e competente revisão.

1. Hidrelétricas: uma riqueza inestimável

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo: 260 mil MW, de acordo com o último inventário realizado no País, em 1992⁴. Para dar uma idéia dessa grandeza, Itaipu – ainda hoje a maior hidrelétrica do mundo naquilo que verdadeiramente interessa, a quantidade de energia gerada – tem uma potência instalada de 14 mil MW. Em 2008, quando bateu seu recorde histórico, a usina produziu energia suficiente para suprir todo o consumo mundial, por dois dias, ou o de 23 cidades do porte da grande Curitiba, por um ano⁵.

Do potencial brasileiro, cerca de 30% se transformaram em usinas ou se constituíram em aproveitamentos hidrelétricos outorgados. O País tem, hoje, uma potência instalada de cerca de 78 mil MW e o potencial passível de aproveitamento é estimado em 126 mil MW, de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, mais de 70% dele localizados nas Bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia⁶.

Em razão da própria história do desenvolvimento econômico nacional, a exploração dos cursos d'água para geração de energia em projetos de grande porte ocorreu inicialmente nas regiões Sudeste e Sul do País, tendo chegado ao Norte somente em 1984,

⁴ Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª. ed., 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica.

⁵ Ver http://www.itaipu.gov.br/?q=pt/node/418&foto=sli_faq.jpg, acessado em 01/10/2009.

⁶ Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª. ed., 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica.

com a Usina de Tucuruí (a Usina Coaracy Nunes, no Amapá, com 48 MW, já havia sido inaugurada em 1976), e ao Centro-Oeste, nos anos 90, com a construção da Usina Serra da Mesa (GO), ambas no rio Tocantins.

O Brasil está em terceiro lugar entre os países com maiores potenciais de aproveitamento de energia hidráulica, com 10% da disponibilidade mundial, atrás da China, que dispõe de 13% do total, e da Rússia, que dispõe de 12%. Depois do Brasil, vêm o Canadá, com 7%; o Congo e a Índia, com 5%, cada; e os Estados Unidos, com 4%⁷.

O Brasil é o segundo maior consumidor de energia hidrelétrica do mundo, atrás apenas da China, seguido por Canadá, Estados Unidos, Rússia, Noruega, Índia, Venezuela, Japão e Suécia. Sua participação no consumo mundial de hidroeletricidade é de 11,9%, contra 15,4% da China e 11,7% do Canadá.

Todos esses dados e informações servem para demonstrar um fato inquestionável: o Brasil tem uma vantagem comparativa excepcional no que diz respeito à produção de energia elétrica. Além de ter pouco mais de 73% da sua atual capacidade de geração oriunda de fonte hidrelétrica⁸, ainda tem chances de triplicar, no futuro, o montante de energia gerada a partir dessa origem.

Mas por que gerar energia elétrica a partir de fontes hídricas representa vantagem tão grande? Em primeiro lugar, porque a energia produzida dessa forma é considerada limpa, num mundo em que a preservação ambiental vem se tornando uma questão cada vez mais premente e fundamental. Além disso, é a forma mais barata de produção de energia elétrica que se conhece, o que oferece um conjunto imbatível na relação entre custo e impacto ambiental.

Soma-se a tudo isso a possibilidade de estocagem de energia oferecida pelos reservatórios das usinas hidrelétricas, sob a forma de armazenamento de água, o que amplia a segurança do abastecimento, outro ganho excepcionalmente importante. As opções tecnológicas que permitem manter reserva de energia – representadas pelas usinas term nucleares ou movidas a óleo ou gás, cujo combustível pode ser armazenado para

⁷ Idem, *ibidem*.

⁸ Ver Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica, em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>, acessado em 01/10/2009.

consumo futuro – são sempre mais caras e ambientalmente menos vantajosas que a oferecida pelas hidrelétricas.

Ademais, a capacidade de armazenamento sob a forma de água permite a regularização dos fluxos d'água dos rios, evitando efeitos danosos das enchentes, nos períodos de grande pluviosidade.

2. *Um breve histórico da geração de energia elétrica no Brasil*

Durante o século XX, em todo o mundo, os países andaram em busca da organização da prestação dos serviços de energia elétrica, em razão das inovações que haviam tornado o seu uso viável. Alguns dilemas repetiam-se em toda a parte, nessa tentativa de estruturação. Resumidamente, eles eram os seguintes: a prestação desses serviços deveria se constituir numa atividade comercial livre ou regulada? A atividade teria cunho meramente comercial ou deveria ser considerada estratégica? Deveria ela ser constituída como serviço público ou entendida como de iniciativa das empresas e das famílias? Se serviço público, deveria ser operada pelo Estado ou pela iniciativa privada? Esse é o debate que vem ocorrendo desde então, ora prevalecendo uma posição, ora outra.

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica eram essencialmente privadas, incluindo-se aí as do Brasil. Na década de 1930, alguns países optaram pela estatização dos serviços. Nos Estados Unidos, sob a orientação do presidente Roosevelt, e no Brasil, por meio do Código de Águas, implantou-se forte regulamentação dos serviços privados, como posição intermediária entre esses extremos.

A partir de meados dos anos 1950 – em razão de conflitos entre o Governo brasileiro e as empresas acerca da fixação de tarifas e, também, da necessidade de prover infra-estrutura para a industrialização –, iniciou-se uma gradual estatização, concluída por volta de 1970, com resultados técnicos positivos e ganhos diversos para o País.

Parte importante desse processo foi a instalação da Eletrobrás, em 1962. A empresa foi idealizada por Getúlio Vargas, que propôs sua criação ao Congresso em 1954, com a atribuição de promover estudos, conceber projetos de construção e gerenciar

operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e de subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do País.

Foi o que fez a estatal federal de maneira bastante competente, durante décadas, diretamente e por meio de suas subsidiárias, construindo hidrelétricas e estabelecendo o Sistema Interligado Nacional, um imenso complexo de estações transformadoras e de redes de linhas de transmissão, chamado de Rede Básica de Transmissão, que conecta os consumidores à maior parte das instalações de geração existentes no País.

O Sistema Interligado Nacional representa um ganho extraordinário para o Brasil, particularmente no que diz respeito à segurança do abastecimento de energia elétrica, já que a energia disponível pode ser distribuída, independentemente do seu local de geração, por quase todo o território nacional, conforme as necessidades de momento.

O Sistema permite que a reservação de água seja feita explorando a complementaridade das estações chuvosas e secas nas diferentes regiões do território nacional, fenômeno que resulta na maior flexibilidade do abastecimento de energia elétrica. É possível, por exemplo, gerar energia elétrica por meio de usinas cujos reservatórios estão cheios na região Sul do Brasil e enviá-la para abastecer o Norte, enquanto os reservatórios das usinas do Norte se enchem, aproveitando a sua estação chuvosa, que ocorre em época diferente daquela da região Sul. Mais tarde, quando estiver chovendo no Sul, inverte-se a geração e a remessa de energia.

Graças também à sua interconexão, que permite, como visto, a acumulação de mais água nos reservatórios das usinas onde está ocorrendo a estação chuvosa, estima-se que a simples estrutura do Sistema Interligado agregue capacidade adicional de 30% à energia gerada pelas hidrelétricas brasileiras.

A construção das instalações de geração e de transmissão do setor elétrico brasileiro pelas estatais federais foi complementada pelos investimentos próprios de alguns Estados da Federação, notadamente São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Esses Estados constituíram suas próprias empresas geradoras, integrando-as ao Sistema Interligado Nacional. Em quase todos os Estados foram constituídas empresas estaduais de distribuição

de energia elétrica, algumas delas fruto de encampação ou desapropriação de empresas privadas, na sua maioria estrangeiras.

Assim, estruturado basicamente pelo Estado, não sem percalços ou distorções, o setor elétrico brasileiro supriu de maneira bem-sucedida, durante quase três décadas, as necessidades de energia elétrica do Brasil, permitindo o seu desenvolvimento econômico e social. Até que, na virada da década de 1990, o modelo de financiamento da expansão do setor se esgotou.

Como descrito no relatório final da Comissão Especial Mista do Congresso Nacional destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas ao seu equacionamento (Requerimento nº 73/2001-CN)⁹, concluído em 2002, o financiamento da expansão do setor elétrico brasileiro apoiava-se, até certo momento, em recursos orçamentários, em empréstimos externos e na receita própria do setor. A crise da dívida pública, que se agravou na década de 1980, impediu os investimentos orçamentários, bem como a tomada de novos recursos pelas empresas estatais. Somou-se a isso uma enorme inadimplência intra-setorial, da ordem de US\$ 26 bilhões, posteriormente repassada ao Tesouro Nacional, mediante legislação aprovada pelo Congresso Nacional, em 1993.

Essa inadimplência, vale registrar, decorreu basicamente da tentativa de fazer da política tarifária um mecanismo de contenção da inflação, e do fato de que as distribuidoras estaduais freqüentemente deixavam de honrar o pagamento das aquisições de energia feitas junto às geradoras federais, valendo-se de influência política.

Os números referidos no relatório da Comissão não deixam dúvidas sobre o que ocorreu. “Os investimentos majoritariamente públicos, que, no período de 1980 a 1989, eram sempre superiores a US\$ 10 bilhões por ano, tendo chegado a US\$ 15,1 bilhões e US\$ 15,4 bilhões em 1982 e 1987, respectivamente, caíram para uma média de US\$ 6,5 bilhões por ano entre 1990 e 1999, tendo descido a US\$ 4,3 bilhões e US\$ 4,7 bilhões em 1995 e 1996, respectivamente.”.

A falta de recursos interrompeu os investimentos governamentais no setor. Ao mesmo tempo, ainda que a Constituição de 1988 houvesse previsto a concessão de serviços

⁹ A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica, Relatório, 2002, Senado Federal.

públicos em seu art. 175, isso ainda não podia ser feito, por falta da legislação necessária. Assim, entre 1988 e 1995, quando foram finalmente aprovadas as Leis nºs. 8.987 e 9.074, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada para produção independente. Estavam lançadas as sementes da crise de abastecimento que se abateria sobre o País em 2001.

Em 1995, o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso conseguiu aprovar no Congresso a referida legislação, que tinha como um dos objetivos principais permitir a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro, única forma julgada viável de aportar financiamento para a imprescindível expansão da capacidade de geração nacional. Foi implementada, também por essa época, a venda das estatais do setor, assunto que foi objeto de intensa polêmica. A primeira empreitada teve êxito, verificando-se forte ingresso de capital privado no setor; a segunda, ficou restrita à venda das empresas de distribuição.

Essa legislação determinou uma enorme reestruturação do setor. Os investimentos privados, nacionais e estrangeiros, começaram a fluir para os empreendimentos de geração, em razão das novas condições de investimento. Havia regras claras, estabelecidas em lei, disciplinando o funcionamento do setor elétrico brasileiro; isso criava segurança jurídica suficiente para que os investidores privados se decidissem a investir em um segmento complexo, com enormes exigências de financiamento, intensivo em capital e de retorno a longo prazo.

Novas hidrelétricas começaram a ser licitadas. Vinte e duas obras de concessões anteriormente outorgadas foram iniciadas ou retomadas, num total de 11.549 MW, dos quais 10.489 MW provenientes de hidrelétricas e 1.060 MW de térmicas, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica. A participação do investimento privado nesses empreendimentos chegou, em média, a 2/3, contra o mínimo de 1/3 que havia sido inicialmente exigido pela legislação.

Os processos licitatórios de aproveitamentos hidrelétricos foram acelerados. Era necessário cobrir a lacuna de investimentos aberta entre o fim da década de 1980 e meados da década de 1990. A licitação dos aproveitamentos hidrelétricos era feita na forma de maior lance ofertado pelo Uso de Bem Público (UBP). A principal vantagem dessa

forma de concessão era a arrecadação de recursos para o Tesouro, o que, à época, era importante para ajudar as combalidas finanças da União. A principal desvantagem era o encarecimento da energia produzida pelas hidrelétricas, já que o lance ofertado pelo UBP entrava, naturalmente, no cálculo do seu custo de produção.

Em 1996 e 1997, ainda em regime de concorrência pública, sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) do Ministério de Minas e Energia, foram licitados 1.185 MW. Em 1998, ano de início de funcionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica, foram licitados aproveitamentos hidrelétricos com capacidade de 2.446 MW.

No total, entre 1996 e 2002, foram licitados ou leiloados aproveitamentos hidrelétricos que somavam 12.144,6 MW – uma média de 1.734 MW por ano, segundo dados da ANEEL. Nesse mesmo período entraram em operação 12.319 MW oriundos de novas usinas hidrelétricas, aí incluídas, naturalmente, as que se encontravam em obras antes de 1996, numa média de 1.759,9 MW por ano.

Havia todo um conjunto de condições a favorecer a expansão da oferta de energia elétrica nesse período. Uma delas, em particular, ajudava bastante os empreendimentos de novas usinas hidrelétricas: não havia a exigência de Licença Prévia para que os aproveitamentos hidrelétricos pudessem ser leiloados.

Em paralelo aos leilões de aproveitamentos hidrelétricos, houve outros movimentos, destinados a aumentar a oferta de energia elétrica e, em última análise, a garantir o abastecimento nacional. Foram autorizadas muitas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), segundo o rito simplificado previsto pela legislação, e várias termelétricas (UTE), das quais nos ocuparemos com mais detalhes mais adiante. Desse esforço resultou que entre 1996 e 2002 – incluída a energia de empreendimentos cujas obras já estavam em andamento em 1996 – entraram em operação cerca de 20.576 MW¹⁰, o que representa uma média de 2.939,42 MW por ano.

Nesse mesmo período, começaram a ser igualmente licitadas novas linhas de transmissão e estações de transformação destinadas a ampliar e reforçar a Rede Básica de

¹⁰ Ver Boletim Energia nº 387, Agência Nacional de Energia Elétrica, http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/boletins/boletim_387.html, acessado em 06/11/2009.

Transmissão, o que permitiu o aporte de investimentos privados também nesse segmento da atividade, de forma mais ou menos similar ao que ocorria com a geração. Entre 1996, considerando-se as obras que já vinham em andamento, e 2002, foram agregados novos 11.144 quilômetros¹¹ de linhas à Rede, o que contribuiu para aumentar a segurança do sistema.

Neste ponto, é relevante abrir parênteses para lembrar que entre a licitação de um aproveitamento hidrelétrico e a sua efetiva entrada em operação costumam decorrer pelo menos três anos, prazo que cresce com o crescimento do tamanho do empreendimento. Usinas grandes podem levar seis ou mais anos para operar plenamente. Uma termelétrica costuma ficar pronta em até dois anos; e as linhas de transmissão levam, em média, entre seis meses e dois anos para serem erguidas, dependendo da sua extensão e complexidade.

Aqui também é importante levantar uma questão especialmente crucial para este trabalho. A segurança do abastecimento, num sistema hidrotérmico, como é o brasileiro, pode ser ampliada basicamente de duas formas: a) por meio de um sistema de usinas hidrelétricas que disponham de reservatórios capazes de armazenar água num regime de abastecimento plurianual, como era o sistema brasileiro até a década de 1990; e b) com a construção de usinas termelétricas para funcionar apenas quando faltar geração hidrelétrica ou, preventivamente, em função de um dado nível de risco pré-dimensionado, sob o qual opera o sistema. Evidentemente, quanto maior for a segurança do sistema, maior será o preço da energia, uma vez que qualquer forma de aumento de segurança do abastecimento aumenta o seu custo e tem impacto sobre as tarifas.

Contudo, dadas as dificuldades de licenciamento ambiental que serão expostas adiante, as usinas hidrelétricas vêm sendo construídas sem reservatório, caracterizando as assim chamadas usinas a fio d'água, que também não possuem capacidade de regularização da vazão dos rios e, em conseqüência, não podem contribuir para mitigar o problema de enchentes. Em razão disso, a segurança do sistema precisa ser estabelecida a partir de outra fonte, normalmente dada pela geração térmica, que acaba por ganhar maior participação na

¹¹ Ver Boletim Energia nº 387, Agência Nacional de Energia Elétrica, http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/boletins/boletim_387.html, acessado em 06/11/2009.

base do sistema de geração, encarecendo tarifas e aumentando a geração de gases de efeito-estufa.

A esse propósito, Kelman¹² afirma que há uma complementaridade na geração de fontes hídricas e térmicas, e que para um determinado nível de confiabilidade do sistema há uma proporção ótima de participação de cada uma das fontes. Para ele, isso se deve ao fato de que o custo da geração hidrelétrica cresce rapidamente com o aumento do nível de confiabilidade exigido, porque a importância de eventos extremos na distribuição de probabilidade das afluições aumenta. É importante destacar, também, que as usinas térmicas com menor preço de geração, e, por isso, as mais adequadas a essa benéfica complementaridade, são as térmicas a gás natural.

O sistema hidrelétrico brasileiro já vinha perdendo sua capacidade de reserva plurianual no período entre 1997 e 2000, em razão da falta de construção de novas usinas. Os reservatórios existentes foram sendo esvaziados gradativamente, ano após ano, até que a falta de chuvas no verão de 2000/2001 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, a pior de uma série de trinta anos, completou o desastre, levando o País ao racionamento de energia elétrica.

Passado o susto inicial, a crise de abastecimento foi bem gerenciada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. O sistema de racionamento utilizado foi inteligente e contou com extraordinária adesão e colaboração da sociedade. Em decorrência, o País aprendeu muito em termos de utilização racional de energia. Isso teve efeitos duradouros no tempo, gerando sobra de energia elétrica no mercado, em razão da redução da demanda nacional. Foi nessas condições que o governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva tomou posse, em 2003, com planos para alterar a legislação do setor.

3. *A alteração da legislação*

O novo Governo assumiu em 2003 com algumas preocupações fundamentais: garantir o abastecimento do País, a universalização do serviço de energia elétrica e a modicidade tarifária, além de corrigir o que entendia como deficiências no setor elétrico,

¹² KELMAN, Jerson, apresentação no Senado Federal em 24/08/2009, com base em dados da PSR Consultoria.

algumas delas diagnosticadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Mas as autoridades sabiam que precisavam, simultaneamente, assegurar remuneração justa aos investidores privados, como forma de preservar o aporte de recursos financeiros ao setor.

As intenções do Governo foram claramente explicitadas na Exposição de Motivos da Medida Provisória nº 144/2003:

“2. Os objetivos primordiais das mudanças propostas são a correção das deficiências diagnosticadas no Sistema Elétrico brasileiro e a adequação de rumos tomados no passado que comprometeram a eficácia do planejamento e inibiram os investimentos na expansão desse Setor, necessários para dar suporte ao crescimento econômico e ao desenvolvimento social do País.

3. Os princípios básicos para um arranjo institucional adequado ao Setor Elétrico devem permitir atender às seguintes finalidades: modicidade tarifária para os consumidores; continuidade e qualidade na prestação do serviço; justa remuneração aos investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço; universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso.”.

Contudo, houve um descompasso relevante entre o anúncio da disposição governamental de alterar as regras de funcionamento do setor elétrico e a divulgação dessas alterações para a sociedade, o que somente ocorreu com a publicação das Medidas Provisórias nº 144 e 145, ambas enviadas ao Congresso em 11 de dezembro de 2003.

Para que se tenha a dimensão desse lapso, basta citar que o Grupo de Trabalho criado pelo Ministério de Minas e Energia “com o objetivo de assessorar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico” foi criado no dia 6 de fevereiro de 2003.

O efeito desse descompasso foi a imediata suspensão de novos investimentos. Ninguém, de fato, correria o risco de aportar recursos no setor sem conhecer em definitivo as regras que passariam a reger o seu funcionamento. As Medidas Provisórias só se transformaram em lei (Leis nº 10.847 e 10.848, respectivamente) em 15 de março de 2004, após duros embates no Congresso.

Esse efeito, contudo, prolongou-se no mínimo até a metade de 2004, quando a edição do Decreto nº 5.631/2004, de 30 de julho, completou as alterações pretendidas pelo Governo, e os empresários do setor puderam avaliar concretamente o sentido e a extensão das mudanças. A postergação dos investimentos nesse período pode ser claramente percebida pela análise de algumas séries históricas referentes às etapas preparatórias para a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos, que serão apresentadas adiante.

Da mesma forma, os leilões de novas linhas de transmissão, igualmente importantes para a garantia do abastecimento, sofreram uma interrupção de cerca de um ano, embora não tenha havido, neste caso, alterações relevantes das regras, em face da redução do consumo de energia que sucedeu a crise de energia. O único fato novo foi que as empresas estatais, subsidiárias da Eletrobrás, puderam voltar a participar dos leilões, o que fizeram associadas minoritariamente à iniciativa privada, fato que não ocorria no período imediatamente anterior. O primeiro leilão de transmissão ocorreu no final de 2003, e os contratos para a construção das linhas foram firmados em 18 de fevereiro de 2004.

É útil fazer um registro das principais alterações introduzidas pela nova legislação que começou a vigorar em 2003. A Lei nº 10.847, de 2005, criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de elaborar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas atribuições legais são as seguintes:

- I. realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- II. elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- III. identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- IV. dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- V. realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- VI. obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- VII. elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;

- VIII. promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- IX. promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- X. desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- XI. efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- XII. elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- XIII. desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- XIV. dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- XV. promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- XVI. promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- XVII. promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e
- XVIII. desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

A Lei nº 10.848, de 2005, introduziu inúmeras alterações na legislação do setor, entre as quais merecem ser destacadas as seguintes: (i) tornou obrigatória a participação das concessionárias de distribuição em leilões para compra de 100% da energia necessária à expansão do seu mercado, mediante contratos de longo prazo no *ambiente de contratação regulada (ACR)*; (ii) obrigou os investidores de geração a vender

energia ao mercado regulado somente através desses leilões; (iii) criou o *ambiente de contratação livre (ACL)*, onde produtores independentes de energia e consumidores livres¹³ e especiais¹⁴ podem negociar livremente a energia; (iv) transformou o Mercado Atacadista de Energia, cuja criação fora autorizada pela Lei nº 10.433, de 2002, em *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*; e (v) destinou 3% da Reserva Global de Reversão (RGR) e 20% dos recursos de P&D (vide Lei nº 9.991, de 2000) para a Empresa de Pesquisa Energética.

É importante mencionar, também, o Decreto nº 5.631, de 2004, baixado pelo Governo em função da nova legislação, que regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e deu outras providências.

Por último, o Decreto nº 5.177, de 2004, regulamentou o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), destinada a viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, tanto nos Ambiente de Contratação Regulada, quanto no de Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Por essa nova legislação, a licitação de aproveitamentos hidrelétricos sofreu importantes alterações. Eles passaram a ser licitados em leilões de compra e venda de energia, nos quais as distribuidoras têm que adquirir dos agentes de geração a energia suficiente para abastecer o seu mercado. Nesses leilões há um preço-teto estabelecido pelo Governo para cada tipo de energia fornecida, segundo sua fonte (hidráulica, térmica, eólica, biomassa etc.), um mecanismo introduzido com o objetivo de reduzir as tarifas para o consumidor final.

No caso de aproveitamentos hidrelétricos novos, vence o leilão quem ofertar a energia da nova usina pelo menor preço, num leilão específico realizado horas antes do leilão de compra e venda de energia propriamente dito. Nesse segundo leilão se negociará o atendimento da demanda previamente declarada pelas distribuidoras, mas desconhecida dos

¹³ Consumidores livres são aqueles com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, conforme disposto na Lei nº 9.074, de 1995.

¹⁴ Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN - Sistema Interligado Nacional, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

agentes geradores ofertantes. A energia das novas hidrelétricas será obrigatoriamente fornecida ao preço do lance vencedor no leilão já realizado. É importante acrescentar que uma parcela menor da energia (algo como 20% ou 30%) a ser produzida pelas novas hidrelétricas costuma ser destinada à comercialização no mercado livre.

Também é relevante notar que as termelétricas, embora requeiram concessão da União para operar, não precisam passar por licitação, porque não representam concessão de uso de bem público – como no caso de hidrelétricas, que exploram cursos d’água, um patrimônio do Estado – e são construídas e operadas por conta e risco do empreendedor. Elas somente são obrigadas a participar dos leilões de compra e venda de energia caso queiram comercializar sua produção no mercado regulado.

Já nas disposições do Decreto nº 5.631, de 2004, destacou-se a exigência de obtenção de licença ambiental prévia à licitação de novos aproveitamentos hidrelétricos, conforme recomendação feita pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ainda em 2002. Àquela época, o Ministro de Minas e Energia baixou a Resolução nº 15, de 22 de novembro de 2002, criando “Grupo de Trabalho para propor procedimentos e mecanismos visando assegurar que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica disponham de Licença Prévia Ambiental, como condição para serem autorizados ou licitados, a partir de janeiro de 2004.”. Essa medida viria a ter impacto relevante sobre a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos, como se verá mais à frente.

Com esse conjunto de medidas, o Governo passou a ter maior controle sobre diversas atribuições e funções até então distribuídas entre a agência reguladora, a ANEEL, e outros agentes públicos e privados, obtendo, com isso, maiores poderes sobre o setor elétrico. Somadas a esse controle, viriam, naturalmente, maiores responsabilidades sobre seu futuro, a partir de então.

4. O aumento da participação térmica na matriz de geração

Desde o anúncio de mudanças na legislação, que certamente iriam incluir alterações na sistemática de leilões, a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos foi

interrompida. Houve um hiato entre os leilões de aproveitamentos hidrelétricos de aproximadamente três anos e cinco meses, no período de julho de 2002 a dezembro de 2005, quando foram retomados de forma tímida. O volume de potência ofertada, de fato, demorou um pouco mais a recuperar-se, e só cresceu com a licitação das usinas de Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, nos anos de 2007 e 2008, respectivamente.

A consequência disso foi o inevitável aumento da participação de usinas térmicas na geração de energia elétrica, fato que se evidenciou nos leilões promovidos pela Companhia Comercializadora de Energia Elétrica para suprir o mercado regulado – aquele atendido pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, que representa entre 70 e 75% do mercado nacional. Outra consequência negativa da delonga na licitação de aproveitamentos hidrelétricos foi o despacho da geração fora da ordem de mérito econômico, como se verá adiante.

De fato, nos leilões de energia para o mercado regulado realizados entre 2005 e 2008, para abastecer o mercado no período entre 2009 e 2013, predominou energia oriunda de fontes térmicas, que somavam uma capacidade instalada de 15.400,52 MW. Nesses mesmos leilões, a energia de origem hidráulica advinha de capacidade instalada equivalente a apenas 8.215,75 MW, dos quais 37,25 MW eram de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). As térmicas somavam, portanto, quase o dobro da capacidade hidrelétrica negociada.

Do total da energia de fonte hidráulica, apenas 1.415,35 MW (aí incluídos 37,25 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas) haviam sido licitados até 10 de dezembro de 2007, quando por fim foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio, no Rio Madeira, com 3.150,40 MW. Desses 1.415 MW, 1.378 MW foram negociados em dois leilões: o primeiro, realizado em 16 de dezembro de 2005, vendeu 756 MW, e o segundo, ocorrido em 10 de outubro de 2006, comercializou 622 MW.

Depois, em 19 de maio de 2008, foi leiloado o aproveitamento de Jirau, complementar a Santo Antônio, com 3.300 MW de capacidade. Entre eles, foi licitado, ainda, em 30 de setembro de 2008, o aproveitamento Baixo Iguaçu, com 350 MW, no Estado do Paraná. Contudo, a Licença Ambiental Prévia desse aproveitamento foi suspensa pelo Instituto Chico Mendes, após a sua licitação, e, em consequência, as obras da usina

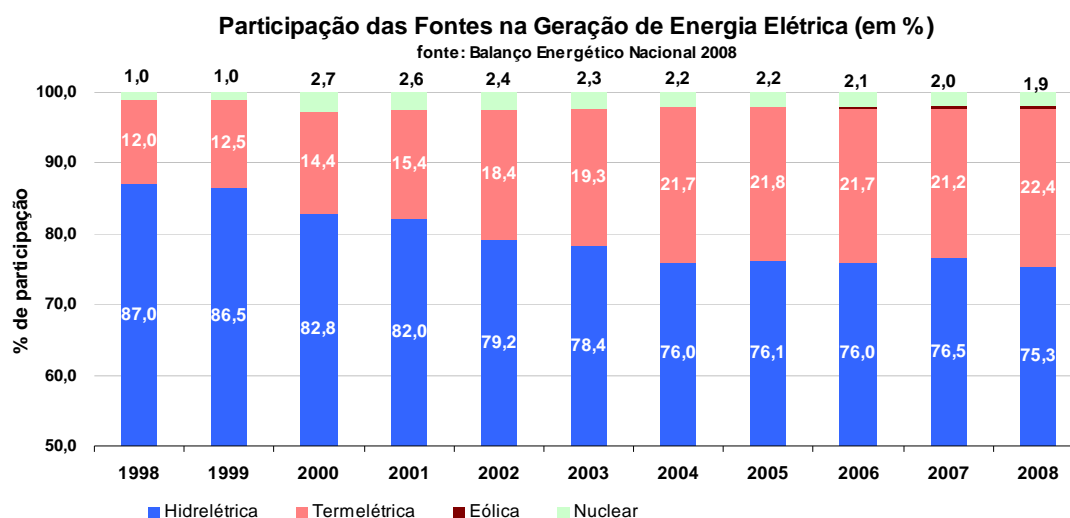
somente devem começar no primeiro semestre de 2010, com início de entrada em operação previsto para 2013. As concessões de Santo Antônio e Jirau somente foram outorgadas em 12 de julho de 2008 e 12 de agosto de 2008, respectivamente.

Vale registrar que, no período entre 2003 e 2008, ou seja, após a mudança da legislação, entraram em operação um total de 20.767 MW, uma média de 3.461 MW por ano. Desses, 9.543,97 MW eram provenientes de fontes hidráulicas, numa média anual de 1.590 MW. Estão incluídos nesses totais os empreendimentos que já estavam em obras antes de 2003.

É significativo o fato de que todas as hidrelétricas que entraram em operação entre 2003 e 2008 foram as que haviam sido leiloadas até julho de 2002. Isso bem indica a medida do tempo que separa a licitação de uma usina hidrelétrica da sua efetiva e plena entrada em operação, ainda mais que nem toda sua capacidade geradora entra em operação simultaneamente. Cabe observar, também, que as hidrelétricas licitadas de 2003 para cá são praticamente todas a fio d'água ou com pouquíssima capacidade de reservação.

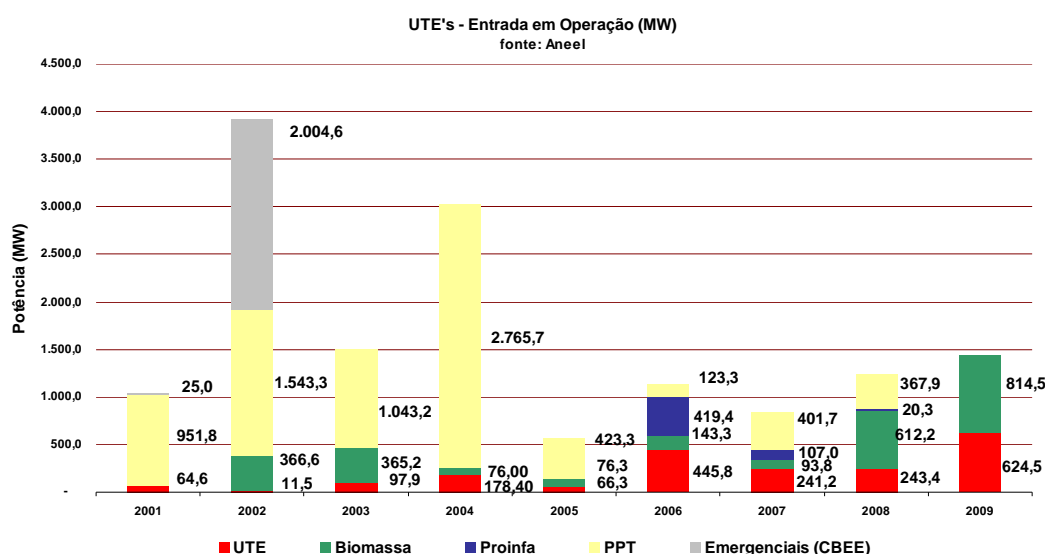
Com isso, como se pode perceber no Gráfico 1, a participação térmica vem se ampliando, com impactos previsíveis sobre o preço da energia elétrica e sobre o ambiente, entre os quais se destacam as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pelas usinas térmicas.

Gráfico 1



É relevante destacar, no entanto, que o crescimento da participação da geração térmica na matriz brasileira de geração de energia elétrica não começou nos leilões introduzidos pela nova legislação aprovada pelo Congresso em 2004. Como se pode perceber no Gráfico 2, ele data da instituição do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) cujos efeitos já são sentidos a partir de 2001, quando entraram em operação os primeiros 951,8 MW decorrentes de usinas inseridas no Programa.

Gráfico 2



Preocupado com o contínuo esvaziamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que vinha se agravando desde 1997, o Governo Federal lançou o Programa em 24 de janeiro de 2000, por meio do Decreto nº 3.371. Seu objetivo era atrair empreendedores para a construção de usinas térmicas, cuja entrada em operação seria rápida e, portanto, capaz de ajudar a evitar a crise. Elas operariam com gás trazido da Bolívia, em regime *take or pay*, pelo gasoduto Brasil-Bolívia, que havia começado a operar em 1999.

Além de assegurar suprimento de gás natural para as termelétricas que aderissem ao Programa, o Decreto criou incentivos para os empreendedores que se dispusessem a investir nessa modalidade de geração. Não houve tempo, no entanto, para que o PPT pudesse ajudar a evitar a crise de abastecimento de 2001. Mesmo assim, 1.543,3

MW gerados no âmbito do Programa entraram em operação em 2002, ajudando a mitigar seus efeitos.

Contudo, dada a premência da crise, foram contratados, em regime emergencial, naquele mesmo ano, 2.004 MW, a serem gerados por térmicas distribuídas pelo Brasil. A contratação foi realizada por meio da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pela Medida Provisória nº 2.209, de 2001, e pelo Decreto nº 3.900, do mesmo ano.

O PPT continuou produzindo efeitos, já que o Decreto que o instituiu segue em vigor, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 4.067, de 2001. Sob a égide do Programa, entrou em operação, até 2008, um total de 7.620,2 MW.

Feito esse breve retrospecto, é possível afirmar que a participação térmica no abastecimento nacional continuará se projetando de forma crescente, no futuro. As usinas de Santo Antônio e Jirau têm suas entradas em operação previstas para maio de 2012 e janeiro de 2013, respectivamente. Belo Monte, no rio Xingu, com 11.233 MW, outro aproveitamento hidrelétrico importante, será licitado provavelmente em 2010, e tem o início de sua entrada em operação estimada para 2015, com previsão de conclusão em 2020.

Há, evidentemente, desafios a serem enfrentados por esses importantes empreendimentos. Obtidas suas licenças ambientais prévias após demorado processo, eles ainda precisarão obter, por exemplo, as licenças ambientais de instalação e, depois, as de operação, o que poderá representar mais atrasos. Isso significa que, nos próximos quatro ou cinco anos, o Brasil dependerá bastante da geração de eletricidade de origem térmica para assegurar o abastecimento da crescente demanda que hoje se configura.

Neste ponto, é importante abrir parênteses para registrar que as dificuldades de licenciamento ambiental não podem ser atribuídas exclusivamente à introdução do Licenciamento Ambiental Prévio como requisito para o leilão de novos aproveitamentos hidrelétricos, nem a exigências em demasia por parte dos licenciadores.

Implantou-se, no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas, do qual é exemplo atual a Usina de Belo Monte, que o Governo se esforçava por licitar ainda em 2009. Esse clima é mantido por meio de um eficiente trabalho de

comunicação realizado por ONGs ambientalistas, indígenas, celebridades internacionais, como o cantor Sting, e por determinados movimentos sociais, tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Eles têm sido extremamente eficientes para mobilizar a imprensa e a opinião pública em torno de uma causa ambiental específica – contra a construção de usinas hidrelétricas dotadas de reservatório d’água –, assunto que será discutido mais adiante.

Esse ambiente contribui para que procuradores e promotores façam também uma aberta e persistente litigância contra a construção de hidrelétricas, muitas vezes calcada em argumentos de pertinência duvidosa, mas que são freqüentemente acolhidos pelo Judiciário, gerando atrasos e protelando o licenciamento das obras. Belo Monte, como é notório, chegou a ter proibidos pela Justiça os seus estudos, como se estudos causassem danos ao ambiente, numa atitude que chega às raias do obscurantismo.

No instante mesmo em que este Estudo estava sendo produzido, procuradores buscaram, na Justiça, anular as audiências públicas realizadas pelo IBAMA para a concessão da Licença Prévia de Belo Monte, exigindo, para tanto, a realização de outras tantas audiências. A decisão de primeira instância, que lhes foi favorável, foi logo cassada em segunda instância, mas tudo isso serve para atrasar a licitação da obra, cujo projeto se arrasta já há mais de três décadas.

Outra questão que precisa ser examinada no que diz respeito ao atraso de licenciamentos ambientais é a que apontou Jerson Kelman em sua sabatina, no Senado Federal, quando foi indicado Diretor-Geral da ANEEL, em 2004. Trata-se da responsabilização pessoal dos servidores públicos, em ações judiciais, pela concessão de licença ambiental a empreendimentos hidrelétricos, opção que tem crescido em importância no conjunto de táticas adotadas pelos setores que vêm se opondo à construção de usinas hidrelétricas.

As ações visam intimidar especificamente os servidores dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Mesmo que a denúncia venha a ser recusada pela Justiça, ela causa graves problemas ao servidor, que tem que arcar com o ônus da sua própria defesa, já que o Estado não tem responsabilidade de defendê-los em situações como essas. A cautela dos servidores para evitar esse tipo de ação faz com que eles assumam uma

atitude defensiva e tendam a exagerar suas exigências em relação aos projetos que examinam, o que leva à procrastinação da assinatura de pareceres e de licenças, e, em última análise, ao atraso do licenciamento.

Para que não se diga que há exagero nessas afirmações, há casos notórios e recentes a ilustrar esse tipo de situação. Segundo a Imprensa¹⁵, o Presidente do IBAMA, Roberto Messias, e o Diretor de Licenciamento do Órgão, Sebastião Custódio, foram absolvidos pela 3ª Vara da Justiça Federal de Rondônia, em setembro de 2009, em ação de improbidade administrativa, movida pelo Ministério Público Federal em Rondônia e pelo Ministério Público daquele Estado, pela concessão da licença ambiental para a instalação do canteiro de obras da Usina de Jirau, no Rio Madeira. Eram acusados de terem concedido a licença em desacordo com a legislação ambiental. Agora continuam respondendo a um segundo processo, pelos mesmos motivos, desta vez por concessão de licença para a obra propriamente dita.

No Pará, o analista ambiental Adriano Rafael de Queiroz, do IBAMA, está sendo processado pelo Ministério Público por conta de manifestação, no exercício da função de Coordenador-Substituto da Área de Energia Elétrica, a favor da aceitação dos estudos de impacto ambiental da Usina de Belo Monte, no Rio Xingu.

Recentemente, nem mesmo usinas eólicas, consideradas uma das fontes energéticas mais limpas do mundo, escaparam aos rigores da ação do Ministério Público Federal e Estadual, que, segundo a Imprensa¹⁶, foram à Justiça para embargar o parque eólico de Aracati, no Ceará.

As alegações do Ministério Público seriam de que a construção do parque representaria iminente destruição de um grande sítio arqueológico situado nas dunas e de que os estudos ambientais teriam sido apresentados mediante Relatório Ambiental Simplificado. Esta última alegação não foi acolhida pela Justiça, que apenas sustou a instalação de três novos aerogeradores, e solicitou ao Instituto do Patrimônio Histórico e

¹⁵ O Estado S. Paulo, edição eletrônica de 01.nov.2009, em <http://www.estadao.com.br>, acessada em 06/11/2009.

¹⁶ O Globo, edição de 03.nov.2009, p. 10.

Artístico Nacional (IPHAN) laudo de vistoria, avaliando o nível de atendimento da empresa responsável em relação às exigências que haviam sido feitas pelo Instituto.

Todas essas condicionantes levam à demora no licenciamento ambiental de novas usinas hidrelétricas, enquanto termelétricas são facilmente licenciadas. Não há pressões e nem campanhas contra esse tipo de geração de energia elétrica, bastante poluente, como se sabe.

A restrição mais relevante à concessão de licença ambiental para as termelétricas foi a edição, em 2009, da Instrução Normativa nº 7, do IBAMA. Essa norma determina a compensação ambiental por térmicas a carvão e óleo combustível das emissões de gases do efeito estufa. Os empreendedores teriam que fazer investimentos em reflorestamento, energia renovável e eficiência energética.

A Instrução Normativa recebeu, contudo, contestações dentro do próprio Governo, por parte do Ministério de Minas e Energia, e de parte dos investidores em usinas termelétricas, que obtiveram liminar na Justiça suspendendo os efeitos da medida.

A consequência natural de todo esse quadro é que a inescapável expansão da base termelétrica já está prevista no Plano Decenal de Expansão 2008-2017, do Ministério de Minas e Energia, elaborado pela EPE. De acordo com o Plano Decenal, a capacidade instalada termelétrica do Sistema Interligado Nacional sofrerá um acréscimo de 104% no período 2008-2017, passando de 15.543 MW, em 2008, para 31.553 MW, em 2017. Serão 16.010 MW a mais de energia de origem térmica no Sistema.

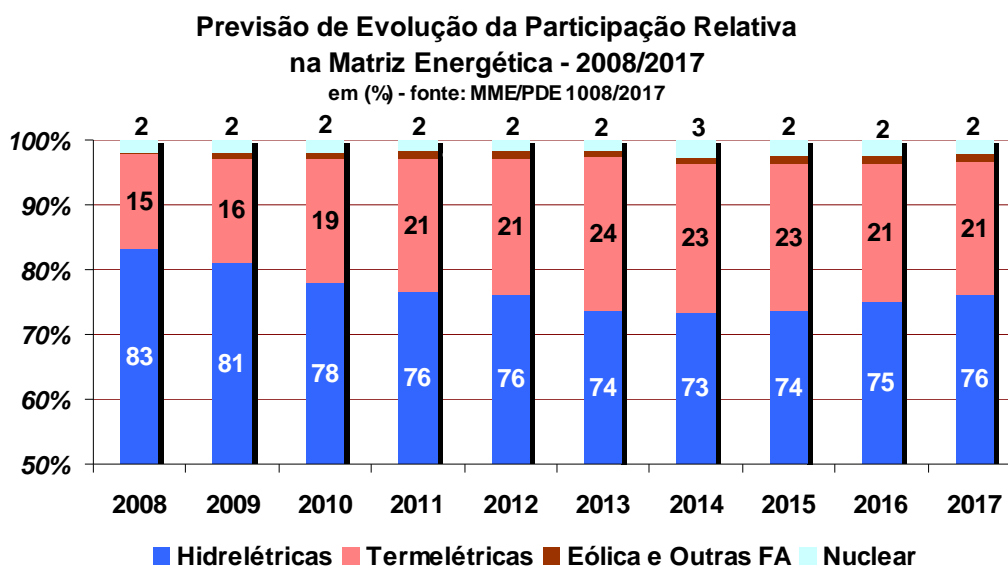
Em decorrência dessa expansão térmica, em 2017, segundo o Plano, as UHEs corresponderão a apenas 71% da capacidade instalada nacional, o que indicará uma queda de 8,6 pontos percentuais em relação ao que representavam na capacidade total verificada em 2008, quando somavam 79,6% do total. A situação é (muito pouco) melhorada quando a evolução das PCHs é levada em conta, reduzindo-se a queda do conjunto da geração hídrica para a casa dos 7 pontos percentuais (Tabela 1).

*Tabela 1 – Evolução Prevista da Matriz de Energia Elétrica – 2008/2017
em mil MW – fonte: MME/PDE 2008-2017*

Origem/Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidrelétrica	84,9	86,8	89,9	91,8	92,5	95,4	98,2	103,6	111,0	117,5
Termelétrica	14,9	17,3	22,1	24,8	25,6	30,8	30,8	31,7	31,7	31,7
Eólica/Outras										
FA	0,3	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,7	2,1	2,1
Nuclear	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,4	3,4	3,4	3,4
SOMA	102,08	107,19	115,48	120,07	121,53	129,62	133,83	140,45	148,11	154,65

As térmicas a óleo combustível, gás natural, óleo diesel e carvão mineral, acrescidas das modalidades Biomassa, Gás de Processo e Vapor, em contrapartida, responderão por 20,5% da capacidade instalada nacional, um crescimento de 5,9 pontos percentuais em relação ao total de 2008, quando somavam 14,6% da potência instalada. O maior crescimento será das térmicas a óleo combustível, que passarão de 1,3% para 5,7% da matriz.

Gráfico 3



O modelo de comercialização de energia elétrica, vigente desde 2004, estabeleceu que as demandas de expansão do mercado consumidor – no âmbito do chamado Ambiente de Contratação Regulado, que exclui os consumidores livres – sejam

contratadas a longo prazo, a partir de leilões para entrega futura, sob critério de menor preço, com preço-teto previamente estabelecido pelo Governo.

Nos leilões de energia nova, isto é, da energia necessária à cobertura da expansão da demanda, as distribuidoras contratam em *pool*, por meio dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), em duas modalidades: quantidade ou disponibilidade.

No contrato por quantidade, é pactuada a entrega de um volume definido de energia, remunerado a um determinado preço por unidade de energia entregue, estabelecido em Reais por MegaWatt-hora (R\$/MWh). Nessa modalidade, o risco de não atendimento dos montantes contratados é do vendedor, que precisará suprir suas eventuais necessidades por meio do Mercado de Curto Prazo (MCP).

No contrato por disponibilidade – adotado, por exemplo, na compra e venda de energia de origem termelétrica, utilizada para regularização dos ciclos hidrológicos que regem a oferta de energia de origem hídrica – esse risco é suportado pelo comprador, ou seja, pela distribuidora de energia.

Quando se contrata por disponibilidade, não haverá necessariamente a geração ininterrupta de energia. Havendo disponibilidade de fontes mais baratas, a energia do contrato não será despachada. Por isso, ele apresenta um formato específico e próprio de remuneração. No contrato por disponibilidade, podemos dizer de modo simplificado que a remuneração se divide em duas partes.

A primeira delas é a Receita Fixa - RF, que se destina a cobrir as despesas de depreciação e a remunerar os investimentos (assim como a suportar a operação e a manutenção do empreendimento, como que para a produção de uma única unidade de energia, ou seja, 1 MW). Esse valor, em função de sua própria definição, deve ser pago por todo o período de vigência do contrato, quer a usina esteja ou não produzindo.

A segunda, chamada de Custo Variável Unitário – CVU, remunera os custos correntes de combustível, de operação e de manutenção calculados para os períodos em que o empreendimento é despachado, ou seja, em que ele é solicitado a produzir energia.

Vários parâmetros relevantes, nessa modalidade, tais como o volume de energia assegurada (energia firme ou garantia física de produção) da usina e o Custo Variável Unitário do empreendimento, declarado pelo empreendedor, são estabelecidos ou ratificados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, de modo que o leilão é decidido por menor preço, levando-se em conta o lance oferecido para a Receita Fixa e o CVU estimado.

Visando moderar os custos variáveis declarados pelo empreendedor, há, ainda, como mecanismo adicional à auditoria de custos a cargo da EPE, a metodologia de certificação da potência instalada. Por ela, quanto maior for o custo variável tanto menor será a proporção da potência nominal total instalada aceita como garantia física. Isso decorre de que, quanto mais elevados forem os custos variáveis da usina, menor serão suas probabilidades de vir a ser despachada pelo ONS.

Embora pouco usual, é possível que os empreendimentos termelétricos comercializem sua energia, no limite certificado, em ambos os mercados, livre ou regulado. Há, também, por limitação tecnológica ou contratual, casos em que os empreendimentos apresentam uma característica conhecida como inflexibilidade, que pode ser total, obrigando-os a uma produção constante (como no caso das usinas term nucleares) ou parcial, ou seja, obrigando-as a manter um mínimo de geração obrigatório.

Toda essa precificação, é evidente, sofre forte influência das características próprias de cada tecnologia e de cada combustível utilizado, assim como de suas exigências financeiras, no empreendimento. As usinas a carvão, a óleo combustível e a gás natural, por exemplo, requerem pouco investimento de capital inicial, se comparadas às que utilizam outras fontes térmicas, mas apresentam altos custos operacionais, quando em funcionamento. As duas primeiras, além disso, são altamente poluentes, levando-se em consideração a geração de GEE.

Os empreendimentos hidrelétricos, ao contrário, são vorazes consumidores de capital no período de sua instalação, após o qual apresentam custos relativamente baixos de operação; os impactos das usinas hidrelétricas na geração de GEE são discutidos em maior profundidade em capítulo específico.

Na Tabela 2¹⁷, é apresentada uma estimativa dos preços médios de energia do primeiro semestre de 2009, feita a partir dos preços efetivamente pagos aos investidores, exceto nos casos da fotovoltaica, cujo preço foi estimado pelo CEPEL, e da nuclear, estimado pela Eletronuclear, em função da tecnologia e do combustível.

Tabela 2 – Preço médio da geração de energia elétrica, por fonte

FONTE	PREÇO (R\$/MWh)
Usina Hidroelétrica de Grande Porte	75,00
Usina Hidroelétrica de Médio Porte	115,00
Usina Termonuclear	150,00
Usina Térmica a Gás Natural	210,00
Usina Eólica	270,00
Usina Térmica a Carvão	277,00
Usina Térmica a Óleo Combustível	643,00
Usina Térmica a Óleo Diesel	772,00
Usina Solar Fotovoltaica	1.827,00

Como se pode verificar com facilidade, o aumento da participação da geração térmica na matriz brasileira de eletricidade é preocupante, do ponto de vista de seus impactos em preço para as distribuidoras e, em consequência, para o consumidor final. A hipótese de atraso na construção de hidrelétricas analisada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, por exemplo, estima em mais de R\$ 2 bilhões o impacto de custos na operação total do sistema; para o consumidor, entretanto, esse valor resulta ainda maior, em função dos inúmeros acréscimos, diretos e indiretos, que o custo de geração sofre até chegar a compor a conta de luz.

Também a PSR Consultoria, empresa especializada no setor energético, prevê um aumento real de 22% na tarifa média de energia¹⁸, 55% dos quais decorrentes da

¹⁷ MONTALVÃO, Edmundo. Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais Sobre a Conta de Luz dos Consumidores, em http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao/texto62subs%EDdiosnosorel%E9tricoedmundomontalva_o.pdf, acessado em 16.dez.2009.

¹⁸ VEIGA, Mário, apresentação no Encontro Nacional do Setor Elétrico, realizado no Rio de Janeiro, em 29.set.2009.

contratação de usina térmicas por *disponibilidade*. Caso o volume de despacho seja superior ao previsto, o percentual de aumento tende a ser ainda maior.

Acresce em importância o fato de que, em vista da metodologia de comparação adotada nos leilões por *disponibilidade*, as usinas a óleo vêm obtendo um desempenho muito bom. Esse quadro, decerto paradoxal, refere-se em especial ao fato de que, como têm baixa probabilidade de despacho, elas acabam por tornarem-se mais atrativas, em vista de sua relativamente menor exigência de investimento inicial. Essa menor exigência, por sua vez, permite que se possa oferecer lances menores, nos leilões, o que vem constituindo fator de grande influência no resultado final das licitações.

Ocorrendo a necessidade de despacho, entretanto, mesmo seguindo a ordem de mérito de preço, a situação se inverte completamente, como é fácil perceber. Sobretudo quando há despacho fora de ordem, os impactos negativos tendem a se mostrar ainda mais graves, como se demonstra em outro capítulo deste trabalho.

Por fim, é importante registrar que a tendência à expansão da geração térmica persistia no leilão que estava previsto para 21 de dezembro de 2009, destinado a abastecer o mercado daqui a cinco anos. Segundo a imprensa, cadastraram-se 81 empreendimentos, que representam 19.168 MW de capacidade instalada. Eram 49 térmicas a gás natural (15.015 MW), quatro de carvão mineral nacional (1.690 MW), três de carvão mineral importado (1.014 MW), seis usinas de biomassa a bagaço de cana (344 MW), 12 Pequenas Centrais Hidrelétricas (201 MW), e sete usinas hidrelétricas (905 MW).

No entanto, como a participação das sete hidrelétricas, que representavam apenas 4,72% da potência disponível no leilão, dependia ainda da emissão da Licença Ambiental Prévia, o que não ocorreria em tempo hábil, o Ministério de Minas e Energia decidiu suspender o leilão. O Ministério informou, de acordo com notícia do CanalEnergia, de 9 de dezembro de 2009, que o cancelamento do leilão não afetará a segurança do suprimento de energia elétrica em razão da contratação de energia de reserva de fonte eólica no certame que, realizado no dia 14 de dezembro de 2009, somou 753 MW.

5. *A perda da capacidade de regularização do sistema*

Uma decorrência natural da pressão ambientalista contra a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios é a perda gradual da capacidade de regularização plurianual do sistema hidrelétrico. Essa regularização decorre, como já dito, do fato de que o conjunto dos reservatórios das hidrelétricas de todo o País pode armazenar água nos períodos chuvosos para gerar energia elétrica nos períodos secos, isso, inclusive, de um ano para o outro.

Graças à existência do Sistema Interligado Nacional, mencionado anteriormente, a reservação de água pode ser feita explorando a complementaridade das estações chuvosas e secas nas diferentes regiões do País, fenômeno que resulta na maior flexibilidade do abastecimento de energia elétrica. Traduzindo, é possível gerar energia elétrica por meio das usinas cujos reservatórios estão cheios na região Sul do Brasil e enviá-la para abastecer o Norte, enquanto os reservatórios das usinas do Norte se enchem, aproveitando a sua estação chuvosa, que ocorre em época diferente daquela da região Sul. Mais tarde, quando estiver chovendo no Sul, inverte-se a geração e a remessa de energia.

Praticamente todos os aproveitamentos hidrelétricos licitados a partir de 2005 eram para usinas a fio d'água, ou seja, sem reservatório, devido à forte pressão ambientalista. Os números disponíveis mostram claramente o resultado dessa política. O Plano Decenal de Energia 2008-2017 informa que as usinas hidrelétricas em operação no País em 2007, cujos reservatórios ocupavam algo como 0,4% do território nacional (34.000 km², ou seja, perto de seis vezes a área do Distrito Federal), apresentavam uma relação média de área alagada por potência instalada de 0,49km²/MW. Já no ciclo de planejamento abrangido pelo Plano, ou seja, 2008-2017, a relação média área alagada por potência instalada cairá para 0,19km²/MW. Os três maiores projetos desse decênio, Santo Antonio, Jirau e Belo Monte têm uma relação média área alagada por potência instalada de 0,07 km²/MW.

O Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Hermes Chipp¹⁹, alertou para a redução da capacidade de regularização plurianual do sistema, resultado natural dessa tendência, em apresentação no 5º Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico. Chipp mostrou dados que indicam que a relação entre a energia armazenável (em MWmédios) e a demanda (também em MWmédios) tem uma queda estimada de 6,7, em 2000, para 4,5, em 2012. Em outras palavras, o índice que expressa a capacidade total de armazenamento de água do sistema hidrelétrico nacional frente à demanda vem caindo gradativamente, quer pelo aumento da demanda, quer pela falta da construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios.

Outros estudos apontam na mesma direção. Mário Veiga e Rafael Kelman²⁰ estimam que haverá uma perda na capacidade de regularização do sistema hidrelétrico da ordem de 10%, entre 2010 e 2020. Essa perda terá que ser compensada pela construção de usinas termelétricas, com o conseqüente aumento de emissões de gases de efeito estufa, o que coincide com as previsões contidas no Plano Decenal de Energia 2008-2017. Os autores afirmam que cada 1% de perda da capacidade de regularização equivalerá a um aumento de 23% nas emissões.

Estudo publicado em fevereiro de 2009²¹ também aponta a tendência de perda da capacidade média de regularização do sistema, atualmente estimada em dois anos e meio. O trabalho conclui que mesmo que haja uma liberação mais rápida de projetos de usinas hidrelétricas pelos órgãos ambientais, a restrição à construção de reservatórios levará à construção e/ou operação mais intensa de usinas termelétricas, com o objetivo de compensar a deficiência na capacidade de regularização. E adverte para a necessidade de consideração do prejuízo ambiental decorrente nas análises que restringem a construção de reservatórios nas usinas hidrelétricas.

Essa perda da capacidade de regularização do sistema brasileiro de geração de energia elétrica precisa, evidentemente, ser avaliada com profundidade, por especialistas,

¹⁹ Cf. Chipp, *apud* COUTO, Fábio. “ONS alerta para aumento de custos ao consumidor com redução da capacidade de armazenamento”, Agência Canal Energia, 1º.out.2008. Disponível em www.canalenergia.com.br, acesso em 26.nov.2009

²⁰ VEIGA, Mário e KELMAN, Rafael, apresentação no Seminário Meio Ambiente e Setor Elétrico, realizado no Rio de Janeiro, em 10/08/2009.

²¹ *Market Report*, edição 26, fevereiro de 2008, PSR e Gas Energy.

para que se tenha noção clara da opção, inclusive do ponto de vista ambiental, que está sendo feita pela política e pelas práticas atualmente adotadas na expansão da oferta de energia elétrica no País.

6. *O despacho fora da ordem de mérito de econômico*

A dependência de usinas termelétricas para assegurar o abastecimento nacional foi enormemente evidenciada em 2008, quando houve atraso no início da estação chuvosa de 2007/2008. Nessa ocasião, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) baixou a Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007, autorizando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a “extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético (...), despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE”. A decisão do CMSE deve, nesses casos, segundo a resolução, ser respaldada em nota técnica do ONS.

O que significa essa decisão? O Operador Nacional do Sistema Elétrico controla a oferta e a demanda no Sistema Interligado Nacional, determinando quais usinas devem ser acionadas para gerar a energia necessária à cobertura da demanda prevista. A isso se dá o nome de despacho, que é sempre feito por ordem de mérito econômico, isto é, as usinas são despachadas pela ordem do seu custo de geração. As hidrelétricas são sempre as de menor custo e, por isso, são chamadas a gerar antes das termelétricas, como já visto no capítulo “O aumento da participação térmica na matriz de geração”.

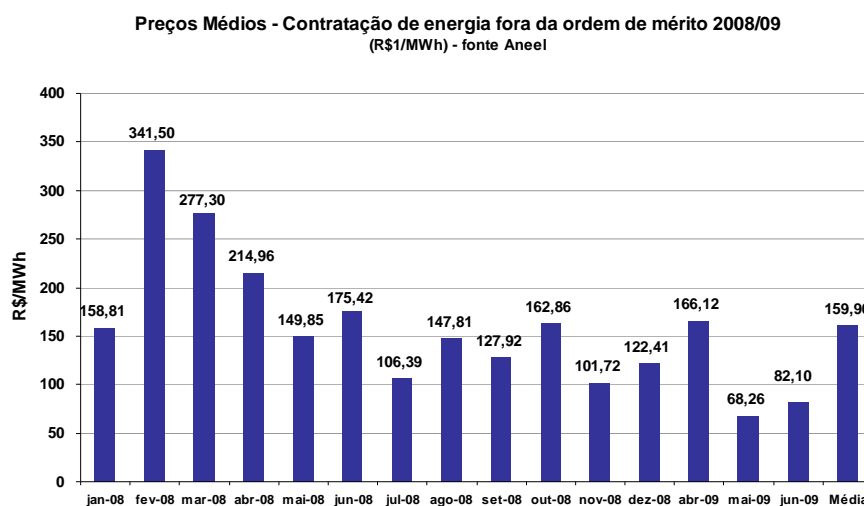
Naquela ocasião, diante da possibilidade de faltar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, a exemplo do que havia acontecido em 2001, o CNPE decidiu dar permissão ao CMSE, órgão do Ministério de Minas e Energia, para realizar o despacho fora da ordem de mérito, isto é, para determinar que as usinas térmicas gerassem antes das hidrelétricas, de modo que estas pudessem armazenar água em seus reservatórios. Um medida claramente destinada a preservar a segurança do abastecimento, como se percebe.

Evidentemente essa providência tem um custo e a Resolução nº 8, de 2007, também tratou disso. O § 3º do art. 3º da Resolução estabeleceu que “o custo adicional do

despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU²² e o PLD²³, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional - SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.”. Em resumo, os custos adicionais de geração térmica para segurança do abastecimento, calculados na forma dessa regra, seriam repassados às tarifas pagas pelo consumidor final.

Com base nessa autorização, 42 usinas térmicas foram envolvidas nesse esforço, tendo começado a gerar já a partir de janeiro de 2008. Foi gerado um montante de 12,23 milhões de MWh, a um custo total de R\$ 2,14 bilhões, durante o ano de 2008, e 2,17 milhões de MWh, ao custo de R\$ 157,50 milhões, até o mês de junho de 2009. O preço da geração fora da ordem de mérito ficou, em média, em R\$159,90/MWh, valor esse que é pago *em acréscimo* ao custo de geração vigente no mercado livre. Vale registrar que o custo de geração alcançado em mercado livre cresce sobremodo justamente nos momentos de escassez, tornando ainda mais significativo o preço final da energia assim produzida. O Gráfico 4, a seguir, mostra o valor médio de geração em R\$/MWh dessas termelétricas.

Gráfico 4



²² Custo Variável Unitário é o custo variável do combustível e da operação e manutenção de termelétricas quando acionadas.

²³ Preço de Liquidação de Diferenças é o valor atribuído à energia transacionada livremente no mercado de curto prazo.

Como se vê, se, tal qual afirma Jerson Kelman²⁴, o custo da geração hidrelétrica cresce rapidamente com o crescimento da exigência por maiores níveis de confiabilidade, que demandarão maior potência térmica disponível para complementar a fonte hídrica durante os períodos de seca. Também é fato que o custo de geração térmica se eleva muito quando há despacho contínuo para geração na base do sistema, e não de forma complementar às fontes hidráulicas.

7. *A licitação de aproveitamentos hidrelétricos*

A interrupção dos leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos, entre julho de 2002 e dezembro de 2005, e a pequena potência de origem hídrica licitada até 2007 (1.415,35 MW, como visto) – quando foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico Santo Antônio, no Rio Madeira –, teve duas justificativas, segundo as autoridades governamentais: a dificuldade de obtenção da Licença Ambiental Prévia e a falta de estoque de aproveitamentos hidrelétricos em condições de serem licitados.

Esses argumentos foram mencionados em diferentes ocasiões por diversas autoridades: pelo Presidente da EPE, Maurício Tolmasquim; pelo então Ministro de Minas e Energia e hoje Diretor-Geral da ANEEL, Nelson Hubner; e pelo atual Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, conforme amplamente noticiado pela Imprensa.

A concessão de Licença Ambiental Prévia a aproveitamentos hidrelétricos enfrenta, como já descrito, grandes dificuldades. Resta examinar a alegada falta de estoque de aproveitamentos em condições de serem licitados. Antes que um aproveitamento hidrelétrico possa ser leiloado, há todo um longo caminho a percorrer, que começa com o chamado inventário da bacia hidrográfica, cuja função é determinar que aproveitamentos daquela bacia serão considerados para geração de energia elétrica, segundo o conceito de aproveitamento ótimo, estabelecido pela Lei nº. 9.074, de 1995.

Essa Lei define, em seu art. 5º, § 3º, como aproveitamento ótimo “todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida

²⁴ Kelman, Jerson, op. cit.

para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.”. O § 2º do mesmo artigo determina que nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, no caso a União. O inciso 3º do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, atribuía à ANEEL a competência de definir o “aproveitamento ótimo”. Contudo, esse dispositivo foi revogado pela Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003 (convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004), que fez parte da alteração da legislação do setor naquela ocasião, como já descrito, e a competência de novo delegada à ANEEL por meio do Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004 (art. 1º, inciso II).

Os inventários podem ser feitos por quaisquer agentes privados ou pela própria EPE, mediante registro junto à ANEEL, que autoriza a sua realização por despacho. Cabe, também, à Agência a aprovação dos inventários realizados. Os inventários de bacias, que costumam levar de 12 a 24 meses para serem concluídos, podem ser feitos simultaneamente por mais de um agente, cabendo à ANEEL escolher o melhor estudo. Nos inventários já começa a ser feita a análise ambiental das bacias.

Inventariada a bacia e determinado seu aproveitamento ótimo, vem a fase de estudos de viabilidade, na qual é feita a avaliação técnica e econômica do local selecionado no inventário para a possível construção da usina e providenciados os estudos sócio-ambientais (EIA/RIMA) necessários à obtenção de Licença Ambiental Prévia. Tal como na etapa anterior, qualquer interessado pode realizar estudos de viabilidade, inclusive a EPE, bastando para isso registrá-los junto à ANEEL, a quem cabe a aprovação final dos assim chamados Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica. Essa fase também consome em torno de 12 a 24 meses.

Os estudos sócio-ambientais são enviados ao órgão de licenciamento ambiental competente, para a emissão da Licença Prévia. Este, por sua vez, os encaminha a outros órgãos (FUNAI, IPHAN etc.) para consulta, caso haja necessidade de sua anuência.

É preciso obter, ainda nessa fase, a Reserva de Disponibilidade Hídrica²⁵, junto à Agência Nacional de Águas (ANA), que, mais tarde, transformar-se-á numa outorga de uso da água. Só então o aproveitamento hidrelétrico pode ir a leilão, cujo processo de preparação e de realização costuma levar cerca de seis meses. Leva-se, portanto, entre dois e quatro anos para se chegar à fase em que o empreendimento pode ir a leilão.

Depois de leiloado o aproveitamento hidrelétrico, vem a fase de elaboração do projeto básico e dos programas e projetos sócio-ambientais, em consonância com os estudos de viabilidade e sócio-ambientais aprovados, num processo que consome período da ordem de um ano. A ANEEL aprova o projeto básico e autoriza a construção da usina, e o órgão de licenciamento ambiental emite a chamada Licença de Instalação, se concordar com os programas e projetos elaborados. Só então pode começar a construção da usina, sob fiscalização da ANEEL, que leva, em geral, não menos de três anos, podendo chegar a até dez anos, em casos de projetos maiores, como Belo Monte. Antes da entrada em operação, o empreendedor precisa obter, ainda, a chamada Licença de Operação, a última exigida, que é condição para o enchimento do reservatório. Portanto, entre o início dos estudos de viabilidade e a operação de uma usina hidroelétrica, transcorrem, no mínimo, seis anos, podendo chegar a treze anos.

Vale registrar aqui que os empreendedores que realizam inventários e estudos de viabilidade são também, em geral, participantes dos leilões de aproveitamentos hidrelétricos, seja sozinhos, seja associados a um ou mais parceiros. Caso deixem de arrematar os aproveitamentos pretendidos, no decurso do processo licitatório, serão ressarcidos das despesas de realização de inventários e estudos de viabilidade pelo vencedor do leilão.

Como se pode ver no Gráfico 5, a seguir, entre 1998 e 2002, foram aprovados pela ANEEL inventários que totalizaram 33.180 MW. No mesmo período, haviam sido aprovados estudos de viabilidade que somavam quase 10.300 MW de capacidade instalada.

²⁵ A Reserva de Disponibilidade Hídrica refere-se à reserva, feita pela ANA, da quantidade de água necessária à viabilização do empreendimento hidrelétrico. Trata-se de licença provisória, que será depois formalizada na forma de outorga de uso da água.

A maioria dos aproveitamentos que compunham esses 10.300 MW foram licitados até julho de 2002, quando foi realizado o último leilão de aproveitamentos hidrelétricos sob a legislação até então vigente. Restaram apenas 757 MW a serem leiloados, dos quais 233 MW seguem sem licenciamento ambiental até hoje.

O novo Governo optou, ao tomar posse, pela alteração da legislação, como já visto. Aliado à sobra de energia que havia – decorrente dos novos hábitos de economia no consumo, adquiridos pela população no período de racionamento –, o próprio anúncio de que haveria mudanças de regras produziu efeito instantâneo sobre os empreendedores do setor, que, cautelosos, pararam de registrar novos estudos de viabilidade junto à ANEEL.

Como se vê nos Gráficos 6 e 7, nenhum estudo de viabilidade foi analisado ou aprovado pela ANEEL nos anos de 2003 e 2004, à exceção dos de Barra do Pomba (80 MW), em 2003, e de Cambuci (50 MW), em 2004, os quais, entretanto, não chegaram a ser computados nas estatísticas da Agência (Gráficos 6 e 7). Os empreendedores queriam conhecer as novas regras antes de continuar realizando mais investimentos nesses estudos. Somente em 2005, após definida a nova legislação é que novas análises voltaram a ser feitas pela Agência. Isso acarretou impactos importantes no ritmo de licitação de novos aproveitamentos hidrelétricos, como se pode ver nos gráficos a seguir.

Gráfico 5

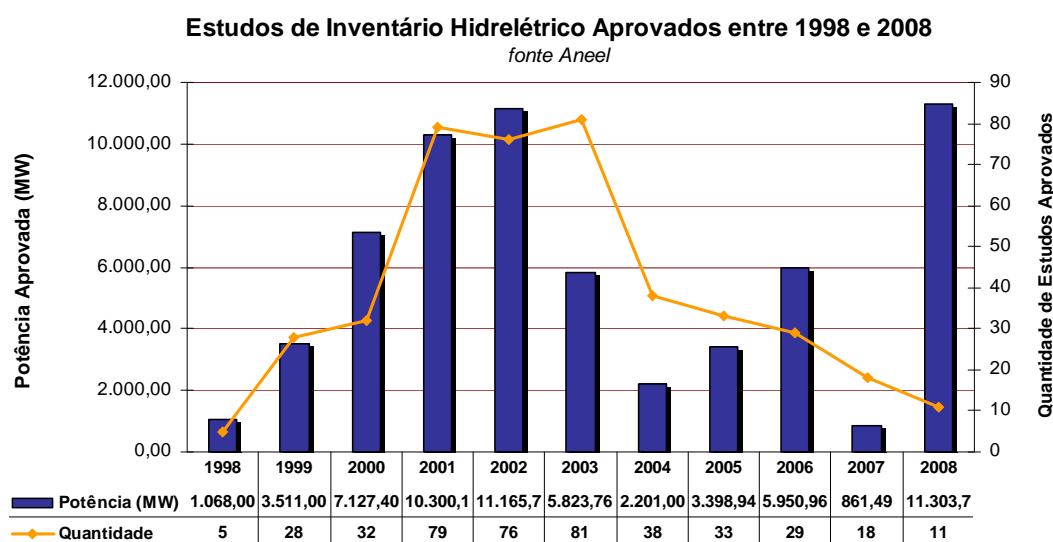


Gráfico 6

Estudos de Viabilidade de usinas Hidrelétricas - UHEs Analisados entre 1998 e 2008

fonte Aneel

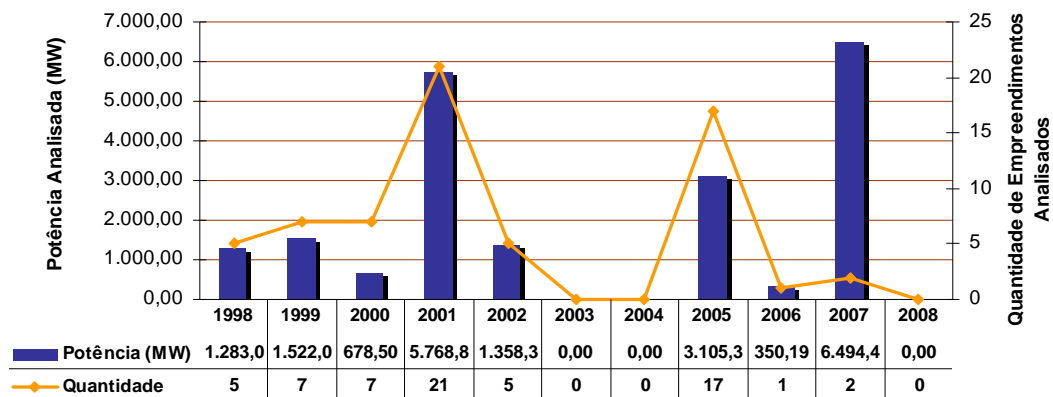


Gráfico 7

Estudos de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas - UHEs Aprovados entre 1998 e 2008

fonte Aneel

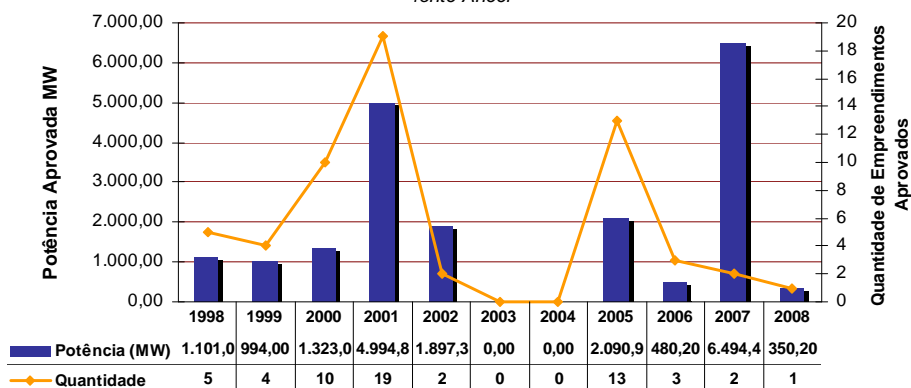


Gráfico 8

UHE - Licitação - Potência Instalada (MW)

fonte: Aneel

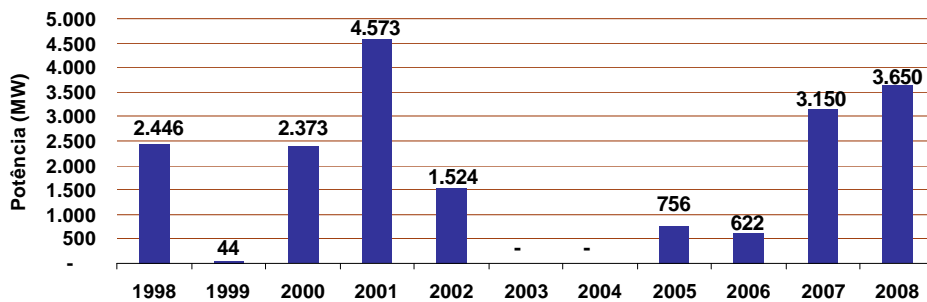
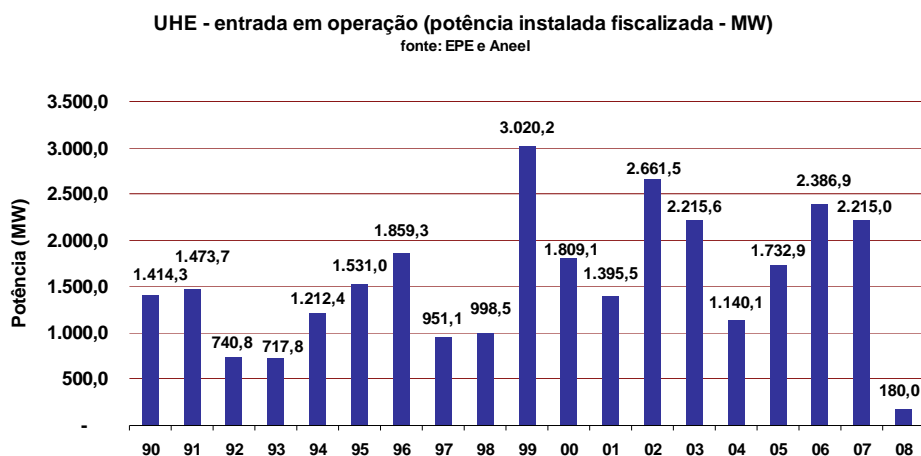


Gráfico 9



Em relação ao Gráfico 9, vale lembrar que, como já dito, toda a potência oriunda de usinas hidrelétricas que entrou em operação até o ano de 2008 era proveniente de aproveitamentos hidrelétricos leiloados até julho de 2002, o que mostra o longo caminho a percorrer entre o leilão e entrada em operação de uma usina, isso sem contar com o processo anterior ao leilão, descrito neste capítulo.

8. *Os impactos ambientais da geração de energia elétrica*

O Brasil tem uma larga vantagem sobre a média dos demais países no que diz respeito à produção de energia limpa. De acordo com dados da EPE, 46,4% de toda a energia produzida no País vem de fontes renováveis, enquanto a média mundial encontra-se em torno de 13%. Nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), que detêm mais da metade de toda a riqueza do mundo, apenas cerca de 7% da energia utilizada vem de fontes renováveis.

No que diz respeito à produção de energia elétrica, especificamente, essa vantagem é ainda mais notável, já que mais de 80% da eletricidade produzida no Brasil tem origem em fontes renováveis, com grande destaque para a energia gerada a partir de fontes hidrelétricas.

Essa vantagem brasileira tende a se sustentar nos próximos anos. Os estudos da EPE apontam para a manutenção de um patamar de pouco menos de 50% de fontes

renováveis em 2030, com a participação de petróleo e derivados caindo de 37,8%, em 2006, para 29%, naquele ano.

No que se refere à matriz de geração de energia elétrica, no entanto, as coisas estão mudando. Termelétricas movidas a diesel, a óleo combustível, a carvão mineral e a gás natural estão, gradativamente, ocupando o lugar das hidrelétricas, notadamente de 2005 para cá.

As causas dessa mudança já foram apresentadas neste trabalho. Mas, neste ponto, vale rememorar, em números, o resultado desse problema. Entre 2005 e 2008, nos leilões de compra e venda de energia realizados para abastecer o mercado entre 2009 e 2013, a energia colocada em oferta era predominantemente oriunda de fontes térmicas. Elas somavam uma capacidade de 15.400 MW disponíveis, contra 8.215,75 MW de geração hidrelétrica, dos quais 37,25 MW eram oriundos de PCHs.

No leilão que havia sido previsto para dezembro de 2009, destinado a abastecer o mercado a partir de 2014, a capacidade térmica ofertada superaria, de novo, por larga margem, a potência de origem hidrelétrica disponível. Vale a pena repisar o fato de que, da capacidade de geração total inscrita no leilão, 19.168 MW, apenas 1.106 MW eram de fonte hidrelétrica, aí incluídos 201 MW de PCHs. Mas como os aproveitamentos hidrelétricos inscritos (905 MW) não receberam Licença Ambiental Prévia, como já visto, o Governo terminou por cancelar o leilão, deixando-o para 2010.

A fonte com maior número de empreendimentos cadastrados para o leilão cancelado foi o gás natural, que contabilizou 49 usinas, com 15.015 MW, o que se deve ao aumento recente da oferta de GNL. Estavam cadastrados, ainda, quatro projetos de carvão mineral nacional (1.690 MW), três de carvão mineral importado (1.014 MW) e seis usinas de biomassa a bagaço de cana (344 MW).

Em resumo, grande parte da oferta de energia nova para 2014 pode vir a ser proveniente de fonte térmica, ainda que o GNL seja a fonte mais barata e um pouco menos poluente entre as opções térmicas disponíveis. A única alternativa capaz de alterar esse quadro é o leilão da usina de Belo Monte, cujo início de entrada em operação é previsto para 2015, mas o seu leilão também foi cancelado por dificuldades no licenciamento ambiental.

Essas recentes mudanças na matriz de geração de energia elétrica brasileira têm conseqüências ambientais que precisam ser examinadas e cotejadas com aquelas causadas pelo quadro pré-2005, onde preponderavam as fontes hidrelétricas. As ameaças identificadas ao meio ambiente são de natureza diversificada, como se sabe, mas vêm tomando dimensões cada vez maiores a preocupação com a emissão dos gases de efeito estufa (GEE), cuja redução foi elevada à categoria de verdadeiro imperativo mundial, na visão do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), e ocupou corações e mentes no mundo inteiro durante a COP 15. A aceleração do ritmo do aquecimento global é entendida, hoje, como uma grave ameaça ao futuro de toda a Humanidade.

De saída, é importante que se diga que a geração de energia elétrica, no Brasil, tem, segundo os dados disponíveis, uma pequena – embora crescente – participação na emissão de GEE, proveniente, na sua maioria, da geração de energia elétrica por fontes térmicas, notadamente pelas usinas movidas a combustíveis fósseis, como óleo diesel e combustível, carvão mineral e gás natural.

Apenas 1,5% das emissões de gases potencialmente causadores do fenômeno do aquecimento global, no caso brasileiro, provêm do setor elétrico, enquanto, no mundo, 24% provêm dessa atividade. Mesmo com algum arredondamento dessa cifra, o número brasileiro será cerca de duzentas vezes menor que o de países como a China e os Estados Unidos. Essa enorme desproporção em favor do Brasil se deve, sem dúvida alguma, à composição das respectivas matrizes de geração.

Entretanto, as emissões de CO₂ geradas por usinas térmicas, no Brasil, aumentaram 122% no período entre 1994 e 2007, notadamente a partir de 2000. Elas cresceram de 10,8 milhões, em 1994, para 24,1 milhões de toneladas de CO₂, em 2007, de acordo com estimativa divulgada pelo Ministério do Meio Ambiente sobre emissões dos setores industrial e energético do País²⁶. Nesse período, a capacidade instalada de térmicas cresceu 202%, passando de 7.051 MW para 21.324 MW.

A tendência ao aumento de emissões de GEE continua firme, em paralelo ao crescimento da participação das térmicas na matriz de geração nacional. Tanto isso é

²⁶ O desmatamento era responsável por cerca de 70% das emissões totais do Brasil em 1994, segundo o MMA. Os números atuais do Ministério apontam para 60%. Isso se deve ao aumento da participação dos setores energético e industrial nas emissões de GEE de 18% para valores próximos de 30%.

verdade que a própria EPE, ao preparar o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, do Ministério de Minas e Energia, fez projeções sobre esse aumento.

O Plano prevê, no que convencionou chamar de configuração de referência – situação em que não haveria atrasos na licitação de hidrelétricas –, um aumento da emissão de GEE para um patamar de 39,3 Mt de CO₂ equivalente em 2017, decorrente da geração de 5.998 MWmed a partir de combustíveis fósseis. Esse número representa um aumento de cerca de 172% em relação às emissões de 2008, que alcançavam 14,43 Mt de CO₂ equivalente. A única boa notícia, nesse caso, é que há previsão de uma pequena redução da emissão de GEE de 2016 para 2017 devido à entrada em operação de usinas hidrelétricas.

Detalhando a variação da emissão de GEE nessa configuração de referência, o Plano destaca o aumento das emissões das térmicas a carvão mineral e a óleo combustível ao longo do decênio, que atingirão, respectivamente, 22,05 Mt e 5,67 Mt de CO₂ equivalente no ano de 2017. O gás natural terá a segunda maior participação nas emissões, com 11,38 Mt de CO₂ equivalente, apesar do pouco crescimento previsto pelo PDE da geração a gás e do menor fator de emissão desse combustível, em comparação com os demais combustíveis fósseis.

No caso da mencionada hipótese de postergação dos projetos hidrelétricos, em razão da dilatação dos prazos de licenciamento ambiental (principalmente para a obtenção da Licença Ambiental Prévia), foram construídas duas alternativas para garantir a expansão da oferta. Nelas, foram considerados disponíveis os seguintes recursos: gás natural, carvão mineral e fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica). Ambas as alternativas são consideradas suficientes para manter o atendimento ao mercado, dentro dos critérios de garantia de suprimento do CNPE.

Na primeira alternativa, os atrasos das hidrelétricas forçariam o crescimento da geração a partir de combustíveis fósseis (primordialmente gás natural e carvão mineral, além de óleo diesel e combustível), com um aumento de emissões de GEE de 87% em relação à configuração de referência.

Nesse mesmo cenário, ainda conforme o PDE, o carvão mineral passará a ser o maior responsável pelas emissões de GEE já em 2011, atingindo, em 2017, o volume de 49 Mt de CO₂ eq.. Esse volume será maior que o total das emissões calculadas para toda a

configuração de referência, no mesmo período, que estariam situadas em 39 Mt de CO₂ eq. As emissões oriundas do gás natural atingirão, ao final do mesmo período, o patamar de 22 Mt de CO₂ eq., quase duas vezes o volume que emitiriam na configuração de referência (12 Mt de CO₂ eq.). As emissão das térmicas a óleo, por sua vez, atingirão 4 Mt de CO₂ eq.

Na segunda alternativa, o total de emissões de GEE das termelétricas deverá atingir aproximadamente 74 Mt de CO₂eq., em 2017, o que representará um aumento de cerca de 90% em relação à configuração de referência. O carvão mineral será, também aqui, o maior responsável pelas emissões de GEE, atingindo, em 2017, o volume de 51 Mt de CO₂ eq. As emissões provenientes de termelétricas a gás natural e a óleo combustível atingirão, ao final do período, 16 e 7 Mt de CO₂ eq., respectivamente.

Há outra discussão importante no que diz respeito ao tema ambiental. Trata-se das emissões de GEE pelas usinas hidrelétricas. Informações objetivas sobre o assunto são escassas. Tem-se, no entanto, informações preliminares oriundas de uma pesquisa que vem sendo conduzida por Furnas Centrais Elétricas.

Esse projeto, denominado *O Balanço de Carbono nos Reservatórios de Furnas Centrais Elétricas S.A.*, conta com a participação das Universidades Federais de Juiz de Fora e do Rio de Janeiro, do Instituto Internacional de Ecologia e Gerenciamento Ambiental, de São Carlos (SP), e do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e vem sendo conduzido em dez usinas pertencentes à estatal, com duração prevista de cinco anos. Segundo os cientistas, é a primeira vez que se faz um trabalho com medições de emissão de gases em vários pontos dos rios, das represas, em várias profundidades e em várias épocas do ano.

Os primeiros resultados do projeto mostram que os lagos formados por hidrelétricas “jovens”, isto é, com seis a dez anos de operação, pouco contribuem para o aumento do efeito estufa, em comparação com uma usina termelétrica de igual potência. A emissão de carbono por MW gerado é cem vezes menor. Mais ainda, foram observados reservatórios que, em alguns momentos, apresentam o efeito líquido de retenção de carbono, isto é, mais absorvem que emitem carbono.

Os resultados parciais da pesquisa mostram ainda que o metano (CH₄), cujo potencial de contribuir para o aquecimento global é 21 vezes superior ao do CO₂,

representa uma parcela muito pequena da emissão. As quantidades de carbono retido no sedimento são maiores que as emitidas sob a forma de CH₄, principalmente nos reservatórios mais antigos, que, segundo os pesquisadores, funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.

Contudo, tendo em vista que a maior parte dos GEE emitidos por uma represa decorrem da morte das árvores submersas, a vantagem das hidrelétricas é mais clara, neste aspecto, quando se trata de usinas fora da Amazônia. É o caso das Usinas Manso e Serra da Mesa, ambas situadas no cerrado, onde a vegetação inundada corresponde a uma biomassa menor que a inundada na floresta, razão pela qual as usinas tendem a emitir menos GEE. Os números já disponíveis para essas usinas mostram que a emissão de carbono medida (em tC), chega a corresponder a um centésimo do emitido por uma termelétrica a gás ou a óleo combustível de igual potência. É preciso lembrar, contudo, que a maior parte do potencial hidrelétrico a ser explorado, cerca de 65% do total, encontra-se justamente na Amazônia.

A solução para esse problema permanece simples, de todo modo. Ele reside no cumprimento da Lei nº 3.824, de 23 de novembro de 1960, a “Lei da Destoca”, que mitigaria significativamente esse impacto. Essa Lei torna obrigatória a destoca e a limpeza das bacias hidráulicas dos açudes, represas ou lagos artificiais *construídos pela União, pelos Estados, pelos Municípios ou por empresas particulares que gozem de concessões ou de quaisquer favores concedidos pelo Poder Público.*

Tratada a questão das emissões de GEE, passemos ao problema do desmatamento, outra questão ambiental importante quando se trata de usinas hidrelétricas.

O bioma amazônico tem, no total, em torno de 6,6 milhões de km². A sua parte brasileira, que representa cerca de 64% do total, ocupa 4.197.000 km². 16% desse bioma são ocupados por Unidades de Conservação; 25% por terras indígenas, e 59% têm destinação a outros usos²⁷.

²⁷ TOLMASQUIM, Maurício T., apresentação na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, em 12 de abril de 2007.

De acordo com a EPE, 0,22% da parte brasileira do bioma amazônico são hoje ocupados por hidrelétricas em operação, e 0,03% poderão vir a sê-lo, pelo conjunto potencial de usinas futuras. Assim, a considerar o dado da EPE, todas as usinas hidrelétricas existentes e a serem construídas ocupariam menos de 10.500 km² de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico, se incluída a parte não nacional do bioma.

As queimadas, por sua vez, destruíram 12.911 km² da Floresta Amazônica entre agosto de 2007 e julho de 2008, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O número é 12% maior que o registrado nos doze meses imediatamente anteriores, quando o desmatamento alcançou 11.532 km². Em toda a série, iniciada em 1988, a menor taxa foi registrada em 1991 (11.030 km²), e pior ano foi o de 1995, quando 29.059 km² foram devastados.

Segundo esses dados, portanto, a área total a ser ocupada pelos reservatórios de todas as usinas instaladas e potencialmente instaláveis na Amazônia brasileira permanece inferior àquela que foi desmatada em 1991 – ano em que menos se queimou a floresta em toda a série acompanhada pela INPE, ou seja, desde 1988.

Outro dado, este proveniente de um levantamento feito pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução em Energia Elétrica (ABIAPE), em 2009, mostrou que 19 usinas hidrelétricas à época em processo de obtenção de Licença Ambiental Prévia no IBAMA, correspondentes a uma capacidade de geração de 20.277 MW, ocuparão, com seus reservatórios, uma área equivalente a 6,1% do desmatamento detectado na Amazônia no quinquênio 2004-2008, quando foram consumidos 56.688 km² de floresta.

Considerados estes dados, é possível obter-se um vislumbre mais objetivo do potencial de impacto da geração hidrelétrica na Amazônia, em termos da emissão de GEE. Mas parece importante, ainda, procurar fazer uma avaliação comparativa das vantagens e das desvantagens apresentadas por hidrelétricas e por termelétricas, no que diz respeito a outros aspectos sócio-ambientais.

As hidrelétricas geram, é verdade, um forte impacto no momento da sua implantação. Entre os aspectos negativos a destacar, podemos vir a encontrar em variáveis proporções, a depender do caso, o deslocamento de comunidades, a destruição de

ecossistemas naturais, a mudança na composição da fauna aquática e a inundação de sítios de importância histórica, arqueológica e turística.

No que diz respeito ao deslocamento de comunidades, por exemplo, nada supera Três Gargantas, na China, que irá desalojar cerca de quatro milhões de pessoas. Esse será o preço a pagar para que outras 15 milhões de pessoas e 1,5 milhão de hectares, na planície de Jiangnan, a jusante da barragem, não sofram mais com inundações, como a que matou 400 mil pessoas em 1931. Em 1954, numa outra enchente, os mortos subiram a 33 mil, e, em 1998, se “apenas” 1.562 pessoas morreram, uma população de 2,6 milhões foi atingida pelas enchentes, de algum modo.

Todavia, as hidrelétricas têm seu impacto inicial atenuado ao longo do tempo, com a estabilização progressiva das novas condições ambientais. Hoje, ninguém mais fala do impacto da construção da usina de Itaipu, apesar do pouco cuidado tomado à época para mitigá-lo. Cabe acrescentar que ninguém tem mais interesse nos cuidados para com a vegetação das margens dos rios, notadamente no trecho a montante da usina, que os seus concessionários. A vida do rio e a preservação de seu fluxo d’água para geração dependem fundamentalmente da manutenção das matas ciliares da bacia afluente, que se torna, assim, de grande interesse do gerador.

As hidrelétricas têm, ainda, inegáveis vantagens sobre as outras opções de geração, quer sob a ótica dos usos múltiplos de seus reservatórios, de grande potencial gerador de benefícios sócio-econômicos, quer pela existência de mecanismos legais e infralegais consolidados, que induzem à contraprestação de compensações de natureza financeira e ambiental decorrentes do empreendimento.

Os reservatórios, além de promover a regulação de vazões e o controle de enchentes das bacias, conforme já aludido, contribuem para a produção de alimentos e para a pesca, prestam-se ao turismo e ao ecoturismo, e servem à irrigação e ao transporte hidroviário de cargas e de passageiros, entre outras finalidades.

Outra vantagem importante decorrente da capacidade de reserva das hidrelétricas é que ela viabiliza comercialmente as térmicas a biomassa de cana-de-açúcar. Essas usinas geram apenas na safra – que, no Sudeste, por exemplo, vai de maio a novembro –, mas, graças à sua complementaridade sazonal com as hidrelétricas, podem

firmar contratos de suprimento constante para o ano inteiro. Essa capacidade de regularização das hidrelétricas com reservatório também serve para suavizar as naturais variações de produção de energia eólica, o que na Europa, por exemplo, é feito por térmicas²⁸.

Em muitos casos, até os problemas sócio-ambientais decorrentes da implantação de hidrelétricas podem se transformar em oportunidades de geração de melhorias sócio-econômicas para uma região, como, por exemplo, no caso de re-locação de comunidades carentes, até então submetidas a condições de vida degradantes. Em muitos casos (talvez não em todos), por força da re-locação, elas são transferidas para novos bairros e conjuntos habitacionais, com melhores condições de vida, por força das medidas compensatórias e mitigadoras previstas na legislação.

Além disso, a Constituição de 1988 previu a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica (CF). Trata-se de percentual correspondente a 6,75% da energia vendida, que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam a Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União pela utilização de recursos hídricos.

Esses recursos, cuja arrecadação e distribuição são feitas pela ANEEL, contribuem bastante para a melhoria da qualidade de vida dos municípios onde se situam as usinas, além de servir a outras finalidades relevantes. 45% deles são destinados aos Municípios incluídos no perímetro dos reservatórios, ficando outros 45% com os Estados onde se situam os empreendimentos.

O percentual de 10% da Compensação que cabe à União é dividido entre o Ministério de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Amazônia Legal (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%), e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.

As termelétricas efetivamente não ocupam grandes áreas e não promovem o desmatamento, nem o deslocamento de populações, além de poderem ser construídas mais rapidamente, consumindo relativamente menos capital que as hidrelétricas. Seus custos

²⁸ VEIGA, Mário e KELMAN, Rafael, op. cit.

operacionais, entretanto, são muito altos, produzindo uma energia ao final significativamente mais cara que a de origem hídrica, onerando o consumidor, e emitindo quantidades comparativamente maiores de gases de efeito estufa, durante todo o tempo em que geram, onerando, nesse caso, a sustentabilidade ambiental de todo o planeta. E, diferentemente das hidroelétricas, não oferecem nenhum outro benefício à sociedade além da geração de energia elétrica.

9. Conclusão

Inegavelmente eficiente, o parque gerador de energia elétrica brasileiro vem se apoiando, de maneira feliz, nas fontes de origem hídrica, já ao longo de muitas décadas, para crescer e cumprir, mesmo que com alguns tropeços, sua finalidade última de apoiar o desenvolvimento socioeconômico do Brasil.

Inicialmente lastreados em capital privado, grande parte de origem estrangeira, os empreendimentos de geração de eletricidade foram encampados pelo Estado, ao longo dos anos 1960, num período de grande dinamismo e expansão que sustentou – em larga medida – as bases do assim chamado *milagre econômico brasileiro*.

O esgotamento do modelo de investimento estatal, entretanto, no decorrer dos anos 1980, foi traumático, principalmente em função do adverso quadro político-decisório vigente à época, e gerou dificuldades cujo longo caminho de superação somente começou a ser trilhado com o reordenamento dos marcos legais e do mapa institucional do setor, a partir de 1995.

O novo modelo de operação do setor, baseado em capital privado, promoveu a desverticalização setorial – segmentando geração, transmissão e distribuição – e foi eficiente em renovar o quadro institucional e em retomar os empreendimentos expansionistas, embora em ritmo insuficiente para evitar, na combinação de circunstâncias pluviométricas raras e adversas, a crise de abastecimento de 2001-2002.

Uma nova reorganização normativa e institucional foi promovida entre 2003 e 2004, desta vez com menor intensidade que a anterior, com os objetivos declarados de

promover um melhor nível de planejamento setorial, aumentar a segurança do sistema e privilegiar os mecanismos que levassem à redução do preço da energia para o consumidor.

Uma das mudanças mais significativas foi tornar a Licença Ambiental Prévia condição indispensável à licitação de empreendimentos hidrelétricos. Outra foi a de reorganizar a contratação entre produtores e distribuidores de energia, estruturando-a num ambiente fortemente regulado, em que o estabelecimento de preços-teto pelo Governo desempenha importante papel.

A maneira como esses ajustes foram conduzidos – entre seu anúncio formal, bem no início da nova Administração Federal, em 6 de fevereiro de 2003, e a divulgação dos seus últimos instrumentos normativos, na metade de 2004 – ocasionou uma virtual paralisação da atividade de estudos e projetos relativos a novos aproveitamentos hidrelétricos. A essa virtual paralisia veio somar-se um recrudescimento do nível de oposição ao deslanche de novos empreendimentos.

Às organizações e movimentos contrários às hidrelétricas já em atividade no País, desde a década de 1970 – vários deles decorrentes do modo pouco aberto, participativo e respeitoso com que o Estado tocou empreendimentos hidrelétricos importantes, durante o período do regime militar – também vieram a juntar-se novos atores, alguns deles inclusive sediados dentro do aparelho de Estado e de Governo.

Tais circunstâncias, mesmo consideradas isoladamente, já determinariam, por si, um significativo aumento da participação da energia de origem térmica na composição da matriz de geração brasileira, conforme explicitado no próprio planejamento governamental. Os preços ao consumidor sofrerão com isso, até porque a estratégia de prevenção de riscos de desabastecimento também se baseia em termelétricidade – a altos custos, como comprovaram os despachos fora da ordem de mérito (preço), em 2008 e 2009.

A elas, entretanto, se soma um fator pouco evidente, nesse contexto. A capacidade de reserva das usinas hidrelétricas está decaindo, no âmbito do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência, o Brasil, cujo parque gerador já ostentou um alto índice de capacidade de regulação plurianual, em passado relativamente recente, está perdendo rapidamente essa grande vantagem comparativa.

Isso significa mais do que simplesmente perder o poder de manejo das naturais variações do regime hidrológico, em benefício da barata e regular geração de energia, e de mitigar ou evitar enchentes, na proteção das populações e atividades econômicas ribeirinhas. Significa também deitar fora parte não trivial do grande potencial hidrelétrico brasileiro ainda por explorar. É um quadro grave – até porque vem se consolidando à margem de qualquer amparo normativo mais bem definido, e de modo muito pouco transparente para o conjunto da sociedade.

Parece, ao fim e ao cabo, que o embate entre a urgente necessidade de contratar novos empreendimentos hidrelétricos, de um lado, e, de outro, a forte oposição que vários grupos de pressão se lhe opõem, acabou por instituir uma “política pública de fato”, que não encontra, em contrapartida, o necessário amparo da Lei.

Essa “política pública de fato”, que determina a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios (a fio d’água) – prejuízo que nunca mais poderá ser reparado, porque não se destruirá uma usina para construir outra, com reservatório, em seu lugar –, está em confronto com o conceito de *aproveitamento ótimo*, claramente estabelecido na Lei, mas que não vem sendo cumprido, em face de um insuperável veto branco oposto aos reservatórios, e que impede o licenciamento dos empreendimentos hidrelétricos.

Ora, não é possível duvidar, neste momento, da necessidade de observar critérios de rigor na avaliação dos impactos ambientais da atividade econômica. Mais que um exercício de saudável racionalidade, esse assunto tornou-se objeto de um legítimo clamor social, tanto no Brasil quanto no restante do mundo. Não há que falar em tratamento especial para qualquer setor, por mais importante que seja. A todos os demais critérios de racionalidade na apreciação de qualquer empreendimento, juntou-se, de forma definitiva, o da preservação ambiental.

Existe, entretanto, no caso do setor de energia elétrica, um fenômeno preocupante. O setor de hidroeletricidade, cujos impactos ambientais são limitados e cujos benefícios são inúmeros, além da óbvia geração de energia elétrica, como se demonstrou neste trabalho, sofre uma pressão que vem, na prática, reduzindo dramaticamente a capacidade brasileira de utilizar seu potencial hidroenergético ainda inexplorado.

Os empreendimentos térmicos, entretanto, menos interessantes do ponto de vista da eficiência econômica e da mitigação do impacto poluidor e sem nenhum benefício secundário para a sociedade, seguem sendo aprovados e instalados sem maiores dificuldades, o que não parece nem um pouco racional do ponto de vista econômico ou ambiental.

A superação desse quadro parece urgente e relevante, a despeito da complexidade que há em produzi-la.

A matriz energética projetada para o Brasil, nos próximos anos, é progressivamente mais suja e mais perversa, em termos de emissão de gases de efeito estufa. Essa inversão da tendência histórica não aconteceu por ser inevitável, nem é necessariamente definitiva. Revertê-la, entretanto, demandará uma nova postura de racionalidade e de transparência na ação do conjunto do Estado para com o setor elétrico.

Registramos, a seguir, algumas sugestões relativas ao que fazer, em nosso entendimento, para impulsionar o início do processo.

A primeira delas é – tendo em vista que, pela Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica são patrimônio da União e, portanto, de todos os brasileiros – no sentido da instituição, por via de Lei, de um conjunto explícito de políticas de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos, no Brasil, a ser seguida pelo setor público, necessariamente baseado em *diretrizes objetivas* acerca de temas tais como:

- critério de uso do conceito de aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico das bacias;
- critérios orientadores para dimensionamento da reservação, em barragens;
- metodologia oficial de prevenção e manejo de riscos;
- métodos de acolhida das fontes alternativas de produção de energia no sistema brasileiro; e
- normas de transparência na divulgação dos custos do sistema e na imposição de gravames por subsídio, entre outras.

Além disso, seria importante definir, em instância mais elevada do ordenamento jurídico, a competência da ANEEL como responsável pela definição do

aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas, sob as diretrizes da Lei. A Agência executa a atividade, hoje, a título quase precário, por força de decreto.

Se nada for feito, nessa direção, arriscam perder-se todos os objetivos colocados, em 2003, como guia da mini-reforma do setor, a saber: a promoção de um melhor nível de planejamento setorial, o aumento da segurança do sistema e, em especial, a redução do preço da energia cobrada ao consumidor.

Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª. ed.** Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008.

Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2009.

MONTALVÃO, Edmundo: “Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais Sobre a Conta de Luz dos Consumidores”, em http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao/texto62subs%EDdiosnosetorel%E9tricoedmundomontalvao.pdf, acessado em 16.dez.2009.

Senado Federal. **A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica, Relatório.** Brasília: Senado Federal, 2002.