



Segunda-feira, 26 de Março de 2012.

Pesquisa número:	1
Pesquisa refinada:	{tagRefQ}
Expressão de Pesquisa:	Pesquisa em formulário - documento número: 1196, ano do documento: 2010
Bases pesquisadas:	Acórdãos
Documento da base:	Acórdão
Documentos recuperados:	3
Documento Mostrado:	1

Identificação

Acórdão 1196/2010 - Plenário

Número Interno do Documento

AC-1196-17/10-P

Grupo/Classe/Colegiado

GRUPO I / CLASSE V / Plenário

Processo

021.247/2008-5

Natureza

Relatório de Auditoria - Temas de Maior Significância - Segurança Energética

Entidade

Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério de Meio Ambiente (MMA), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Casa Civil da Presidência da República, Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen)

Interessados

Responsáveis: Edison Lobão (Ministro do MME), Carlos Minc Baumfeld (Ministro do MMA), Maurício Tiomno Tolmasquim (Presidente da EPE), Nelson Hubner (Diretor da Aneel), Jerson Kelman (ex-Diretor-Geral da Aneel), José Sérgio Gabrielli de Azevedo (Presidente da Petrobras), Luciano Galvão Coutinho (Presidente do BNDES), José Antonio Muniz Lopes (Presidente da Eletrobrás), Albert Cordeiro Geber de Melo (Diretor do Cepel), Othon Luiz Pinheiro da Silva (Diretor-Presidente da Eletronuclear), Haroldo Lima (Diretor-Presidente da ANP), Roberto Messias Franco (Presidente do Ibama), Odair Dias Gonçalves (Presidente Cnen)

Sumário

RELATÓRIO DE AUDITORIA - TEMAS DE MAIOR SIGNIFICÂNCIA - SEGURANÇA ENERGÉTICA - RECOMENDAÇÕES - DETERMINAÇÕES

Assunto

Relatório de Auditoria Operacional

Ministro Relator

AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI

Representante do Ministério Público

não atuou

Unidade Técnica

Segecex, Sefid, 1ª Secex, 5ª Secex, Secex/MT, Secex/AM, Secex/RJ, Secob, Seprog, Semag e Arint

Advogado Constituído nos Autos

não há

Relatório do Ministro Relator

Adoto como relatório a instrução lançada aos autos pela Equipe encarregada da presente auditoria (fls. 595 a 756):

"(...)

Trata-se de relatório do Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética.

Esse TMS tem por fim avaliar a Segurança Energética do País no que se refere à energia elétrica e abrange os seguintes entes: o Ministério de Minas e Energia (MME), o Ministério de Meio Ambiente (MMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a Casa Civil da Presidência da República, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), a Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen).

A fiscalização, sob o formato de TMS, foi determinada pelo Plenário em atendimento à Comunicação do Exmº Sr. Ministro Walton Alencar Rodrigues que apresentou, em 26/03/2008, o Plano de Fiscalização do Tribunal de Contas da União para 2008.

Em razão da multidisciplinariedade do tema, diversidade da clientela auditada e das especializações das várias unidades do Tribunal, os trabalhos foram desenvolvidos em parceria, incluindo a Secretaria de Fiscalização de Desestatização (Sefid), a 1ª Secretaria de Controle Externo (1ª Secex), a Secretaria de Fiscalização e Avaliação de Programas de Governo (Seprog), a Secretaria de Macroavaliação Governamental (Semag), a Secretaria de Fiscalização de Obras (Secob), a 5ª Secretaria de Controle Externo (5ª Secex), a Secretaria de Controle Externo no Estado do Amazonas (Secex/AM), a Secretaria de Controle Externo no Estado do Rio de Janeiro (Secex/RJ) e a Secretaria de Controle Externo no Estado de Mato Grosso (Secex/MT), sob a coordenação das três primeiras. Também colaboraram para o desenvolvimento desse TMS, no âmbito de suas atribuições, a Secretaria Adjunta de Planejamento e Coordenação (Adplan), o Instituto Serzedello Corrêa (ISC), a Assessoria de Comunicação (Ascom), a Secretaria de Planejamento (Seplan), a Assessoria de Cerimonial e Relações Institucionais (Aceri) e a Assessoria de Relações Internacionais (Arint).

O relatório consolida todos os trabalhos desenvolvidos no âmbito do TMS Segurança Energética, incluindo o relativo ao TC 021.152/2008-0 (apartado), que trata do subtema Gás para Geração de Energia Elétrica. A indústria do gás natural tem-se mostrado imprescindível ao bom funcionamento do setor elétrico. Devido a sua alta complexidade, na medida do necessário, foram apresentadas algumas particularidades sobre essa indústria, a fim de auxiliar na compreensão da segurança energética, especificamente no que se refere à energia elétrica.

1.1. Antecedentes

1.1.1. Justificativa para a realização do Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética

Em 2001, o Brasil sofreu séria crise no abastecimento de energia elétrica que culminou com o racionamento do consumo devido ao elevado risco de ocorrência de um "apagão" sistêmico. A insuficiência de chuvas experimentada naquele período, precedida por algumas interrupções imprevistas no fornecimento de energia elétrica no final da década de 1990, foi considerada apenas como fator de antecipação dos problemas de abastecimento que ocorreriam cedo ou tarde, em razão do progressivo "desestoque" dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Tal fato teria sido provocado, principalmente, pela queda dos investimentos no setor a partir da década de 1980 que causou atrasos e a não-realização de obras fundamentais à devida expansão das atividades de geração e de transmissão em níveis compatíveis com o desenvolvimento econômico e social do País.

A ocorrência de racionamentos acarreta prejuízos diversos ao Brasil, como os registrados em 2001. Naquele ano, os níveis de demanda de energia elétrica caíram ao patamar registrado em 1997 (redução em cerca de 20 %). Parte dessa queda no consumo esteve associada ao uso mais eficiente da energia elétrica, outra parte, porém, deu-se em razão da redução forçada da atividade produtiva do País. Além da diminuição global no consumo, o impacto sobre os consumidores foi direto, com elevação das tarifas.

O TCU contabilizou que o custo total do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (Percee) foi da ordem de R\$ 32 bilhões em valores nominais (cerca de 45 bilhões em valores atualizados).

À época, creditou-se o aprofundamento do desequilíbrio entre demanda e oferta às indefinições no marco regulatório do modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, decorrentes das Leis 9.074, de 07/07/1995, e 9.648, de 27/05/1998, que estabeleceram normas para outorga e prorrogação de concessões e transferiram dos agentes governamentais para os agentes privados substancial parte das responsabilidades de execução dos empreendimentos de expansão do sistema.

Visando corrigir as deficiências setoriais, o modelo do setor elétrico foi revisto em 2004, a partir das regras estabelecidas pela Lei 10.848, de 15/03/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30/07/2004.

Ao trazer novas perspectivas, as modificações introduzidas por essa Lei objetivaram, primordialmente, garantir a segurança no suprimento de energia e a modicidade tarifária, por meio da ampliação da oferta de energia elétrica (incentivo a novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos) e da expansão das linhas de transmissão, de modo a prevenir riscos de racionamentos, e atender aos consumidores cativos por meio de leilões regulados (tendo por critério a menor tarifa). Além disso, a política energética vigente tem por princípios a universalização do atendimento, a expansão ao mínimo custo, o respeito aos contratos existentes, o fortalecimento do planejamento, a diversificação da matriz (incluindo o uso de energia renovável), a integração e o desenvolvimento nacionais.

A partir de 2007, com o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e as

perspectivas de elevação das taxas de crescimento econômico e do correspondente consumo de energia elétrica, analistas do setor apontaram que a expansão da oferta não estaria compatível com o crescimento da demanda, sendo que alguns previam a ocorrência de outra crise de abastecimento e "apagões" entre 2011 e 2013. Ademais do risco de desequilíbrio estrutural, há a preocupação de que a modicidade tarifária esteja sendo afastada das prioridades apregoadas pela Lei 10.848/2004.

Ainda que não se configure efetivamente um racionamento, a simples elevação do risco de déficit de energia acima do patamar definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a imprevisibilidade dos custos de geração trazem impactos diversos sobre a economia brasileira, como a inibição de investimentos privados no País, o que, certamente, aumenta o custo Brasil.

As projeções de crescimento econômico nacional, incluídas as perspectivas incorporadas pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), apresentam como variável-chave o desenvolvimento de uma matriz energética compatível com as necessidades futuras, em termos de disponibilidade, diversidade e competitividade das fontes primárias.

Assim, o TCU entendeu justificável a elaboração deste trabalho, que representa o esforço simultâneo de diversas unidades técnicas desta Corte, uma vez que uma visão consolidada do tema segurança energética pode trazer um diagnóstico do alcance do marco regulatório de 2004, bem como identificar eventuais aperfeiçoamentos necessários ao modelo energético vigente no País.

1.1.2. Trabalhos anteriores do Tribunal de Contas da União

A condução de políticas públicas afetas ao setor elétrico envolve um rol extenso de agentes (Ministérios, Agências Reguladoras, Empresas Públicas, entre outros) e passa por uma gama expressiva de focos de atuação. Da mesma forma, o controle externo dos entes governamentais integrantes desse setor, e dos correlacionados, está sob a responsabilidade de várias Unidades Técnicas do Tribunal. Nesse contexto, o TCU tem acompanhado a conformidade da gestão e os resultados alcançados por esses entes governamentais. O TMS não é uma ação isolada do Tribunal para avaliação do setor elétrico, mas encontra-se no bojo de estratégias de controle que trazem resultados tanto econômicos, como de garantia da regularidade e da melhoria do próprio ambiente regulatório.

Assim, a temática segurança energética está associada a diversos trabalhos realizados pelo Tribunal em áreas específicas, entre os quais, a guisa de exemplos, destacam-se:

a) acompanhamento da implementação das metas estabelecidas nos planos decenais de geração e de transmissão de energia (Acórdãos 760-P/2004 e 943-P/2007), realizado desde 2004 em decorrência da Decisão 456-P/2002;

b) auditoria para avaliar a regulamentação e a implementação, por parte da Aneel, dos encargos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração emergencial ("seguro apagão") e da recomposição tarifária extraordinária (Acórdão 1.543-P/2009);

b) auditoria sobre perdas elétricas repassadas para os usuários (Acórdão 2.211-P/2008);

c) auditoria operacional sobre energia, meio ambiente e as dificuldades para obtenção da licença prévia de hidrelétricas por ocasião dos leilões de energia nova de 2005 e de 2006 (Acórdão 2.164-P/2008);

d) acompanhamento dos processos de concessão da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica, que incluem desde a análise dos estudos de viabilidade econômica e financeira da concessão até a análise da conformidade dos contratos assinados entre a União e as

empresas concessionárias (a título de exemplo, citam-se os Acórdãos 2138-P/2007, 602-P/2008 e 1945-P/2008 referentes, respectivamente, ao acompanhamento dos leilões das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e de Jirau, no rio Madeira, e linha de transmissão do Complexo do Madeira);

e) auditoria operacional sobre a retomada da construção da Usina Nuclear Angra III (Decisão 1.685-P/2002);

f) auditoria operacional para averiguação da eficiência do encargo tarifário Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados CCC-ISOL como indutor de modicidade tarifária para esses sistemas (Acórdãos 556-P/2005 e 923-P/2008);

g) auditoria operacional para avaliação do Programa de Gás Natural (Acórdão 619-P/1998) e fiscalizações relativas ao gasoduto Urucu-Manaus (Acórdãos 2354-P/2006, 710-P/2003 e 10-P/2003).

1.2. O Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética

1.2.1. Problema do TMS

Possibilidade de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016 em níveis superiores aos regularmente admissíveis (definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE), ameaçando a segurança energética do País, a modicidade tarifária e a sustentabilidade do setor.

1.2.2. Objetivo do TMS

Avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico para garantir o abastecimento do mercado nacional de energia, com segurança, eficiência e sustentabilidade.

O critério segurança pressupõe o atendimento satisfatório da demanda nacional com qualidade e continuidade, respeitando-se os riscos de déficit definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A eficiência refere-se à modicidade tarifária no mercado regulado e à remuneração justa do capital investido, sustentáculos do modelo de comercialização e expansão estabelecido na Lei 10.848/2004 e regulamentado no Decreto 5.163/2004. A sustentabilidade inclui o uso racional dos recursos e a observação à legislação ambiental.

1.2.3. Escopo do TMS

O TMS Segurança Energética tem como escopo verificar, no âmbito das políticas públicas nacionais de energia, se existem ações efetivas que visem a mitigar os riscos de repetição dos problemas de escassez energética registrados em 2001, contribuindo com a articulação entre os atores responsáveis pela formulação e implementação dessas políticas e com o aprimoramento do desempenho dos entes setoriais, de modo a alcançar os objetivos e as diretrizes nacionais estabelecidos para segurança, eficiência e sustentabilidade energética do País.

As políticas públicas concernentes ao setor elétrico externam as diretrizes e as prioridades definidas pelo Governo nessa área. Para que essas diretrizes e prioridades se concretizem, é necessário prévio planejamento (pilar fundamental para uma visão sistêmica e integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos), com metas e estratégias para sua implantação, as quais devem ser seguidas de criteriosa regulação e fiscalização. Assim, entre os diversos enfoques possíveis no TMS, mostrou-se conveniente que a análise se dê no planejamento e na sua interface com as políticas públicas, na implantação desse planejamento, por meio de licitações e demais modalidades de contratação, na regulação e na fiscalização setorial.

Em relação à abrangência, o tema Segurança Energética é bastante extenso. Considerando os trabalhos anteriormente realizados pelo Tribunal, bem como as possíveis fragilidades para suprimento de energia elétrica do País, o TMS avalia a oferta (incluindo política associada à energia alternativa) e a demanda de energia elétrica, descreve pontos acerca do acesso à energia elétrica (já que em um sentido mais amplo, pode-se não ter segurança energética

por simplesmente ela estar indisponível a um segmento da população) e à continuidade dos serviços e também questões conjunturais, como a oferta de gás, com impactos relevantes na operação e na própria estabilidade do sistema elétrico brasileiro.

1.2.4. Metodologia do TMS e Questões de Auditoria

Estabelecido o objetivo, suportado por encontros e discussões presenciais com especialistas e representantes dos órgãos e entidades auditados realizados durante a fase de planejamento, definiu-se que para atingi-lo seria necessária a análise dos seguintes aspectos: (a) planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira; (b) implantação do planejamento, por meio de licitações e demais modalidades de contratação de energia; e (c) regulação e fiscalização.

Dessa forma, a equipe de auditoria procurou explorar por meio de entrevistas e de apresentações de gestores dos órgãos e entidades auditadas e pela análise de documentos, dados e informações requisitados, as seguintes questões de auditoria:

Questão 01 - O planejamento definido para a expansão da geração e transmissão de energia elétrica atende à previsão da demanda de energia no horizonte do Plano Decenal 2007-2016? A segurança, a eficiência e a sustentabilidade da expansão estão sendo observadas?

Questão 02 - As licitações e demais modalidades de contratação de energia são compatíveis com a eficiência, a segurança e a sustentabilidade do sistema?

Questão 03 - Há problemas na regulação e na fiscalização que podem afetar a eficiência, a segurança e a sustentabilidade do sistema?

Merece registro o fato de que todos os gestores mostraram-se bastante disponíveis para colaborar com a auditoria. Além disso, também houve bastante interesse de especialistas relacionados ao mercado de energia.

1.2.5. Estrutura do relatório

O relatório encontra-se dividido em cinco capítulos, sendo que o primeiro apresenta uma breve introdução. No Capítulo 2, tem-se uma visão geral do setor elétrico brasileiro, incluindo exposição sobre a configuração do sistema elétrico nacional, o marco regulatório e os principais agentes institucionais do setor elétrico e da indústria nacional de gás natural, além de discorrer sobre fontes alternativas de energia elétrica, eficiência energética e Programa Luz para Todos. O Capítulo 3, por sua vez, enuncia os principais achados de auditoria encontrados pela equipe do TCU, concernentes à segurança energética, sob a ótica do planejamento, das licitações e demais modalidades de contratação, da regulação e da fiscalização setorial. Por fim, os Capítulos 4 e 5 tratam, respectivamente, das conclusões do trabalho e das propostas de encaminhamento.

2. VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Considerando as especificidades setoriais, para melhor compreensão dos resultados desse trabalho de fiscalização, faz-se necessário traçar um panorama do sistema elétrico brasileiro: sua configuração, o marco legal que o cerca e os principais agentes institucionais. Dado o contexto de segurança energética e o escopo delineado para o TMS, também são apresentados detalhes acerca da indústria nacional de gás natural, do potencial das fontes alternativas nacionais e da conservação de energia.

2.1. Configuração do Sistema Elétrico Nacional

O Brasil possui um sistema hidrotérmico de grande porte para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, atendendo a mais de 140 milhões de pessoas. A geração, com múltiplos proprietários, está estruturada com forte predominância de usinas hidrelétricas. Como essas usinas são construídas em espaços onde melhor se podem aproveitar as afluências e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no País extenso sistema de transmissão. As variações climáticas e hidrológicas tendem a ocasionar excesso ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas

regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre essas regiões, permitindo-se, assim, obter os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras.

O atendimento aos consumidores cativos finais é realizado pelas distribuidoras de energia elétrica, que adquirem energia dos geradores. O serviço de transporte até a área de concessão das distribuidoras é realizado por transportadoras (via linhas de transmissão).

De maneira geral, a estrutura da indústria elétrica ainda é mista no que se refere à propriedade do capital. Apesar das privatizações ocorridas no passado, ainda convivem no setor empresas privadas e estatais (federais e estaduais), as quais devem estar desverticalizadas.

As diversas regiões do País são atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos Sistemas Isolados (SIsol). O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, ao passo que o SIsol é composto, principalmente, por centrais elétricas situadas na região Norte. Os Sistemas Isolados mais importantes, do ponto de vista da dimensão do consumo, são os que atendem às capitais da região Norte, exceto Belém, que já está interligada ao SIN. Prevê-se a entrada em operação da interligação dos Estados do Acre e de Rondônia ainda em 2009.

Em termos territoriais, o SIsol está inserido em uma área correspondente a cerca de 50 % do território nacional, onde é consumida cerca de 3 % da energia elétrica utilizada no País. Nos sistemas de Manaus, Porto Velho (em processo de interligação) e Macapá, a geração de eletricidade é hidrotérmica. Em Rio Branco, a geração local é estritamente térmica (em processo de interligação). Em Boa Vista e parte do interior do Estado de Roraima, a energia é importada da Venezuela. A maioria dos sistemas do interior desses Estados é suprida por unidades geradoras a diesel.

Desde meados da década de 1970, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada, no intuito de se obterem ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação busca minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplar restrições intra e extrasetoriais e aumentar a confiabilidade do atendimento. Atualmente, no SIN, essa atividade é exercida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Conceitualmente, a operação centralizada do SIN está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão para atender o mercado. A interdependência operativa é alcançada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, mediante a construção e a operação de usinas e reservatórios em cascata (localizados em sequência ao longo de uma bacia hidrográfica), conjugado às disponibilidades hídricas das diversas bacias. A interconexão dos sistemas se dá por meio da transmissão, a qual liga as diferentes regiões do País, permitindo fluxo de energia de forma a otimizar a geração, respeitando também as disponibilidades hídricas das bacias e as demandas regionais por energia elétrica.

A utilização integrada dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver superávits hidrelétricos em alguns pontos do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento do mercado. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento ao mercado consumidor também exige interconexão e integração entre os agentes.

Como o sistema hidrotérmico brasileiro opera com usinas de grandes reservatórios, a decisão tomada hoje de armazenar ou não a matéria-prima disponível advém de uma análise econômica e de impacto social (decorrente do risco potencial de déficit, ou seja, risco teórico de que falte energia), que tem reflexos diretos no custo de operação do SIN. Isto porque despachar

ou não as termelétricas (e com que frequência o fazer) é uma decisão que reflete nos custos, imediatos e mediatos, da energia gerada.

Uma vez que o valor da energia gerada a partir de potenciais hidrelétricos é bastante inferior às demais fontes, a utilização da fonte hidráulica em situações pluviais favoráveis implica considerável redução do custo de geração. De maneira diversa, em períodos de escassez de chuvas, o acionamento contínuo das usinas termelétricas, embora mitigue os riscos de racionamento e desabastecimento de energia, porquanto permite que os reservatórios hidrelétricos mantenham-se dentro de uma faixa salutar de segurança, eleva o custo da oferta interna de energia, vez que insere no preço do MWh o valor imanente ao combustível aplicado para geração de energia.

O Brasil possui cerca de 102.000 MW de capacidade instalada. Desse total, as fontes renováveis respondem por, aproximadamente, 82 %. Destaque-se que o parque hidráulico instalado responde por quase 70 % da capacidade nacional, enquanto as fontes térmicas (gás natural, petróleo, carvão mineral e nuclear) representam mais de 18 %, e as usinas à biomassa e eólicas juntas atingem cerca de 5 % do potencial de geração do País. A Figura 1 exhibe, em termos de capacidade instalada, a matriz de geração elétrica nacional, considerando tanto os sistemas isolados, como o SIN.

Ponto interessante que merece destaque refere-se à representatividade do parque termelétrico a gás natural, que suplanta, atualmente, mais de 10 % (11.394 MW) da capacidade de geração e, considerando o modelo adotado de despacho por ordem de mérito econômico, respondeu, em 2008, por mais de 45 % (23.015 GWh) da eletricidade não hidráulica gerada no SIN. Não obstante tais unidades geradoras exercerem um papel coadjuvante na oferta interna de energia, a função dessas unidades no sistema hidrotérmico brasileiro é vital para a otimização dos recursos naturais e apresenta reflexos imediatos no custo de operação do Sistema.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 1 - Capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil (inclui importação)

(atualizada em 27/01/2009)

Fonte:

Aneel

(<http://www.Aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>)

2.2. Novo Modelo do Setor Elétrico e Principais Agentes Institucionais do Setor Elétrico

O novo modelo do setor elétrico entrou em funcionamento em 2004, a partir das regras estabelecidas pela Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30/07/2004.

De acordo com a Exposição de Motivos 95/MME, as modificações implementadas pelo novo modelo do setor devem atender às finalidades de 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; e universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso. Além disso, em sua implantação, devem ser observados os pressupostos de respeito aos contratos existentes; redução dos custos de transação durante o período de implantação; redução de pressões tarifárias adicionais para o consumidor e criação de ambiente propício à retomada de investimentos.

O novo modelo do setor elétrico prevê dois ambientes para contratação de energia: um livre e outro regulado. No ambiente de contratação livre (ACL), empresas de geração vendem sua energia para atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos bilaterais autonomamente negociados, isto é, sem a intervenção direta do Governo. No ambiente de contratação regulada (ACR), a venda de energia dos geradores para as concessionárias,

permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia se dá por meio de leilões para o atendimento aos consumidores com tarifas reguladas (consumidores cativos).

Buscou-se também a criação de um marco regulatório estável por meio da redefinição das funções e atribuições dos agentes institucionais, concorrendo para aclarar o papel estratégico do Ministério de Minas e Energia (MME) como poder concedente, ficando a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) destinada a exercer as funções reguladoras, fiscalizadoras e de mediação. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e de Contratação Livre. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) continuou com a função de coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do SIN.

Outros órgãos também foram criados com a finalidade de garantir a segurança do suprimento atual e de desenvolver estudos e projetos de expansão do sistema que atendam os critérios de modicidade tarifária. Assim, criou-se o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O CMSE tem a finalidade de acompanhar e de avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. A EPE, por sua vez, tem como atribuições a realização de estudos para o planejamento energético do mercado brasileiro com vista ao aproveitamento de novos potenciais para a produção de energia, além do acompanhamento da execução daqueles que já estão sendo realizados por outros entes.

Em relação ao financiamento para o setor elétrico, destaca-se o BNDES entre os agentes financiadores para os projetos privados e a Eletrobrás para os projetos públicos.

No Apêndice 1, tem-se uma ilustração da interação entre diversos agentes da governança no setor elétrico e da área ambiental, agentes setoriais, usuários de energia elétrica, grupos de interesse, Judiciário, Ministério Público e Tribunal de Contas da União. Essa governança envolve, entre outras atividades, a definição e a implantação das políticas, a participação no mercado, a defesa de interesses de impactados pela expansão da geração e da transmissão, o controle da legalidade, a defesa de interesses sociais e individuais indisponíveis e o controle externo.

2.3. Marco Regulatório e Principais Agentes da Indústria Nacional de Gás Natural

Até a recente edição da Lei 11.909, de 04/03/2009 (Lei do Gás), as questões relativas à indústria brasileira de gás natural vinham sendo orientadas por duas espécies normativas principais, a Constituição Federal de 1988 (CF 1988) e a Lei 9.478, de 06/08/1997 (Lei do Petróleo), alterada pela Lei 11.097, de 13/01/2005. A CF 1988, em seu art. 25, § 2º, após o texto dado pela Emenda Constitucional 5, de 15/08/1995, estabelece que os Estados da Federação possuem a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado, diretamente ou sob o regime de concessão.

A Lei do Gás alterou a Lei do Petróleo no que se refere aos princípios básicos que norteiam as atividades que compõem as indústrias de petróleo e do gás natural, e dispôs sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural (conforme Constituição Federal, art. 177), bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Além disso, a Lei do Gás prevê que gasodutos de transporte de interesse geral estão submetidos ao regime de concessão, à exceção de empreendimentos oriundos de acordos internacionais e em processo de licenciamento ambiental que, na data de publicação da Lei, ainda não tinham obtido autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), permanecerão sob o regime de autorização. Há ainda a

possibilidade de o consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador com necessidades de movimentação de gás natural que não possam ser atendidas pela distribuidora local construir e implantar diretamente as instalações e os dutos para o seu uso específico, os quais serão incorporados ao patrimônio estadual, mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização (fl. 553).

Ante as especificidades do setor, acredita-se que a existência do marco legal próprio e adequado para o gás natural tenha o condão de conferir mais segurança ao mercado e, por conseguinte, impactar diretamente as decisões de investimento pelo setor privado.

A indústria brasileira de gás natural apresenta uma diversidade de atores que atuam em distintas atividades da cadeia: Governo Federal e Estadual; agências reguladoras; investidores dos ramos de exploração e produção, processamento, transporte e distribuição de gás natural; e, na ponta, os consumidores de diversos ramos (setor elétrico, industrial, veicular, residencial, etc.). Os principais agentes dessa indústria são: a Petrobras, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e o Ministério de Minas e Energia.

A Petrobras é a grande fornecedora de gás natural no Brasil e está presente em todas as fases do processo, desde a exploração e produção até o transporte, a importação e a comercialização, à parte apenas a distribuição intraestadual do gás canalizado até o consumidor final, que foi decretada constitucionalmente como monopólio dos Estados. Há, no entanto, a atuação da companhia mediante participações em várias das Companhias Distribuidoras Locais (CDL).

A Emenda Constitucional 9/1995, que alterou o § 1º do art. 177 da Constituição Federal de 1988, juntamente com a Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), instituíram nova fase na indústria do petróleo e gás natural, retirando da Petrobras o monopólio sobre o setor. Com a quebra do monopólio de direito, o mercado brasileiro permitiu a entrada de capital estrangeiro e várias empresas tiveram a oportunidade de instalar-se no Brasil. Todavia, o cenário atual demonstra que o grupo Petrobras é ainda o grande responsável pela produção, processamento e transporte de gás natural no País, revelando que o monopólio de fato ainda persiste. A expectativa com a nova Lei é que haja maior competitividade entre os agentes do setor.

A ANP, entidade de regulação do setor, foi criada pela Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), com a alteração dada pela Lei 11.097/2005, e tem por finalidade "promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis [...]". Entre as atribuições da Agência, merecem ressaltos (art. 8º, Lei do Petróleo): obedecer aos princípios definidos na política energética nacional, dando ênfase à proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e produtos; estabelecer os blocos a serem licitados, bem como elaborar os respectivos editais; autorizar o exercício das demais atividades, excetuando-se exploração e distribuição; estabelecer tarifas que remunerem o serviço prestado, bem como arbitrar o conflito entre os agentes, no caso de não haver acordo entre as partes; e fiscalizar as atividades da cadeia diretamente ou mediante convênios.

Com o advento da Lei do Gás foram acrescentadas outras atribuições à ANP, entre as quais: regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos; promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do MME; informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado; regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas; elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural; celebrar, mediante delegação do MME, os contratos de concessão para a exploração

das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão; autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; e articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural. A Lei do Gás também atribui à ANP a supervisão da movimentação de gás natural na rede de transporte, bem como a coordenação dessa movimentação em situações caracterizadas como de contingência.

Em relação às tarifas, não há controle estatal direto sobre o mercado, tendo em vista a ausência de amparo legal para a regulação de preços de gás natural. A ANP efetua, tão somente, a análise técnica para autorização de transporte de gás natural em gasodutos, de gás natural liquefeito (GNL) e de oleodutos em geral. No que se refere à análise econômico-financeira, até a publicação da Lei do Gás (Lei 11.909/2009), "a ANP restringia-se a estabelecer os critérios para o cálculo tarifário e aprovar a metodologia de cálculo do custo de capital que o fundamenta" (fl. 553). Relativamente aos contratos das usinas termelétricas (UTE) do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), a Agência limita-se ao acompanhamento da aplicação do disposto na Portaria Interministerial MME/MF 234, de 22/07/2002, que fixou o preço base máximo, em reais por milhões de BTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT vinculadas ao sistema elétrico interligado e criou a Conta de Compensação e a Parcela Compensatória destinadas a viabilizar a manutenção dos preços do gás natural fixos, em reais, por períodos de doze meses consecutivos.

A regulação da indústria brasileira de gás natural encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual. A estrutura regulatória do setor pode ser visualizada na Figura 2. Como espelha a imagem, até o city gate (ponto de entrega) opera-se a regulação da ANP, ao passo que no âmbito intraestadual, a distribuição para o consumidor final é regulada pelas agências estaduais, que possuem procedimentos díspares, de acordo com a entidade federada considerada. Com a publicação da Lei do Gás, a ANP recebeu a incumbência de "articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural" (fl. 553). Maiores detalhes em relação à regulação da indústria de gás no Brasil estão disponíveis no Apêndice 2.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 2 - Competência regulatória da indústria nacional de gás natural

Fonte: ANP

Já ao Ministério de Minas e Energia, cabe formalmente a definição de diretrizes para a indústria nacional de gás natural (Lei 8.422, de 13/05/1992, art. 6º, inc. I).

2.4. Fontes Alternativas de Energia Elétrica

As condições geográficas do País, em virtude da extensão e localização territorial, e da disponibilidade de recursos naturais, possibilitam grande potencial de contribuição das fontes alternativas à matriz elétrica brasileira. Essa energia se caracteriza pela possibilidade de instalação em menor prazo e em maior proximidade aos centros consumidores, bem como por mitigar os efeitos das mudanças climáticas (além de estar passível de habilitação como mecanismo de desenvolvimento limpo).

Na maioria dos países, o conceito de fontes alternativas assemelha-se ao de fontes renováveis, pois esta representa opção à energia fóssil (petróleo e carvão), que é a principal fonte de energia mundial. Segundo o Portal das Energias Renováveis (2009), "energia renovável é fonte de energia ilimitada, uma vez que sua utilização hoje não implica diminuição da sua disponibilidade amanhã. Exemplo: solar, eólica, hidrelétrica". Como a matriz elétrica brasileira está baseada em usinas hidrelétricas de grande porte, a energia proveniente desses empreendimentos, apesar de renovável, não é considerada uma fonte alternativa (no País, as demais fontes renováveis são tidas

como alternativas).

Em termos de políticas públicas nacionais para a energia alternativa, destaca-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), instituído pela Lei 10.438, de 26/04/2002, regulamentado pelo Decreto 5.025, de 30/03/2004. O objetivo principal do Programa é diversificar a matriz energética nacional, estimulando o desenvolvimento da produção de energia alternativa no Sistema Interligado Nacional (SIN), com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

De acordo com essa Lei, o Programa possui duas etapas de execução. O objetivo da primeira, com o término previsto para dezembro 2008, era a implantação de 3.300 MW de capacidade de energia alternativa na matriz elétrica nacional. A segunda etapa prevê que a participação dessas fontes de energia atenda a 10 % do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa do Programa. Maiores detalhes em relação ao Proinfa estão disponíveis no Apêndice 3.

2.5. Eficiência Energética

A eficiência energética representa uma atividade técnico-econômica que possui como objetivos: proporcionar o melhor consumo de energia e água, com redução de custos operacionais correlatos; minimizar contingenciamentos no suprimento desses insumos; e introduzir elementos e instrumentos necessários para o gerenciamento energético e hídrico da empresa ou empreendimento (Abesco, 2009).

As principais ações governamentais referentes à eficiência energética estão inseridas no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Há ainda outras ações também em desenvolvimento por outros órgãos/empresas, como o Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) da Petrobras, o Programa de Eficiência Energética e Combate ao Desperdício de Energia da Aneel, bem como iniciativas do BNDES e da Caixa Econômica Federal.

O Procel, criado em 1985, tem por missão "articular o setor elétrico e a sociedade visando fomentar a eficiência energética e o uso racional da energia, em benefício da própria sociedade", é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e tem como Secretaria Executiva a Eletrobrás. O objetivo do Programa é promover a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica para que se eliminem os desperdícios e, por conseguinte, se reduzam os custos. A conservação de energia também se constitui em premissa importante para o planejamento da expansão, graças a seu potencial em otimizar o uso da energia elétrica e, consequentemente, adiar investimentos no setor elétrico. Maiores detalhes em relação ao Procel estão disponíveis no Apêndice 3.

2.6. Programa Luz para Todos

O Programa Luz para Todos do Ministério de Minas e Energia tem por objetivo promover a universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural e compõe a política de governo para a redução da pobreza mediante o desenvolvimento local, com o propósito de fixar o homem no campo. Atualmente, o índice de atendimento do serviço de energia elétrica no País é de 97,5 % dos domicílios, sendo que no meio rural é de apenas 73 %.

A meta inicial do Programa, em 2004, previa o atendimento a 12 milhões de beneficiados até 2008 (o que correspondia a 2 milhões de domicílios). Entretanto, em razão da identificação de maior demanda, a meta foi ampliada para 3,2 milhões de residências e com prazo previsto para cumprimento até 2010 (na verdade, o prazo inicial era para 2015, porém o Governo pretende antecipar em cinco anos a universalização do serviço).

Em virtude dessa ampliação de meta, bem como do crescimento do custo modular da rede e do preço da matéria-prima (cobre, aço e alumínio) que elevou o custo médio final das

ligações à rede de R\$ 4 mil para R\$ 7 mil, o orçamento do Luz para Todos aumentou de R\$ 9,7 bilhões para R\$ 21 bilhões. O custo modular da rede, medido em número de famílias/km de rede, depende da concentração de domicílios em determinada área. Assim, o número de famílias/km a ser atendido pelo Programa diminui em função da maior dispersão dos domicílios.

Os recursos desse Programa têm origem compartilhada entre os Governos Federal, Estaduais e Municipais e as concessionárias de energia. Os recursos federais são provenientes de fundos setoriais formados por encargos tarifários e disponibilizados por meio de subvenções sociais da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e de financiamentos da Reserva Global de Reversão (RGR).

A Eletrobrás é a responsável pela condução do Luz para Todos, além de administrar esses dois fundos e analisar as estimativas de custo elaboradas pelas concessionárias de distribuição responsáveis pela execução das obras.

Segundo o MME, até outubro de 2008, o Programa contratou R\$ 13 bilhões (R\$ 9,4 bilhões provenientes da CDE e da RGR), correspondendo à previsão de 2 milhões de ligações, das quais já foram realizadas mais de 1,7 milhões, em atendimento a 8,5 milhões de beneficiados.

A meta do Luz para Todos está subdividida por Estado e por concessionária. Ao serem agrupados por região, no entanto, destaca-se o Nordeste, que representa cerca da metade das ligações de domicílios rurais à rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizadas pelo Programa, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Ligações de domicílios rurais à rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizadas pelo Programa Luz para Todos, período de 2004 a 2008

Região Ligações à rede do SIN %

Nordeste 863.910 49,60

Sudeste 333.707 19,16

Norte 282.643 16,23

Sul 140.376 8,06

Centro-Oeste 120.824 6,93

Brasil 1.741.460 100,0

Fonte: MME

No que diz respeito ao cumprimento da nova meta estabelecida, os resultados expostos representam cerca de 54 % das ligações e já estão contratados mais 8 % das ligações (os recursos contratados representam ao todo quase 62 % do orçamento atualizado).

O fornecimento de energia elétrica possibilita, em conjunto com outros programas e projetos, condições para a implantação de diversos serviços públicos e a consequente promoção de mudanças nas realidades locais. Assim, os resultados do Programa contribuem diretamente na melhoria da qualidade de vida de moradores de localidades que, em sua maioria, apresentam baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

O Luz para Todos é um Programa de universalização do acesso à energia elétrica de consumidores com perfil predominante de baixa renda e baixo consumo. Há, também, a possibilidade de atendimento a agronegócios.

Dada a inserção dos novos consumidores associados ao Programa Luz para Todos, conforme destacado pela EPE (fl. 573), "apesar de os impactos do Programa sobre os estudos de planejamento não serem assim tão significativos, seus efeitos já estão intrinsecamente considerados [pela EPE] nesses estudos na medida em que as previsões de demanda levam em conta esses consumidores (e as novas ligações), seja a previsão de demanda agregada, utilizada nos estudos energéticos, seja a previsão de demanda por centro de carga, utilizada nos estudos elétricos".

Feitas essas considerações gerais sobre o tema segurança energética, passa-se a relatar os principais achados de auditoria.

3. CONSTATAÇÕES SOBRE SEGURANÇA ENERGÉTICA NO BRASIL

3.1. O Planejamento da Expansão da Geração e da Transmissão no Horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016

A expansão do sistema de energia elétrica é orientada por um processo de planejamento que dirige ações governamentais para o futuro e fornece sinalização aos agentes do setor elétrico brasileiro.

O objetivo do planejamento decenal, constante do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2007-2016, consiste em se "definir um cenário de referência para implementação de novas instalações na infraestrutura de oferta de energia, necessárias para se atender ao crescimento dos requisitos do mercado, segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos, de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados de investimento, inclusive socioambientais, e de operação" (EPE, 2008b).

É oportuno, portanto, identificar eventuais ajustes necessários nos condicionantes do planejamento que favoreçam a realização da oferta de energia prevista. A proposta de abordagem pela auditoria tem por critérios a segurança, a eficiência e a sustentabilidade.

Os estudos de planejamento, que abrangem o período de 10 anos, são, em tese, revistos anualmente e se orientam pelas diretrizes de longo prazo do setor, que alcança o horizonte de até 30 anos. Por meio desses estudos, identificam-se os principais requisitos para o desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e de transmissão, considerando os distintos cenários de crescimento da economia, o consumo de energia, as fontes de geração disponíveis, as políticas de eficiência energética e o desenvolvimento industrial sustentável.

Os órgãos e as entidades governamentais vêm adotando um planejamento integrado para o setor elétrico que visa, permanentemente, adequar a oferta à demanda (diretamente atrelada ao crescimento econômico do País).

A dinâmica do mercado de energia elétrica revela que a demanda é afetada não somente pela evolução da estrutura da renda nacional, mas por diversos outros fatores, tais como: população, número de domicílios, grandes projetos industriais, condições climáticas, avanços tecnológicos, políticas de conservação de energia, entre outros.

Assim, são adotadas premissas socioeconômicas e setoriais, além de macroeconômicas, visando à configuração ótima do setor. Entre as socioeconômicas, destaca-se a elaboração de cenários e de estudos de populações, de domicílios e de elasticidade-renda do consumo de energia elétrica. As premissas setoriais envolvem características específicas do consumo de energia elétrica em cada classe consumidora ou setor da economia, como, por exemplo, as classes residencial, comercial e industrial eletrointensiva. As premissas macroeconômicas incluem dados como crescimento previsto da economia brasileira para os anos vindouros.

Entre os pressupostos gerais do planejamento, a EPE detém-se sobre uma análise regional, considera fatores como conservação de energia e níveis de perdas elétricas.

Examinadas as características de projeção da demanda, é planejada a oferta de energia elétrica ao longo dos anos e, para um abastecimento que atenda a critérios aceitáveis de segurança, eficiência e sustentabilidade, é necessário haver aderência entre os resultados do planejamento, as ações dos agentes do setor elétrico brasileiro e os marcos legais e regulatórios em vigor.

O crescimento da carga de energia do SIN, previsto no PDE 2007-2016, situa-se em torno de 4,8 % ao ano (Tabela 2) e demonstra coerência com os valores da história recente do

setor (há que se ressaltar, no entanto, que a mudança de cenário com a crise econômica mundial deflagrada em 2008 impacta diretamente essa expectativa).

Tabela 2 - Projeções da carga de energia no Sistema Interligado Nacional (em MW médio)

Ano	Sem novas interligações	Com novas interligações
-----	-------------------------	-------------------------

2007	50.320	50.320
------	--------	--------

2012	63.392	65.147
------	--------	--------

2016	78.649	80.756
------	--------	--------

Crescimento (% a.a.)

2007-2016	4,6	4,8
-----------	-----	-----

Novas interligações: Acre-Rondônia (2008) e Manaus-Macapá (2012) Fonte: Azevedo (2008)

A metodologia de planejamento da expansão também está totalmente associada à operação do SIN, que inclui diversas etapas de estudos: o Planejamento da Operação Energética (PEN), o Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO) e o Programa Diário Eletroenergético. Essas etapas são suportadas, respectivamente, por uma cadeia de modelos matemáticos: Newave, Decomp e Dessem. No Apêndice 4, têm-se maiores detalhes acerca do planejamento da operação.

A retomada do planejamento do setor elétrico tem sido um dos fatores de extrema importância para a criação de ambiente previsível de investimentos e para a própria sustentabilidade dos sistemas elétricos brasileiros. Dadas as dimensões do Sistema Interligado Nacional e o fato de a presença estatal ser remanescente como investidor direto, é necessário coordenação entre as diversas ações visando à modicidade tarifária. Os ganhos do planejamento, no entanto, passam tanto pela otimização dos recursos naturais que pertencem à União, como por uma interação eficiente entre os diversos atores.

Considerando a amplitude do planejamento do setor elétrico, realizaram-se análises localizadas de alguns pontos basilares para a expansão do Sistema (parâmetros e tempestividade de publicação dos planos decenais), bem como sobre quesitos que interferem diretamente na previsão de expansão, como alcance de programas de ampliação da demanda e da oferta e otimização das plantas atuais de geração hidrelétrica.

O atual planejamento do setor elétrico está bastante estruturado, englobando tanto as perspectivas de expansão da oferta, como as de ampliação da transmissão, frente a esperado crescimento de demanda. O planejamento observa, de forma geral, os critérios de segurança definidos pelo CNPE e considera um horizonte de curto-médio prazo (planos decenais) e um horizonte de longo prazo (Plano Nacional de Energia 2030).

Apesar da macrocoerência do planejamento para a expansão da geração e transmissão de energia elétrica, bem como de seus pressupostos e de fatores que interferem na previsão da expansão, identificaram-se algumas falhas nesse processo que sinalizam para oportunidades de melhoria, como: inadequação do cálculo dos valores do custo do déficit; imprecisão de banco de dados de potência total instalada de usinas hidrelétricas (UHE); não incorporação de peculiaridades do mercado livre no planejamento; publicação não tempestiva dos planos decenais; e ausência de planejamento integrado e de políticas públicas que orientem o desenvolvimento, a regulação e a expansão da indústria do gás.

3.1.1. Custo do déficit: um dos parâmetros para o planejamento da expansão da geração e da operação do Sistema Interligado

Na metodologia utilizada pela EPE no planejamento da expansão da geração, busca-se identificar o total de investimentos necessários em novos empreendimentos de geração de forma

que se atenda à demanda com um grau de confiabilidade aceitável, minimizando as possibilidades de prejuízo com a falta de energia. Estudos são realizados para identificar quanto representaria a soma dos diversos prejuízos na ocorrência de falta de energia. Esse valor agregado constitui o custo do déficit. Assim, de acordo com o PDE 2007-2016, "dado um determinado custo do déficit, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE em que o risco anual de déficit não deve superar 5 % em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica com a igualdade do Custo Marginal de Operação e do Custo Marginal de Expansão".

O custo do déficit, na prática, deve retratar o quanto custa para a sociedade a insuficiência de oferta de energia elétrica. Nesse sentido, o impacto do custo da energia no Produto Interno Bruto (PIB) é considerado como uma das formas mais consistentes de valoração da importância econômica da energia elétrica para a sociedade, sendo a matriz insumo-produto nacional uma das ferramentas aplicáveis.

O PDE 2007-2016 adotou o valor de 2.286,00 R\$/MWh para o patamar único de custo do déficit, como estabelecido na Nota Técnica EPE-DEE-NT 009/2006-R0. Esse valor reflete sucessivas atualizações financeiras realizadas sobre o valor do custo do déficit estimado em 1996.

O Decreto 2.335, de 06/10/1997, Anexo I, art. 4º, inc. VII, disciplina que compete à Aneel "aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica" e o Decreto 2.655, de 02/07/1998, que regulamentou a Lei 9.648/1998, estabelece, em seu art. 13, inc. III, que, para efeito de determinação dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo, deverá ser considerado, entre outros fatores, o custo do déficit de energia.

Estudos para avaliação dessa matriz foram realizados pelo extinto órgão de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), que desenvolveu pesquisas metodológicas no âmbito do Comitê Técnico de Estudos do Mercado (CTEM), entre os anos de 1985 e 1986, e, posteriormente, pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica (CDEF), de 1986 a 1988.

Devido à não publicação de matrizes insumo-produto nacionais pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a CDEF utilizou, em 1988, a Matriz do ano de 1975 na definição da curva em patamares de custo do déficit. Para corrigir essa defasagem de tempo, o Departamento de Estudos Energéticos (DPE) das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), por intermédio do projeto Custo Explícito do Déficit (Cedef), em 1997, atualizaram os custos do déficit para valores de 1996, considerando, para isso, a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB. De tal função resultou uma curva de custo do déficit em quatro patamares, utilizada no planejamento da operação e da expansão do sistema de 1997 a 2002.

A avaliação do impacto econômico da escassez de energia foi objeto de análise de outro estudo realizado pelo Cepel, em que foram discutidas as bases metodológicas para o cálculo do custo do déficit, os aperfeiçoamentos e as alternativas metodológicas possíveis.

A metodologia empregada nesse estudo permitiu a obtenção da estimativa do custo do déficit de energia elétrica para 1998 e o seu correspondente desvio padrão, multiplicando-se a estimativa da elasticidade entre PIB e consumo total de energia elétrica pela produtividade de energia elétrica. Para atualizar a estimativa do custo do déficit e seu desvio padrão de 1998 para 2000, utilizou-se a variação acumulada do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI), entre a média anual de 1998 deste índice e a de outubro de 2000.

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) 109, de 24/01/2002,

estabeleceu, em seu art. 6º, caput, que, "até 31 de dezembro de 2002, ou até que a Aneel defina nova metodologia, a curva de custo do déficit de energia elétrica será a função definida em quatro patamares adotada nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia", e, no parágrafo 3º, que, "a Aneel deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função custo do déficit".

Expirado o prazo de 31/12/2002, a Aneel abriu, de 26/11/2003 a 15/12/2003, Audiência Pública para a definição de nova metodologia do cálculo do custo do déficit de energia elétrica. Na proposta de abertura de audiência (anexo 5, fls. 04/07), a Aneel entendeu que "a definição de nova metodologia de cálculo da função custo do déficit, em atendimento ao recomendado na Resolução 109/2002, demandaria um longo tempo para conclusão" e sugeriu que fosse mantida a curva de custo do déficit com a configuração de então, atualizando seus valores monetariamente.

Em sua Resolução 682, de 23/12/2003, após Audiência, a Aneel consignou, no art. 2º, parágrafo 4º, que, "caso seja necessária uma nova metodologia para a determinação da curva de custo do déficit, a tarefa de desenvolvimento desta nova metodologia deve ser: I - executada por instituições de comprovada competência técnico-econômica para estudos de tal finalidade; e II - coordenada por uma Força-Tarefa composta por membros da Aneel, MAE [atual CCEE] e ONS".

A iniciativa de definição do custo do déficit em bases técnicas tem sido importante para o setor ao proporcionar um parâmetro que dê a exata dimensão dos custos a que os usuários do SIN, e o próprio País, estão sujeitos na ausência de energia, possibilitando sinalizar adequadamente o quanto as fontes de geração desse Sistema devem expandir.

Dado o risco de acarretar distorções na definição dos cronogramas de entrada de novos empreendimentos de geração e de transmissão e no planejamento da operação, afetando a segurança do suprimento, os estudos técnicos para definição do custo do déficit necessitam, no entanto, estar atualizados para refletir exatamente a realidade do SIN.

Conforme informado no Ofício 092/2009-AIN/Aneel (fls. 536/542), a Agência Reguladora já está analisando metodologia para estimativa da curva do custo do déficit de energia. Assim, não cabem maiores sugestões por parte da equipe de auditoria, mas somente que se determine à Aneel informar ao TCU, no prazo de 180 dias, os resultados dos estudos de definição da curva do custo do déficit de energia.

3.1.2. Dados de potência total instalada de usinas hidrelétricas

As atividades de planejamento, gestão e operação dos sistemas elétricos brasileiros exigem dados e informações diversas. Nesse sentido, de forma extremamente salutar, os órgãos e as entidades relacionados ao setor mantêm extensos bancos de dados, incluindo informações acerca de empreendimentos existentes e suas respectivas características.

Durante os trabalhos de fiscalização, no entanto, constatarem-se contradições entre os dados de potência total instalada de usinas hidrelétricas (UHE), em MW, fornecidos pelo órgão regulador (Aneel, responsável por autorizar ampliações nas usinas) e pelo órgão planejador (EPE, usuária dos referidos dados no planejamento setorial). Segundo a EPE, os dados utilizados em suas análises são provenientes do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A título de exemplo, citam-se as divergências encontradas nos dados de potência total instalada das seguintes usinas:

UHE Salto Santiago: a Agência Reguladora informou que a potência instalada dessa UHE é de 2.130 MW, tendo por base a Resolução da Aneel 305/2001. Porém, tal Resolução foi revogada pela 531/2002, fato que mantém a potência instalada oficial anteriormente definida em 1.420 MW (referência Ofício 159/2008-AIN/Aneel, de 07/11/2008, Tabela "UHE-Ampliações", vol. principal 1, fls. 213/226). A EPE, por sua vez, registrou que a potência dessa usina seria de 1.992

MW (Nota Técnica DEN 03/08 da EPE, anexo 3, fls. 30/31). Assim, há divergência de 40 % entre os dados utilizados no planejamento e a potência instalada oficial;

UHE Mascarenhas: a Aneel relatou que a potência instalada seria de 180,5 MW após ampliação (Ofício 159/2008-AIN/Aneel), enquanto a EPE citou que a potência seria de 123 MW (Nota Técnica DEN 03/08 da EPE). Nesse caso, o potencial mencionado pela EPE é 32 % inferior ao citado pela Aneel;

UHE Boa Esperança: em fiscalização anterior, o TCU identificou que a potência instalada atingia 264,1 MW após repotenciação (Acórdão 1.342-P/2004), enquanto a EPE afirmou ser de 234 MW (Nota Técnica DEN 03/08 da EPE). A diferença entre o verificado por ocasião da fiscalização e os dados fornecidos pela EPE alcança 11 %.

Esse problema de falta de uniformidade nos dados disponíveis foi apontado inclusive pela EPE na Nota Técnica DEN 03/08 (anexo 3, fl. 37). Além disso, registra-se que, conforme Ofício 157/2008-AIN/Aneel (vol. principal 1, fls. 207/211) e Ofício Circular 134/2005-SFG/Aneel, a Agência Reguladora exigiu, a partir de 2005, a atualização de dados sobre repotenciação e modernização (R&M) em UHE de 12 concessionárias, além de 2 outras UHE e 1 PCH.

Considerando a importância dos dados de potência instalada real para o planejamento, os Decretos 5.081, de 15/04/2004, (art. 3º, § 1º, inc. II), e 5.184, de 16/08/2004, (art. 6º, § 2º, inc. I e II), preveem os chamados "acordos operacionais" para fornecimento de dados pelo ONS para a EPE. Já o Decreto 2.335, de 06/10/1997, (art. 4º, inc. XXXIII), reza ser de

competência da Aneel a manutenção atualizada do acervo de informações e dados técnicos do aproveitamento da energia hidráulica.

A falta de uniformidade dos dados técnicos utilizados para gestão, planejamento e operação do sistema pode acarretar gerenciamento inadequado dos recursos, bem como perda de precisão nos estudos para expansão.

As boas práticas recomendam, portanto, a atualização dos diversos bancos de dados das usinas em operação, uniformizando os dados a serem utilizados pelo ONS, pela Aneel e pela EPE no cumprimento de suas atribuições.

A EPE, por meio do Ofício 0411/EPE/2009, salientou que "está em fase de implementação o sistema Aege (Acompanhamento dos Empreendimentos Geradores de Energia), que promoverá o compartilhamento das informações das usinas geradoras entre a EPE e a Aneel". Considerando tal ação, não se fazem necessárias recomendações adicionais acerca da atualização dos bancos de dados dessas instituições, mas somente que se determine à EPE informar ao TCU, no prazo de 180 dias, o andamento da implantação de sistema apto a gerenciar dados de usinas geradoras de energia entre os diversos entes estatais que deles se utilizam nos processos de planejamento, gestão e operação do setor elétrico. Registra-se, ainda, a necessidade de em um futuro monitoramento da decisão que vier a ser proferida por ocasião da apreciação desses autos seja verificado os desdobramentos dessa ação na Aneel.

3.1.3. Mercado livre de energia elétrica

Os primeiros alicerces para que os grandes consumidores de energia pudessem escolher seus fornecedores livremente partiram da Lei 9.074, de 07/07/1995, art. 15, que relativizou o monopólio dos agentes de distribuição. Dito artigo estipulou que todos os consumidores com carga maior ou igual a 10 MW, atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV, poderiam optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário e autorizado, ou com produtor independente de energia elétrica.

A Lei 9.427, de 26/12/1996, ampliou o espectro de opções para que os consumidores pudessem tornar-se livres e determinou que os consumidores cuja carga fosse maior ou igual a 0,5 MW poderiam comprar energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas de biomassa,

eólica ou solar, celebrando contrato de compra e venda de energia diretamente com esses produtores.

Finalmente, a Lei 9.648/1998 estabeleceu que os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW poderiam escolher seu fornecedor e a Resolução Aneel 264, de 14/08/1998, disciplinou regras e condições para contratação de energia pelos consumidores livres, contemplando os direitos inaugurados pelas Leis 9.074/1995 e 9.427/1996. Somente em 2004, no entanto, a Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 5.163/2004, nomeou formalmente os dois ambientes de comercialização de energia elétrica: o ambiente de contratação regulada (mercado cativo) e o ambiente de contratação livre (mercado livre). Isso se deu em meio a uma conjuntura de descontração dos contratos iniciais de fornecimento de energia e das sobras resultantes do racionamento de energia.

O mercado livre, ao permitir que um consumidor de energia (considerando os limites estabelecidos no marco legal) tenha a liberdade de adquirir energia nas quantidades e pelo prazo que lhe convier, tem o condão de dar maior flexibilidade à gestão do negócio desse consumidor. Ademais, possibilita o aumento da concorrência na comercialização de energia elétrica visando a atender esse mercado. Há países em que todos os consumidores são livres para escolher seu fornecedor de energia.

Os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) mostram que em 2004 havia 34 consumidores livres com registro (naquele ano o registro para negociação de energia elétrica passou a ser obrigatório). No ano seguinte, o número de clientes livres registrados alcançou 470. Em 2008, chegaram a 676 consumidores. A evolução do número de consumidores livres é retratada na Figura 3.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 3 - Evolução do mercado livre

Fonte: CCEE

Na Figura 4, é possível observar que, entre janeiro de 2005 e maio de 2008, o consumo do mercado livre passou de 10.000 MWmédios para 14.200 MWmédios, sendo que sua participação atingiu 27 % do consumo nacional de energia elétrica.

Por ocasião da crise de 2001, a demanda de energia do SIN reduziu-se. No cenário atual, praticamente, o SIN alcançou o equilíbrio entre demanda e oferta, direcionando o mercado livre para investimentos em novos empreendimentos.

Ante a crescente representatividade do ambiente de contratação livre (ACL) no panorama do sistema elétrico nacional, é necessário entender até que ponto esse ambiente está adequadamente expresso no planejamento da expansão do sistema, na regulação e em sua fiscalização.

No modelo atual, todas as distribuidoras compram energia por meio de leilões, com contratos de longo prazo (fornecimento pelo prazo de 15 ou 30 anos). As distribuidoras são obrigadas a contratar em longo prazo 100 % de sua demanda esperada por energia para o mercado cativo. Essa contratação de longo prazo é fundamental para viabilizar investimentos privados em geração de energia, uma vez que sua maturação e retorno também são de longo prazo.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 4 - Evolução da participação do mercado livre no consumo nacional de energia elétrica

Fonte: CCEE

A contratação de longo prazo, no entanto, não é obrigatória para consumidores livres, o que dificulta a formação de garantias para os investimentos necessários para suprir a demanda

futura desse mercado, que, atualmente, representam mais de 27 % do consumo de energia.

Dada as diferentes dinâmicas de contratação e consumo dos mercados livre e cativo, foi constatado que não existem diretrizes estratégicas e políticas claras para a expansão da oferta que considerem as peculiaridades existentes entre os mercados livre e cativo (o cativo - previsível e constitui garantia para financiamentos de investimentos; o livre - não se conhece ao certo as expectativas de crescimento, tampouco há diretrizes indicando o quanto se espera que esse mercado amplie e como ele deve participar da expansão da geração e da transmissão).

Ainda no que diz respeito à oferta de energia, é importante registrar que a Lei 10.848/2004, em seu art. 3º, § 2º, facultou a possibilidade de os leilões de energia estipular diferentes percentuais para atendimento aos dois ambientes:

§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

Ante tal perspectiva, o Leilão 004/2006 (leilão A-5), no item 3.24 do Edital de Licitação, estipulou que 70 % da energia vendida seria para o ambiente livre e 30 % para o regulado. O Leilão 001/2007 destinou apenas 10 % para o mercado regulado, conforme item 3.10 do Edital de Licitação. Já em 2008, o Leilão A-5 estipulou o percentual de 70 % para regulado e 30 % para o livre.

Não há diretriz metodológica que vincule a definição dos percentuais de energia destinada ao mercado cativo e/ou livre ao longo dos anos, sendo uma decisão tomada, caso a caso, diretamente pelo Ministério de Minas e Energia.

É importante ressaltar que a EPE apresenta, em cada leilão, uma proposta desse percentual para o Ministro de Minas e Energia, em função da oferta observada no leilão e da situação de atendimento do ACR e do ACL. A decisão de que percentual adotar, porém, é sempre do próprio Ministro ao qual é facultado ater-se à proposta técnica e aos parâmetros indicados pela EPE ou adotar outro critério.

Nos Leilões 004/2006 e 001/2007, houve uma grande oferta para o ACL (70 e 90 %, respectivamente). Em reunião com a equipe de auditoria, o Diretor da EPE, Sr. José Carlos de Miranda Farias, afirmou que havia uma visão por parte do planejamento de que o ACL estava descontratado e que existia energia suficiente no mercado para ser contratada por quaisquer dos mercados. Essa visão, conjugada com o montante de projetos ofertado no leilão, motivou o estabelecimento de percentual baixo para o ACR. No entanto, o resultado dos leilões mostrou que a energia das UHE foi vendida totalmente para o mercado regulado, a realidade se mostrou bastante distinta do esperado.

No caso dos empreendimentos do Complexo do Madeira (UHE Santo Antônio, com 3.150 MW, Leilão 005/2007; e UHE Jirau, com 3.300 MW, Leilão 005/2008), foi adotado o percentual de 70 % para o mercado cativo. Nesses dois leilões, os agentes venderam para o ACR o limite do percentual estipulado.

Vê-se que há um descompasso entre o que se planejou para a oferta do mercado e a realidade: nos Leilões 004/2006 e 001/2007, houve bastante oferta para os consumidores livres e baixa demanda; já nos leilões do Madeira, a situação se inverteu e, a partir de então, há uma forte reivindicação do ACL (incluindo manifestações de associações setoriais junto ao MME e à EPE) para que haja mais oferta a esse segmento do mercado.

A falta de diretrizes e estratégias governamentais para o mercado livre reflete-se no planejamento da expansão da oferta, que não leva em consideração as particularidades do

mercado livre. Atualmente os estudos que embasam a expansão da oferta de energia elétrica são realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que planeja a demanda futura do sistema, analisando os consumidores de acordo com sua classe de consumo (residencial, industrial, faixas de tensão, etc.), sem levar em consideração a existência de dois ambientes de contratação.

Tolmasquim (2008) reconhece que há certa dificuldade para se planejar a carga dos consumidores livres e sugere uma reflexão que trate do aperfeiçoamento do planejamento para esses clientes, de forma a se aproximar do mercado regulado: "hoje, a informação que temos é dos contratos que são registrados na CCEE e o registro só acontece na hora do fornecimento".

A equipe considera pertinente a afirmação de Tolmasquim, pois a questão-chave para a expansão da oferta no mercado livre é conseguir desenvolver mecanismos que assegurem garantias aos financiadores de projetos para o segmento. Atualmente, os investimentos em geração de energia são garantidos basicamente pela receita dos consumidores cativos, cujos contratos de fornecimento atingem 30 anos para hidrelétricas e 15 anos para termelétricas.

Diante do exposto, visando a previsibilidade e estabilidade das decisões, propõe-se recomendar ao Ministério de Minas e Energia que a decisão acerca dos percentuais de energia destinada ao mercado cativo e/ou livre seja vinculada a critérios e metodologias embasados em estudos técnicos que os suportem.

3.1.4. Publicação dos planos decenais de energia

A reformulação do marco regulatório setorial, em 2004, recuperou esta perspectiva do planejamento ao criar uma entidade, a EPE, cuja atribuição principal é exatamente a de subsidiar tecnicamente o planejamento do setor energético, fornecendo, assim, elementos para a definição de diretrizes governamentais estratégicas e adequada sinalização aos demais agentes do setor elétrico visando à alocação eficiente de investimentos.

Conforme comentado, os produtos da atividade de planejamento são um plano de longo prazo, o Plano Nacional de Energia (PNE), e um de curto e médio prazos, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Além desses, outro produto do planejamento é a Matriz Energética Nacional. Dentro do período de escopo desta auditoria, o plano de curto prazo é o PDE 2007-2016, enquanto o de longo prazo é o PNE 2030, elaborado em 2007.

Tais produtos têm forte interligação entre si, sendo que o nível de detalhamento dos modelos se amplia à medida que a escala do planejamento aumenta (horizonte de menor prazo). Contudo, algumas atividades são inerentes a todas as fases do referido processo, como a elaboração de cenários macroeconômicos.

O objetivo do PNE é definir tendências e balizar as alternativas de expansão do sistema nas próximas décadas, por meio da orientação estratégica da expansão.

O PDE, por sua vez, além de subsidiar a elaboração de vários produtos, principalmente a tomada de decisão acerca da contratação de usinas e de linhas de transmissão, visa a fornecer ao mercado uma referência para a expansão setorial. Tal referência, teoricamente, permite minimizar as incertezas dos agentes, bem como fornecer indicadores da evolução tarifária, de custos marginais, da demanda do mercado de energia, entre outros. Dada a metodologia de o planejamento de curto prazo ser feito anualmente, incluindo revisões intermediárias, o Plano Decenal, na verdade, se configura mais como um plano anual com horizonte de 10 anos. No que se refere à geração, o PDE é indicativo; em relação à transmissão, é determinativo.

Por meio dos estudos de planejamento, identificam-se as principais linhas de desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e de transmissão considerando os distintos cenários de crescimento da economia, o consumo de energia, as fontes de geração disponíveis, as políticas de aumento da eficiência energética e o desenvolvimento industrial sustentável. A Tabela

3 apresenta as datas de publicação dos Planos Decenais, desde 2001.

Tabela 3 - Datas de publicação de Planos Decenais, desde 2001

Plano Decenal	2001-2010	2002-2011	2003-2012	2004-2013	2005-2014	2006-2015	2007-2016	2008-2017
---------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Data de publicação Segundo semestre de 2001 nov/2002

(Sumário executivo) dez/2002 (Sumário executivo) jun/2004 Relatório Analítico Não publicado mai/2006 fev/2008 Ainda não publicado

A EPE iniciou seu processo de estruturação em 2005 (realização do 1º concurso público para preenchimento de cargos na Empresa), o que justifica, portanto, a não publicação de Plano Decenal referente ao período 2005-2014. Os seguintes, 2006-2015 e 2007-2016, foram publicados no ano de início de vigência do período previsto ou no ano posterior. Já o Decenal 2008-2017 ainda não foi publicado (referência: março de 2009).

Considerando os atrasos nas publicações desses Planos, estes estão se configurando muito mais em monitoramento do ocorrido e do que ocorrerá nos próximos meses que em um definidor prévio de estratégias de atuação setorial. Assim, a intempestividade na publicação dos planos decenais cria, para os agentes e analistas do setor, um vácuo de informações que dificulta, entre outras coisas, a tomada de decisões e a avaliação da conjuntura e de cenários diversos, com a possibilidade de culminar com alocações pouco eficientes dos recursos, atingindo negativamente, portanto, a modicidade tarifária.

Assim, cabe recomendação do TCU ao MME, em conjunto com a EPE, para que publique os planos decenais de expansão tempestivamente ao início do seu período de vigência.

3.1.5. A participação da Petrobras no setor de gás natural no Brasil

A Petrobras apresenta-se hoje como o principal agente do setor de gás natural no Brasil, atuando em todas as etapas da cadeia, desde a extração/importação até a distribuição aos consumidores finais.

No que tange à exploração e produção, a Emenda Constitucional 9 de 1995, posteriormente regulamentada pela Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), retirou da Petrobras o monopólio de direito sobre tais áreas. Com a quebra do monopólio de direito, o mercado brasileiro abriu as portas para o capital estrangeiro e várias empresas tiveram a oportunidade de instalar-se no Brasil. Todavia, o cenário atual demonstra que o grupo Petrobras é ainda o grande responsável pela produção, pelo processamento e pelo transporte de gás natural no País, revelando que o monopólio de fato ainda persiste.

Quanto às importações, a Petrobras é também o agente preponderante, respondendo por mais de 95 % dos volumes importados de gás natural que adentram o País desde 2006. Em relação à importação de gás natural liquefeito (GNL), a Petrobras já dispõe de dois terminais portuários adequados para receber navios que atracarão com carga de GNL importado e promoveu o afretamento dos navios regaseificadores Golar Spirit e Golar Winter, equipados com tecnologia para armazenar e regaseificar GNL a bordo.

Em relação à capacidade nominal de processamento, a indústria nacional de gás dispõe atualmente de um potencial de, aproximadamente, 49 milhões m³/dia, integralmente sob controle da Petrobras.

No que concerne à malha de transporte, a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária integral da Petrobras, opera 100 % da rede de gasodutos. Já a malha de transferência, assim entendida como aquela destinada a promover a movimentação do poço de extração até as unidades de tratamento, é operada pela própria companhia produtora e pertencente, em geral, às concessões de produção.

Já no que atina à malha de transporte, a Transpetro, juntamente com a

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia- Brasil (TBG), também pertencente ao grupo Petrobras, operam mais de 80 % dos gasodutos nacionais. Ressalte-se, ainda, que a Petrobras detém participação em algumas das outras empresas responsáveis pela operação de gasodutos de transporte locais, como a Transportadora Sulbrasileira de Gás, da qual a estatal brasileira soma 25 % do capital social, por intermédio da holding Petrobras Gás S.A. (Gaspetro).

A comercialização de todo o gás natural de origem nacional é feita pela Petrobras, que vende o gás natural produzido e adquire os pequenos volumes extraídos pelas demais exploradoras e repassa os mesmos às Companhias Distribuidoras Locais (CDL).

Na atividade de distribuição, a Petrobras possui participação em 23 das 27 CDL existentes.

Além da forte participação da Petrobras em todas as etapas da cadeia do gás natural, a estatal ainda atua no setor de geração termelétrica: possui 11 (onze) usinas termelétricas a gás em operação, com capacidade instalada de 3.985 MW e mais duas em implantação, projetadas com potência nominal de 548 MW.

O domínio da Petrobras em todo o processo de industrialização do gás natural teve início ainda na década de 1950, com a descoberta de jazidas na região do recôncavo baiano e desenvolvimento/aquisição de know how necessário à operação do setor.

Na década de 1980, o controle do mercado mostrou-se mais patente em decorrência das interações diplomáticas entre os governos brasileiro e boliviano, que instrumentalizaram um acordo de integração e cooperação baseado no escoamento do gás natural da Bolívia para o Brasil. Nesse projeto, a Petrobras incumbiu-se de construir toda a infraestrutura necessária para o transporte do gás boliviano, além de investir na massificação do produto no mercado interno, incentivando as CDL a aumentar a capilaridade das suas malhas de distribuição. Ressalte-se, ainda, que a empresa arcou com pesados investimentos na extração e no processamento das reservas em solo boliviano, que foram estatizadas em 2007.

Nesse contexto, quando da consolidação do mercado consumidor, a Petrobras já detinha todos os recursos de infraestrutura de processamento, transporte e distribuição, além de controlar a totalidade da exploração e produção de petróleo e gás natural. Presenciou-se manifesta vantagem do ponto de vista técnico-operativo da empresa em relação a qualquer outro concorrente que resolvesse adentrar no mercado. A forte presença da Petrobras em todas as etapas da cadeia levou a Empresa a tornar-se o principal, senão o único, comercializador e importador nacional, dominando todas as etapas do processo de industrialização do gás natural e participando também como consumidor de grande porte, construindo (e/ou adquirindo) várias usinas termelétricas a gás natural.

Por todo o exposto, em razão da forte presença da Petrobras e das dificuldades de outros agentes entrarem no mercado em condições de competirem com a estatal brasileira, os consumidores submetem-se ao talante de uma única empresa, que, sem possuir concorrentes, exerce o monopólio de fato no suprimento, no transporte e na distribuição de gás natural. A conjuntura em vigor mostra que os novos empreendedores dispostos a utilizar o combustível em suas plantas de alimentação sujeitam-se a todas as condições determinadas pela Petrobras, como a quantidade máxima de combustível a ser disponibilizada e a data de operação dos novos negócios. Os contratos assinados com as distribuidoras têm vigência de 5 (cinco) anos e os assinados com as termelétricas, de 15 (quinze) anos.

O monopólio da Petrobras encontrava brechas no ordenamento legal que, até a recente edição da Lei do Gás (Lei 11.909/2009), regia o setor de gás natural e não protegia a entrada de novos empreendedores para atuarem nas diversas etapas da cadeia. Embora a Lei do Gás tenha estabelecido os pressupostos para a abertura do mercado para novas possibilidades de

exploração, transporte e utilização do insumo, tal abertura não ocorrerá de imediato por força desse monopólio, pois a Lei 11.909/2009, em seu art. 30 ratificou as autorizações expedidas pela ANP para o exercício da atividade de transporte dutoviário de gás natural até a data da publicação da Lei, na forma do art. 56 da Lei 9.478/1997. Quanto aos prazos, a Lei do Gás assim dispôs:

art. 30 (...)

§ 1º Atendidas as obrigações previstas ou a serem estabelecidas no ato de outorga e na regulação, as autorizações referidas no caput deste artigo terão prazo de duração de 30 (trinta) anos, contado da data de publicação desta Lei ou, para o caso dos empreendimentos de que trata o § 2º deste artigo, contado da data da outorga da autorização.

§ 2º Aplica-se o disposto neste artigo aos empreendimentos em processo de licenciamento ambiental que, na data de publicação desta Lei, ainda não tenham obtido autorização da ANP.

§ 3º Para o caso dos empreendimentos de que tratam o caput e o § 2º deste artigo, o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais será de 10 (dez) anos, contados do início da operação comercial do respectivo gasoduto de transporte.

Desse modo, embora a regulamentação da nova Lei venha detalhar aspectos introduzidos para o marco legal do setor (como a criação da figura do autoprodutor, autoimportador e consumidor livre de gás, o tratamento legal a ser dado em aspectos relativos à contingência de suprimento, a concessão para serviços de transporte, o acesso regulamentado aos gasodutos e o planejamento da expansão da malha de transporte) frustra-se a expectativa quanto à viabilização, de fato, da competitividade entre os agentes do setor, tendo em vista que a Petrobras teve sua autorização para atuar no transporte de gás natural ratificada por 30 anos.

Dessa forma, propõe-se recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere à promoção da competitividade entre os agentes dessa indústria.

3.1.6. A importação do gás natural no Brasil

Atualmente, toda a oferta brasileira de gás natural provém de duas fontes: a produção nacional, em terra ou no mar, e a importação proveniente da Bolívia e da Argentina.

A produção interna encontra-se disseminada em diferentes Estados da Federação, com predominância dos Estados do Rio de Janeiro e do Amazonas, sendo a Petrobras a principal empresa responsável pela extração e produção do combustível.

A importação de gás natural é efetuada por meio de três gasodutos, sendo que dois deles conectam a Bolívia ao Brasil, Gasbol e Gasoduto Lateral Cuiabá, e um terceiro liga a Argentina ao Brasil, conhecido como trecho I do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. Dos três gasodutos de importação, é indiscutível a relevância do Gasbol, com capacidade de transportar até 31 milhões m³/dia, abastecendo os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O Gasoduto Lateral Cuiabá tem capacidade de transportar cerca de 2,8 milhões m³/dia e todo gás transportado por essa via destina-se à usina termelétrica (UTE) Cuiabá. O trecho I do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre liga a cidade argentina Paso de Los Libres à UTE Uruguaiana e tem capacidade de transporte de 12 milhões m³/dia.

A relevância das importações de origem boliviana quando comparadas às argentinas é marcante, conforme demonstram os dados do MME referentes às importações brasileiras de gás natural no ano de 2008, consolidados na Tabela 4.

Tabela 4 - Composição das importações de gás natural (2008)

Origem da importação Volume importado

(milhões m³/dia) Representatividade no volume importado pelo Brasil (%)

Bolívia 30,54 99 %

Argentina 0,37 1 %

Total Importação 30,91 100 %

Fonte: MME (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - jan/2009)

Quando comparadas com a produção nacional, constata-se a relevância das importações de gás proveniente da Bolívia para a indústria brasileira de gás natural, que responde por cerca da metade de todo o gás ofertado ao mercado brasileiro, tal qual evidenciado na Tabela 5.

Tabela 5 - Oferta total de gás natural ao mercado brasileiro (2008)

Origem da oferta Volume ofertado (milhões m³/dia) Representatividade no volume ofertado ao País (%)

Produção nacional 29,01 49,18 %

Importação 29,68 50,82 %

Total ofertado 58,69 100,00 %

Fonte: MME (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - jan/2009)

A importação de gás boliviano tem aumentado nos últimos anos, em compasso com o crescimento da demanda interna. A produção doméstica, por sua vez, embora tenha tido um incremento substancial no ano de 2008, não conseguiu suprir o aumento da demanda, de tal modo que, naquele ano, o Gasbol esteve operando quase que ininterruptamente em sua capacidade máxima.

Um dos motivos da baixa participação da produção nacional de gás natural na oferta para o mercado interno é a ainda incipiente infraestrutura para transporte, o que limita a exploração de novas reservas e a sua consequente distribuição. Outro dado interessante atina à quantidade de gás natural utilizada para consumo próprio do produtor. Somente 49 % do gás natural produzido no Brasil é ofertado ao mercado interno, já que o restante é, entre outros, reinjetado, queimado ou perdido, utilizado nas unidades de exploração e produção, gasto em transporte ou absorvido em unidades de produção de gás natural.

No segundo semestre de 2008, o mercado brasileiro sentiu os efeitos da dependência da fonte boliviana de gás natural. As insurgências naquele Estado Nacional espocaram em atentados que culminaram no fechamento de válvulas e na destruição de dutos de transporte, que acarretaram supressão do volume diário contratado. Em decorrência de tal fato, o Governo brasileiro precisou adotar medidas contingenciais para realocação da demanda interna, tendo em vista a insuficiência da oferta internacional. Muito embora o cenário tenha se normalizado em curto espaço de tempo, o evento serviu para alertar o mercado nacional quanto às sujeições às intempéries da nação boliviana.

Objetivando reduzir a dependência do gás boliviano, a Petrobras, por meio do Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás), buscou aumentar sua produção, antecipando para 2008 a entrada em operação de projetos de exploração e transporte previstos para 2010. Embora alguns atrasos nas Plataformas P-51 e P-53 e também na exploração de novos campos (Camarupim, Canapu e Lagosta) não tenham permitido que as metas do Plangás fossem plenamente alcançadas, já foram verificados bons resultados na produção média anual líquida de 2008, que aumentou de 21,82 milhões m³/dia, em 2007, para 29,17 milhões m³/dia, em 2008.

Acresce-se ao aumento da produção nacional, ainda, a importação de GNL, que permitirá maior diversificação das fontes de oferta, diminuindo assim a forte dependência em

relação à importação do gás boliviano e, como consequência, aumentando a segurança no suprimento nacional.

3.1.7. O planejamento governamental na indústria de gás natural

Na evolução da indústria nacional de gás natural, foram implementadas diversas ações com vistas a promover o crescimento do setor. No entanto, diante de um cenário de monopólio de fato da Petrobras, observou-se que o Governo Federal deixou inteiramente o planejamento e a execução das políticas destinadas à expansão da indústria nacional de gás natural sob a responsabilidade dessa empresa, cuja atuação além de estar legitimamente voltada para questões comerciais, quase sempre tem sido reativa em relação à realidade do mercado. Essa função estratégica no âmbito do Governo Federal passa pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o qual se destina ao assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia. À ANP, conforme a Lei 9.478/1997, art. 8º, inc. I, cabe a implementação da política nacional de petróleo e gás natural, com ênfase na garantia do suprimento de derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos (fls. 553/554).

Durante anos, responsável por suprir o País de combustíveis derivados de petróleo e também gás natural, a Petrobras relegou este a segundo plano, haja vista a necessidade de pesados investimentos em infraestrutura de distribuição de gás e o maior retorno financeiro promovido pela venda de óleo.

Em 1999, com a entrada em operação do Gasbol, decorrente de negociações políticas de caráter internacional, houve um aumento expressivo na oferta interna de gás natural, que permaneceu durante sucessivos períodos sem correspondente consumo. Por consequência, a Petrobras arcou com os prejuízos decorrentes das cláusulas take-or-pay (ToP) do contrato Gas Supply Agreement (GSA).

Para combater esse cenário, a empresa incentivou fortemente a expansão da demanda interna, oferecendo o produto até mesmo a preços abaixo dos custos de mercado. Essa estratégia surtiu efeitos, tendo em vista o aumento substancial da participação do gás natural na matriz energética nacional após 2001. Mesmo assim, manteve-se relativo descompasso entre a disponibilidade para o mercado interno, praticamente dobrada em função do contrato de importação, e a demanda, resultando em excesso de oferta.

No ano de 2001, em função da séria crise no abastecimento de energia elétrica nacional e do consequente Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), a Petrobras conseguiu dar destinação a praticamente toda a oferta interna ociosa, tendo em vista as prerrogativas então conferidas aos eventuais investidores privados visando à ampliação da matriz termelétrica à base de gás natural. Esse contexto ensejou, inclusive, o malogrado investimento da empresa nas termelétricas merchants, tratadas em processo fiscalizatório próprio deste Tribunal (TC 005.251/2007-0), que culminou em pesados prejuízos à empresa em função de acontecimentos supervenientes.

Nos anos subsequentes à crise do setor elétrico, o recuo do consumo de eletricidade e o restabelecimento de condições hidrológicas favoráveis conduziu a uma relativa ociosidade das usinas termelétricas, resultando em novo descompasso entre oferta e demanda de gás natural, com outro excesso de produto no mercado.

Novamente respondendo pelos prejuízos decorrentes das cláusulas ToP do contrato de importação do gás boliviano, a Petrobras viu-se compelida a investir em programas internos de incentivo ao uso do gás natural na matriz energética brasileira, implementando o Programa para Massificação do Uso do Gás Natural.

Diante do recuo natural da demanda de gás para geração elétrica e do sucesso do

aludido Programa, grande parte da oferta assegurada passou a ser direcionada para os ramos industrial, comercial, residencial e veicular, estabelecendo-se, finalmente, um mercado firme que passou a demandar quantidades cada vez maiores de combustível.

Os aumentos recentes da demanda de gás para geração de energia elétrica, atingindo patamares nunca antes verificados, novamente desestabilizou o balanço entre oferta e demanda do produto, porquanto o parque de geração termelétrica a gás natural passou a operar a plena capacidade durante longos períodos do ano. O panorama verificado, em 2007, foi de insuficiência de molécula para atender a todos os consumidores firmes (industriais, veiculares, comerciais, residenciais) concomitantemente à demanda termelétrica pelo combustível.

Fruto do comprometimento assumido perante o setor elétrico nacional (Termo de Compromisso Aneel-Petrobras), a empresa viu-se mais uma vez obrigada a procurar novas ações para mitigar os efeitos da falta de oferta para os demais setores do mercado. A solução adotada foi a construção de terminais regaseificadores de GNL, que permitiram a entrada de gás natural de origem estrangeira transportado por navios e a antecipação para 2008 de projetos de exploração e transporte de gás natural previstos somente para 2010, mediante o Plangás. Atualmente, nos casos de plantas bicomustível, a Petrobras tem se comprometido a fornecer combustíveis derivados de petróleo em quantidades equivalentes para honrar seus contratos, pelos mesmos preços estabelecidos em contrato para fornecimento de gás.

Evidencia-se, portanto, que a Petrobras pautou suas estratégias de mercado em relação à indústria de gás natural sempre posteriormente aos acontecimentos, adotando ações eminentemente reativas. Em termos financeiros, só no triênio 2005-2007, a Diretoria de Gás e Energia (DG&E) da estatal apresentou prejuízo acumulado de US\$ 1,7 bilhões, de acordo com o Relatório 20-F 2007; e, segundo as projeções apresentadas pela DG&E à equipe de auditoria, tendo em vista a quantidade de gás natural requisitada para geração de energia elétrica em 2008, o prejuízo correspondente às operações desse ano deverá ser ainda maior.

Ressalte-se que, muito embora o planejamento operado pela Petrobras para a indústria de gás natural tenha se mostrado ineficiente, a atuação da empresa foi fundamental para a consolidação do mercado nacional, principalmente considerando a latência do Governo Federal em promover planos de incentivo à diversificação da matriz energética brasileira. Não havendo manifestação central do Ministério supervisor, coube à estatal promover as ações de planejamento, instalação e operação do setor de gás natural, tal qual como promoveu com a política aplicada ao petróleo.

A falta de diretrizes e de planejamento operado por órgão alheio a interesses econômicos próprios fazem com que a política energética para o gás natural venha sendo gerida por um agente que detém o monopólio sobre a cadeia, pospondo o interesse público de expansão sustentável da indústria do combustível para um segundo plano e, sobretudo, afastando a eficiência global do setor energético em decorrência de ausência de política setorial que integre esse recurso natural.

O setor gasífero é complexo, principalmente do ponto de vista de planejamento, pelo fato de ser uma indústria de rede. A diversidade de atores atuando em vários segmentos da cadeia, a interface com o setor elétrico, a dimensão local/estadual (relativa à distribuição) e a internacional (mercado spot de GNL) expressam essa complexidade. Tudo isso exige uma coordenação institucional superior que hoje inexistente.

Embora os estudos prospectivos da EPE tenham servido para suprir a lacuna de um planejamento nacional para as atividades de exploração, produção e transporte, eles não constituem a política setorial do Governo para o gás natural. Os estudos da EPE subsidiam a formulação de políticas do setor energético. Quanto ao planejamento para o setor de gás natural,

este é muito dependente das diretrizes da Petrobras, que representa um monopólio de fato. O planejamento da Petrobras, como executora exclusiva, não se coaduna e não se vincula a um planejamento nacional, pois esse é inexistente. Por falta de planejamento fomentou-se o uso de GNV e depois se retrocedeu com o uso do óleo combustível. A existência de planejamento central vincularia tanto o setor elétrico, quanto à participação do gás nessa matriz, como a Petrobras, em relação às ações na área de gás e energia.

Em função desse quadro geral, na implementação da política energética para o gás natural, o Governo Federal deve assumir o papel de protagonista da política de gás no Brasil, abrogando o planejamento até então precário da Petrobras, que não considera todos os interesses da cadeia que, por possuir interesse econômico direto, não deveria protagonizar isoladamente a organização da indústria.

3.1.8. Preços no mercado interno de gás natural

Os preços praticados no mercado de gás natural revelam disparidades nos valores repassados às distribuidoras estaduais e ao consumidor final, pois dependem da origem do gás (nacional ou importado) ou da destinação (no caso de termelétricas do Programa Prioritário de Termelétricas - PPT). As divergências em termos de valores médios do gás natural estão evidenciadas na Figura 5, de elaboração da ANP, com base em dados fornecidos pela Petrobras. Esses valores representam os preços médios não ponderados, livres de tributação, praticados no âmbito nacional até o primeiro trimestre de 2008.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 5 - Evolução dos preços médios de gás natural no city gate

Fonte: ANP (apresentação para o TCU, em 30/10/2008 - referência março de 2008)

A falta de regulação federal sobre o mercado de gás natural, aliada à pluralidade de normas estaduais diferenciadas, tem proporcionado situações discrepantes e até mesmo não isonômicas. Como cada Estado possui regulação própria sobre o setor de distribuição, o preço do gás natural tem sido indexado por diferentes combustíveis equivalentes.

A defasagem dos preços praticados às termelétricas do PPT merece destaque adicional. Com dados fornecidos pelo MME, foi cotejado o valor médio do gás natural negociado no mercado internacional com os preços praticados nos contratos de suprimento para as aludidas termelétricas. A Tabela 6 sintetiza a comparação e ilustra a defasagem dos valores praticados no âmbito do PPT, que se mantém, inclusive, abaixo dos preços praticados no contrato de importação Brasil-Bolívia (Gas Suplly Agreement - GSA).

Na Tabela 6, os preços do contrato GSA são fixados em função do volume diário trafegado, com reajuste trimestral, tendo sido calculada a média ponderada em razão dos montantes de gás transferidos até outubro de 2008. A forte defasagem dos contratos de suprimento a usinas termelétricas previstas no PPT acarreta consideráveis prejuízos à Petrobras, imputados, para fins de contabilização, à DG&E da empresa.

Tabela 6 - Preços médios do gás natural comercializado - valores médios em US\$/milhões BTU

Preços 2005 2006 2007 2008

Referência Henry Hub 8,89 6,74 6,98 9,67

Petróleo Brentb 9,74 11,60 12,92 19,78

Petróleo WTIC 10,10 11,59 12,87 20,18

Para UTE do PPT 3,21 3,44 3,71 4,31

GSA Até 16 milhões m3/dia 2,48 3,60 3,77 6,09

Acima de 16 milhões m3/dia 3,04 4,41 4,59 7,32

Fonte: MME (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural -

nov/2008)

(a) Henry Hub: Os hubs são centros de comercialização de gás nos quais se conectam grandes gasodutos. Estes centros fixam os preços regionais para a comercialização de gás. O Henry Hub é o mais importante centro de comercialização nos Estados Unidos. O preço do gás no Henry Hub é tomado como referência para contratos de transações futuras nos mercados mundiais não físicos; (b) Petróleo Brent: Mistura de tipos de petróleo produzidos no Mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian. PORTARIA ANP 206, DE 29.8.2000; (c) Petróleo WTI (West Texas Intermediate): Petróleo com grau API entre 38º e 40º e aproximadamente 0,3% de enxofre, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA. É o principal benchmark no mercado americano

3.1.9. Projeções de oferta e de demanda de gás natural no Brasil

A previsão apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) à equipe de auditoria sinaliza forte crescimento da demanda de gás natural no horizonte do Plano Decenal 2008-2017, prevendo uma movimentação do combustível da ordem de 150 milhões m³/dia em 2017.

A Tabela 7 apresenta as projeções da EPE para a demanda de gás natural no horizonte desse Plano, ao passo que a Tabela 8 traz a estimativa de oferta de gás natural para o mesmo período. Em ambos os casos, foi considerada uma malha nacional interligada para fins de projeção (incluindo a operação do Gasoduto de Interligação SE/NE-Gasene que tem por objetivo integrar a malha de transporte do Nordeste com a do Sudeste, por intermédio do gasoduto Cacimbas-Catu).

Tabela 7 - Projeções para demanda nacional por gás natural - valores em milhões m³/dia

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Não termelétrica	44	56	64	70	78	87	91	95	95
------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

UTE gás	14	26	29	32	32	40	40	40	40
---------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

UTE bicomcombustível	1	3	3	3	3	5	13	13	13
----------------------	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Total	60	85	96	105	113	133	144	148	147
-------	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Fonte: PDE 2008-2017 Portal EPE e MME

Tabela 8 - Projeções para oferta nacional por gás natural - valores em milhões m³/dia

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Campos existentes	31	43	60	61	65	69	72	73	74
-------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Importação Gasbol	30	30	30	30	30	30	30	30	30
-------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Importação GNL - 20	20	20	20	20	31	31	35	35	35
---------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Recursos não descobertos	-	-	-	-	-	8	19	25	26
--------------------------	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Total	61	93	110	112	115	130	141	157	166
-------	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Fonte: PDE 2008-2017 Portal EPE e MME

Como pode ser facilmente inferido dos dados apostos, as projeções da EPE demonstram que a oferta de gás natural para os próximos anos supre com folga toda a demanda não termelétrica do mercado nacional. Contudo, ao somar-se a demanda termelétrica até 2014, já não se constata o mesmo, pois, embora superiores, os valores da oferta e da demanda estão mais próximos, e, sobretudo, porque o consumo das térmicas é variável.

As preocupações e discussões no setor justificam-se quando é feita uma análise que considera o cenário extremo, porém de ocorrência possível, em que todas as UTE são simultaneamente despachadas. Nesse caso, o impacto seria suavizado pela supressão da oferta para as UTE bicomcombustível, que têm a faculdade de operar com combustíveis substitutos, como óleo combustível ou óleo diesel (a Petrobras arcaria com o ônus financeiro da permuta).

Nas projeções da EPE, mantendo-se o cenário menos favorável, em que toda a capacidade termelétrica a gás natural é simultaneamente solicitada, a substituição promovida nas térmicas bicomcombustível far-se-ia necessária até 2014. O cenário prospectivo para 2013 e 2014 apontam para um déficit de 3 milhões m³/dia (que pode ser suprido por outros terminais de regaseificação de GNL importado).

Na avaliação da Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, não se deve descartar a possibilidade de desequilíbrio entre oferta e demanda de gás natural, principalmente para termogeração, em especial a partir de 2011. Registra que a importação de GNL representa certa garantia em relação às Regiões Nordeste (ausência de novas descobertas) e Sudeste (alta demanda). As projeções indicam elevação da oferta em decorrência de descobertas em volumes crescentes e significativos a partir de 2015.

Com base em informações colhidas pela EPE em pesquisas prospectivas, a partir de 2014, a oferta crescerá de forma mais acentuada que a demanda, em razão de novas descobertas ou da implantação de mais um terminal regaseificador de GNL, gerando incremento anual da disponibilidade de gás natural para as UTE bicomcombustível, quando, em 2017, praticamente toda demanda prevista para um cenário crítico estaria satisfeita.

As projeções apresentadas pela Petrobras à equipe de auditoria revelam perspectivas mais otimistas para o mercado de gás natural, estimando-se uma demanda em torno de 134 milhões m³/dia ao final de 2012.

A Figura 6, retirada do Plano de Negócios 2008-2012 da estatal, ilustra as projeções da empresa para o período, tendo sido considerada uma taxa de crescimento anual de 19,4 %.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 6 - Projeções de oferta versus demanda de gás natural em 2012, segundo a Petrobras

Pela confrontação das estimativas elaboradas pela Petrobras e pela EPE, é impossível perceber as discrepâncias dos dados apresentados. Em linhas gerais, as disparidades em tela residem em dois fatores principais: (i) a Petrobras já considera para 2012 a entrada em operação de um terceiro terminal regaseificador de GNL, com capacidade de cerca de 12 milhões m³/dia, ao passo que a EPE prevê tal possibilidade somente a partir do ano de 2014; e (ii) a Petrobras vislumbra, já para 2012, uma produção nacional superior à apresentada pela EPE em, aproximadamente, 7 milhões m³/dia.

Recentemente, em 26/01/2009, ao comentar sobre o Plano de Negócios 2009-2013, a Diretora de Gás e Energia da Petrobras, Maria das Graças Foster, destacou que a Companhia trabalha com um consumo esperado de 135 milhões m³/dia, para o final de 2013, já representando, assim, uma retração do crescimento anteriormente previsto para o mercado. Para atender a esta demanda, a Diretora informa que a Petrobras aumentará sua produção interna para 73 milhões m³/dia e promoverá a construção de um terceiro terminal de GNL, com capacidade de regaseificação de 10 a 11 milhões m³/dia.

Insta asseverar também que, em virtude das características ínsitas à indústria de gás natural, o descompasso entre a produção e o consumo do combustível pode acarretar prejuízos, quer seja pela ausência ou sobra do combustível (prejuízos em virtude das cláusulas take or pay dos contratos de importação), o que exige, portanto, um planejamento estruturado e sólido de forma a permitir a adequada macrogestão dessa indústria, definindo diretrizes de incentivo para expansão ou contenção do mercado consumidor.

Outro ponto de merecido destaque está no emprego continuado de usinas térmicas bicomcombustível para geração de energia. Como já informado, com fins de honrar as obrigações assumidas perante o setor elétrico e mitigar os efeitos externos da escassez de gás natural no

mercado, a Petrobras incentivou a conversão de diversas termelétricas para plantas bicombustíveis, tendo em vista poder minimizar os efeitos das sazonalidades do modelo hidrotérmico brasileiro. Essa flexibilização no fornecimento de gás, no entanto, só é possível à custa de prejuízos à empresa, haja vista que, nessas situações, vê-se compelida a oferecer um combustível alternativo sem qualquer ônus adicional para o consumidor.

Por derradeiro, urge informar que, segundo estatísticas da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), o consumo industrial de gás natural caiu cerca de 6 milhões m³/dia em dezembro de 2008, parte em função da conjuntura internacional de crise financeira e parte devido à forte alta verificada no preço do combustível, que registrou aumentos de até 40 % no âmbito internacional. O entendimento do MME em relação a esse súbito aumento nos preços é de que tal elevação é momentânea, havendo tendência de reversão com a acomodação do preço internacional do petróleo.

3.1.10. A expansão da oferta de gás natural para a geração de energia elétrica baseada em gás natural liquefeito (GNL)

O Termo de Compromisso Aneel-Petrobras, conseqüência do episódio ocorrido em 2006 de impossibilidade de geração de parte da matriz termelétrica por falta de combustível nas UTE, estabeleceu um cronograma de oferta de combustíveis, principalmente gás natural, para 22 usinas termelétricas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País, entre 2007 e 2011.

Com a edição desse Termo, que concedeu relativa primazia de oferta às UTE, respaldou-se o fornecimento de gás natural para grande parte do parque termelétrico até 2011. Assim, em relação às usinas já instaladas e contempladas nesse ajuste, há certa estabilidade no suprimento de combustível para geração de energia elétrica.

Todavia, quanto aos novos geradores que venham a participar dos leilões de energia nova, a Aneel exige garantia firme de suprimento de gás a ser utilizado nas usinas, sob pena de multas progressivas calculadas por MWh não fornecido. Essa exigência, por sua vez, requer negociação entre a Petrobras e as UTE, segundo os critérios impostos pela estatal. Para atender às novas demandas de geração de energia elétrica, a Petrobras tem lançado mão de contratos de fornecimento preferencial via GNL. Portanto, o monopólio sem regulação governamental exercido pela Petrobras sobre a indústria de gás natural aponta reflexos também nesse ponto. Os vencedores dos leilões que conseguirem negociar a venda de energia baseada em UTE a GNL repassarão aos consumidores de energia elétrica as eventuais vicissitudes e flutuações do mercado internacional do combustível, que se baseia em uma cesta de óleos atrelada ao preço do petróleo.

3.1.11. A indústria nacional de gás natural e a segurança energética

Em 2008, aproximadamente 45 % da energia não hidráulica gerada no SIN adveio de UTE a gás natural, correspondendo a algo em torno de 23,0 TWh no período.

Esse montante expressivo tem sido essencial para a manutenção de níveis ótimos de armazenamento nos grandes reservatórios hídricos durante os períodos de baixo índice pluviométrico. Do ponto de vista do setor elétrico, os critérios de despacho e as regras dos leilões de termelétricas refletem critérios econômicos, mas não avaliam efetivamente a diversificação das fontes termelétricas.

A indústria nacional de gás natural passou, na última década, por períodos cíclicos de excesso e escassez de oferta, sempre atrelada à maior ou à menor necessidade de combustível para a geração de energia elétrica. Essa complementaridade entre os setores gasífero e elétrico tem representado um limitador para a expansão do mercado interno do combustível, que passou a ser considerado como um subsegmento do setor elétrico.

Muito embora os testes realizados pelo ONS em 2006, que culminaram com a assinatura do Termo de Compromisso Aneel-Petrobras, tenham revelado relativa insegurança em

relação à matriz de geração térmica a gás, após aquele episódio de falta de gás, as instabilidades do mercado interno de gás natural não têm apresentado reflexos sobre o setor elétrico, tendo em vista que até 2011, o Termo de Compromisso assinado pela Petrobras assegura o suprimento de gás para as usinas contempladas no ajuste. Contudo, essa constatação não reflete a instabilidade que o mercado de gás natural pode vir a impelir ao setor elétrico após 2011.

Isso porque, com vistas a manter o fornecimento de gás para as geradoras termelétricas e, assim, honrar as obrigações assumidas em virtude do Termo de Compromisso Aneel-Petrobras, a estatal tem arcado com os custos de substituição de combustíveis, seja nas UTE bicomcombustível, seja nas indústrias com plantas mistas de operação. Essa situação, todavia, poderá ser alterada a partir de 2011, quando a empresa terá a prerrogativa de rever os contratos de suprimento para os consumidores termelétricos listados no citado Termo.

Essa instabilidade sobre o futuro da indústria nacional de gás natural tem apresentado reflexos também nos leilões de energia nova. Os últimos certames demonstraram que poucos investidores predispuseram-se a construir empreendimentos novos com plantas a gás natural. Por exemplo, no 7º Leilão de Energia Nova, das 49 (quarenta e nove) propostas habilitadas de termelétricas, somente duas das usinas vencedoras são a gás natural, e com suprimento via GNL.

Mais ainda, com o mercado de gás natural operando com uma demanda firme que consome considerável parte da oferta disponível, a superveniência de longos períodos de estiagem associada à necessidade de sucessivos e ininterruptos despachos de térmicas a gás poderá significar insuficiência de molécula para todos os consumidores.

Nessa situação, face à ausência de diretrizes governamentais sobre critérios de suprimento, a Petrobras, após adotar as medidas possíveis de âmbito interno para minimizar os efeitos da demanda acima da oferta, terá que adotar uma sequência de prioridade de abastecimento, provavelmente pautada em critérios de ordem econômica.

Por tudo isso, é razoável considerar que a maturidade do mercado interno de gás natural tem dirimido a dependência da indústria nacional do combustível em relação às sazonalidades do setor elétrico. Contudo, não havendo planejamento adequado, tampouco diretrizes governamentais sólidas para a coexistência sustentável de todos os usos de gás natural e a demanda desse insumo para geração de energia elétrica, e em se verificando a presença cada vez mais significativa de consumidores firmes de gás natural, é plenamente possível que as demandas variáveis das termelétricas mostrem-se comprometidas em um horizonte não muito distante, ou seja, as instabilidades da indústria de gás natural podem refletir na segurança energética, particularmente na produção de energia elétrica.

Dessa forma, ratifica-se o proposto no parágrafo 162, de tal forma a se recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere a sua integração com o setor elétrico.

3.1.12. Os estudos conduzidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) acerca dos ganhos advindos de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas

O principal estudo do setor elétrico sobre repotenciação e modernização (R&M) realizado no âmbito do planejamento é a Nota Técnica DEN 03/08 da EPE, de junho de 2008, intitulada "Considerações sobre Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas" (anexo 5, fls. 64/86).

O objetivo desse estudo foi "fazer uma primeira avaliação do benefício potencial da repotenciação e modernização das usinas hidrelétricas (UHE) do Sistema Interligado Nacional (SIN), com potência instalada maior que 30 MW e que estejam em operação há pelo menos 20

anos" (grifos acrescidos).

Ao avaliar as premissas adotadas, a EPE, no item 3 do estudo ("Análise das fontes de ganhos na repotenciação de usinas hidrelétricas", anexo 5, fl. 71v.), destacou:

Obsolescência do dimensionamento da usina. Essa situação pode ocorrer em razão da evolução de parâmetros utilizados no dimensionamento original da usina, evolução esta que, eventualmente, poderia ensejar um redimensionamento da potência efetiva e da energia firme da usina, para mais ou para menos, dependendo do caso. Por exemplo, novos dados de vazão, acumulados durante mais de 20 anos de vida de uma usina, ao serem incorporados ao histórico de vazões naturais afluentes, podem levar à conclusão de que a usina foi subdimensionada à época de seu projeto (grifos acrescidos).

Em outro ponto da Nota Técnica DEN 03/08 (anexo 5, fl. 72v.), a EPE confirma a importância de se considerar também os ganhos de vazão turbinável nos estudos de repotenciação e modernização (R&M):

Sabe-se que existem locais/usinas onde a vazão natural dos rios não foi completamente aproveitada por ocasião do estudo de dimensionamento ou onde ocorreu variação significativa no histórico de vazões. Tais aproveitamentos hidrelétricos são candidatos naturais a projetos de repotenciação (grifos acrescidos).

Apesar dos argumentos apresentados, o estudo preliminar realizado pela Empresa informa que, por exemplo, não considerou eventuais benefícios relacionados à hipótese de aumento de vazão disponível para geração ao longo da vida útil da UHE (anexo 3, fl. 29):

A menos de uma ou outra exceção, para a maioria das usinas deste conjunto não se espera encontrar uma grande variação nas séries históricas de vazões afluentes, mesmo considerando a idade das usinas. Embora recomendável, como não houve tempo hábil para se fazer uma análise, caso a caso, destas séries hidrológicas, optou-se por desconsiderar possíveis benefícios por aumento de vazão máxima turbinável (grifos acrescidos).

Em defesa da necessidade de aprofundamento dos estudos de R&M aplicáveis às UHE brasileiras com mais de 20 anos (grupos geradores com mais de 120 mil horas de operação), têm-se os argumentos trazidos pelo Professor Célio Bermann, do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), no relatório "A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental" realizado para a organização não governamental World Wide Fund for Nature (WWF, anexo 5, fls. 94/110). Bermann classifica os tipos de repotenciação em três grupos:

Repotenciação Mínima: corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando os rendimentos originais de seus componentes desgastados. Este reparo corresponde em média a 2,5 % de ganho de capacidade [...].

Repotenciação Leve: corresponde à classificação adotada pela Aneel em que se obtém da ordem de 10 % de ganho de capacidade. Representa a repotenciação da turbina e do gerador. Refere-se a acumular água para operação na ponta, ou, em havendo condições hidrológicas, operando na base na capacidade limite de projeto da turbina [...].

Repotenciação Pesada: corresponde à classificação da Aneel com ganhos de capacidade de 20 a 23 %. Refere-se a aproveitamentos onde os estudos hidrológicos indicam novas curvas de permanência dos reservatórios e, portanto, outros valores de energia assegurada [...].

A repotenciação das usinas geradoras de eletricidade deve ser vista como a melhor estratégia para transformação de ativos de baixa performance em ativos de alta rentabilidade. Esta alternativa aplicada em empreendimentos hidroelétricos permite aumentos de potência de até 23 % e tem permitido economias de 60 % em relação a um novo empreendimento (grifos acrescidos).

Diante das informações de que os ganhos energéticos em virtude de aumento da vazão turbinada podem ser relevantes, a equipe de auditoria consultou os especialistas da Agência Nacional de Águas (ANA). Por intermédio do Ofício ANA - PGE 093/2008, de 31/10/2008 (vol. principal 1, fls. 200/204), a Agência assim se manifesta: "É certo que o rio Paraná vem apresentando vazões superiores às verificadas no período anterior à década de 1970, tornando os aproveitamentos hidrelétricos situados na bacia candidatos naturais para estudos de repotenciação e modernização" (grifos acrescidos).

Conforme a própria EPE informa, a principal causa da falta de avaliação dos possíveis benefícios hidrológicos para R&M, caso a caso, foi a "ausência de tempo hábil". Talvez pelo mesmo motivo, a EPE não tenha realizado as devidas consultas à Agência Nacional de Águas quando das análises da questão hidrológica na repotenciação de UHE antigas, conforme recomenda o Decreto 5.184/2004, art. 6º, § 2º, inc. II.

Dessa forma, entende-se que, com vistas a incrementar o uso de fontes renováveis na matriz e, por conseguinte, buscar o desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, a EPE deve inaugurar nova fase de estudos mais detalhados. Assim, a Empresa irá ao encontro da competência a ela atribuída pela Lei 10.847/2004, art. 4º, inc. XIII (desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis). Do contrário, a desconsideração de possíveis ganhos de reserva de potência ou mesmo de geração efetiva no planejamento setorial, em virtude de aumentos de vazões no rio Paraná identificadas pela ANA, pode afetar o bom uso dos recursos hídricos disponíveis, afastando a operação das UHE do desejado "aproveitamento ótimo".

A boa prática para a questão em tela recomenda articulação permanente do órgão planejador setorial com os órgãos de recursos hídricos, operador do sistema e centros de pesquisa para identificar mudanças climáticas e/ou hidrológicas que possam indicar subdimensionamento original ou a necessidade de que se "mantenha útil o recurso instalado" (fl. 575v.) nos aproveitamentos hidrelétricos, especialmente aqueles com mais de 20 anos de operação.

As análises expeditas realizadas pela equipe de auditoria sobre os históricos de vazões vertidas enviados pela ANA (Ofício PGE 093/2008, vol. principal 1, fls. 200/204, e anexo 4, fls. 01/54) indicaram que algumas poucas UHE apresentam vertimentos significativos durante boa parte dos meses no período entre janeiro de 2001 e outubro de 2008. Da amostra de 54 UHE, um total de sete usinas (13 % da amostra) apresentou potencial para ações de R&M, ou seja, transpareceram indícios de que as vazões vertidas podem ser mais bem aproveitadas na geração de energia, são elas: Curuá-Una, Ibitinga, Jaguará, Jupia, Mascarenhas, Salto Grande CS (Lucas Nogueira Garcez) e São Simão.

Conquanto a ANA tenha apontado a possibilidade de aumento das vazões no rio Paraná, para outras bacias a mesma previsão pode não se confirmar.

Estudos desenvolvidos pelo professor Schaefer (2008), vinculado à Universidade Federal do Rio de

Janeiro (UFRJ), não são muito otimistas quanto ao aumento da geração hidroelétrica frente às mudanças climáticas.

Em um cenário com horizonte até o ano 2035, de acordo com as perspectivas do referido estudo, as mudanças nos regimes de chuvas causariam aumento da vulnerabilidade dos ecossistemas tropicais e consequente comprometimento da confiabilidade dos sistemas hidroelétricos. Ou seja, as mudanças climáticas previstas por simulações em modelos matemáticos podem indicar problemas para a repotenciação de UHE em todo o País (em especial no sistema Norte/Nordeste) em virtude da natural redução do "fator de capacidade" de geração. Ressalta-se que o parâmetro intitulado "fator de capacidade" nada mais é do que uma medida da "produção

média de energia" em relação à "capacidade máxima de produção" de uma UHE (potência instalada). Cabe esclarecer que pouco adianta um aumento da potência instalada sem que o "combustível" da geração (no caso, a água) esteja disponível.

Diante das opiniões dos especialistas (ANA e UFRJ), cabe aos órgãos responsáveis pelo setor elétrico conduzir estudos mais aprofundados sobre o tema. Uma primeira iniciativa foi lançada pela Aneel, por meio da Chamada 010/2008 para contratação do Projeto Estratégico denominado "Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada de aproveitamentos hidrelétricos" (anexo 5, fls. 111/120).

Um segundo ponto de questionamento técnico nos estudos preliminares da EPE refere-se ao limite máximo teórico fixado para o rendimento do conjunto turbina-gerador após ações de repotenciação e modernização. A Nota Técnica DEN 03/08 da EPE (anexo 5, fl. 73v.) traz a seguinte informação:

Neste primeiro nível busca-se determinar apenas uma estimativa do ganho energético total que seria obtido caso todas as antigas usinas hidrelétricas do SIN tivessem o rendimento de seus conjuntos turbina-gerador elevados para o valor do rendimento máximo teórico, ou seja, um rendimento equivalente ao de novos e modernos equipamentos (grifos acrescentados).

Para fins de estimativa, a EPE arbitrou o valor máximo teórico, conforme se depreende (anexo 5, fl. 81v.):

Tendo em vista uma estimativa preliminar do ganho máximo teórico que seria obtido com a repotenciação deste conjunto de usinas, foram estabelecidas as seguintes premissas para definição do conjunto de dados de entrada do modelo de simulação:

i) O rendimento máximo teórico da turbina será admitido igual a 0,93, para uma UHE qualquer em condições normais; analogamente, o rendimento máximo teórico do gerador será admitido igual a 0,98; conseqüentemente o rendimento máximo do conjunto turbina-gerador, dado pelo produto destes rendimentos, será $0,93 * 0,98 = 0,9114$ (grifos acrescentados).

Sendo o limite máximo teórico aquele equivalente ao de "equipamentos novos", há de se esperar que em nenhuma UHE com mais de 20 anos de operação este limite seja atingido. No entanto, por esse critério, quase 29 % da capacidade instalada total do parque gerador brasileiro com mais de 20 anos de idade foi excluído do estudo justamente por apresentar rendimentos máximos superiores ao teórico estabelecido como referência pela EPE (anexo 5, fl. 82):

Com base nestas premissas iniciou-se a montagem do arquivo de dados do programa SUIISHI-O considerando, por hipótese, que todas as usinas hidrelétricas do conjunto selecionado sofreriam obras de reabilitação com repotenciação de forma a se alcançar o rendimento teórico máximo para o conjunto turbina-gerador, ou seja, 0,9114.

Um conjunto de 13 usinas, totalizando 9.866,8 MW (28,7 % do total), já apresentava valores de rendimento superiores ao teto estabelecido. Admitindo que, para fins da presente avaliação, valores tão altos desses rendimentos não produziram resultado prático, essas usinas foram também retiradas do conjunto de usinas cuja repotenciação foi avaliada (grifos acrescentados).

Tendo em vista o alto percentual de UHE que superou o limite máximo teórico, aponta-se a ausência de critérios fundamentados no "estado da arte" (novos e modernos equipamentos) para o estabelecimento de um rendimento do conjunto turbina-gerador mais próximo da realidade atual, acarretando a adoção de parâmetro demasiadamente conservador.

A premissa adotada acarretou discrepâncias técnicas injustificadas, pois diversas UHE construídas há mais de 30 anos (algumas com quase 50 anos - ex.: Paulo Afonso I e II) apresentam rendimento atual que é superior ao arbitrado pela EPE para "modernização". A exclusão das UHE que representam quase 30 % do parque "repotenciável" pode ter afetado o resultado do estudo no sentido de reduzir o verdadeiro potencial de ganhos com R&M. Ainda que as

UHE excluídas não sejam realmente passíveis de modernização, a meta que pode ser atingida pelas UHE candidatas a repotenciação pode estar subestimada. Portanto, há que se fundamentar tecnicamente a escolha do rendimento máximo possível para o conjunto turbina-gerador nas simulações, valendo-se de estudos realizados pelos agentes de geração do setor, os quais deverão acompanhar a evolução tecnológica ("estado da arte" da engenharia eletro-mecânica).

O relatório do professor Bermann (anexo 5, fls. 94/110) comenta acerca da viabilidade das obras de R&M:

A obra de repotenciação viável é aquela cujo custo de energia produzida atinge valores menores que os de referência de comercialização, ou valor comercial (antigo valor normativo - VN). Desta forma, este custo passa a ser considerado um índice de sensibilidade para seleção dos melhores investimentos em repotenciação, isto é, um índice de atratividade.

Nos projetos de reconstrução, reabilitação e mesmo de reparo, é necessário pormenorizar o custo da obra de repotenciação e o ganho de produção de energia, para determinar a sua atratividade. Para tanto, basta retirar o custo dos capitais não amortizados anteriormente, os custos de outras partes da obra que não de repotenciação e os custos administrativos da usina que continuam os mesmos (eventualmente até menores), para se obter o valor presente anualizado dos custos LCC (life cycle cost) (grifos acrescidos).

Apesar de destacar a importância de estudos pormenorizados dos custos das obras e dos ganhos econômicos com a venda de energia oriunda de repotenciação, a equipe da USP/WWF adotou metodologia por demais simplificada ao calcular as "capacidades de geração adicional" envolvidas nas ações de R&M.

Após relacionar 67 UHE com mais de 20 anos de operação, o estudo apresentou uma potência total de geração de 34.734,70 MW. Para a estimativa da capacidade instalada adicional proveniente de ações de R&M, a metodologia simplesmente aplicou, à potência total definida, os percentuais estimados de "ganho de capacidade" para repotenciações nos patamares mínimo (2,5 % de ganho), leve (10 % de ganho) e pesado (acima de 20 % de ganho), chegando aos seguintes valores:

- (i) "mínimo" de 868,37 MW ($34.734,70 \text{ MW} \times 0,025$);
- (ii) "leve", com 3.473,47 MW ($34.734,70 \text{ MW} \times 0,100$); e
- (iii) "pesado" de 8.093,19 MW ($34.734,70 \text{ MW} \times 0,233$).

Essa análise desconsidera por completo as variáveis econômicas envolvidas na substituição de equipamentos de alto custo, principalmente nos casos em que as UHE possuem mais de 30 anos de operação. Além disso, não são consideradas as perspectivas de renovação dos respectivos contratos de concessão, ou de nova licitação, o que exigiria uma indenização para compensar os investimentos não amortizados. Nesse sentido, não há como discordar da opinião expressa no Plano Nacional de Energia (PNE 2030, fl. 28): "[professor Célio] Bermann et alii (2004) são bastante otimistas" ao considerar patamares de repotenciação e modernização que atingiriam mais de 34 GW.

O histórico disponível de "ampliações" em UHE e PCH (incluindo R&M), apresentado pela Aneel em resposta à solicitação deste Tribunal (Ofício 159/2008-AIN/Aneel, de 07/11/2008, vol. principal 1, fls. 213/226), traz um quadro pouco motivador. Nenhuma UHE com mais de 20 anos solicitou autorização para repotenciação a partir de 2001 (as seis UHE que tiveram situação regularizada pela Aneel possuíam entre 2 e 9 anos de operação). Contudo, o mesmo não se observa quando o assunto se trata de PCH, pois 64 empreendimentos sofreram algum tipo de "ampliação" em sua potência instalada.

Os dados apresentados pela Aneel para as PCH não permitiram identificar se a

ampliação de potência se deu por conta de ações de R&M (substituição de equipamentos) ou por ampliação do número de unidades geradoras. Também não se sabe qual a idade de cada PCH, de modo que não se pode afirmar que se tratou de ampliações durante a fase de projeto e construção, ou após anos de operação. Uma estatística realizada de forma expedita pela equipe de auditoria teve por base os "percentuais de acréscimo de potência" das PCH (autorizadas pela Aneel desde 2001) e demonstrou que:

(i) o "primeiro quartil" da amostra indica acréscimo de quase 13 % na potência original;

(ii) a "mediana" corresponde a 35 % de ampliação de potência; e

(iii) o "terceiro quartil" apresenta um acréscimo de potência da ordem de 70 %. A maior ampliação da amostra analisada ocorreu na PCH Mafrás, em Santa Catarina, cuja potência foi ampliada de 0,84 MW para 4 MW, correspondendo a aumento de 376 % (anexo 5, fl. 130).

As análises sobre PCH devem ser vistas com reservas, pois se em termos "relativos" os ganhos (potência final em relação à potência original individual) parecem ser elevados, o mesmo não pode ser dito em termos "absolutos", já que estes acréscimos de potência (em MW) pouco representam para o sistema elétrico como um todo. Desse modo, tampouco há elementos que permitam discordar das conclusões apontadas na Nota Técnica DEN 03/08, acerca da baixa contribuição sistêmica das ações de R&M de PCH (anexo 5, fl. 66):

No caso das pequenas usinas hidrelétricas (PCHs e CGHs), com potência instalada menor ou igual a 30 MW, há um grande número de usinas que podem ser objeto de repotenciação e modernização. Nesses casos, os acréscimos percentuais de potência efetiva e de energia assegurada podem até ser substanciais, em razão principalmente de um sub-dimensionamento inicial ou de defasagem tecnológica. Entretanto, há que se ponderar que se trata de um universo de 545 pequenas usinas as quais representam, hoje, uma potência instalada total de 2.661 MW, apenas 3,5 % da potência total do parque gerador do SIN, o que limita muito o alcance final destas repotenciações e modernizações como uma alternativa de acréscimo de energia nova ao sistema (grifos acrescidos).

Diante do exposto, propõe-se recomendar à EPE que avalie os indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a conveniência de inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas.

Além disso, entende-se oportuno recomendar à EPE que, em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica. Pode-se, por exemplo, criar "faixas de rendimento" de acordo com tipos ou idades dos equipamentos (turbinas Francis, Kaplan, Pelton, por exemplo). Em qualquer caso, o importante é motivar os valores máximos de rendimento do conjunto turbina-gerador com base em estatísticas fundadas em casos práticos, criteriosamente selecionados, levando em conta ainda níveis de referência de operação de UHE.

3.1.13. A repotenciação e a modernização de usinas hidrelétricas e o planejamento de longo prazo

Em relação à consideração de ações de repotenciação e modernização (R&M) no planejamento de longo prazo, a EPE, conforme disposto na Nota Técnica DEN 03/08 (anexo 5, fl. 66), informa que:

Diversos estudos têm apontado que benefícios como segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica podem ser conseguidos por meio da repotenciação e

modernização (R&M) de antigas usinas hidrelétrica [...]. A longo prazo, trata-se da preservação do potencial hidrelétrico brasileiro, já aproveitado.

Entretanto, até o momento não se dispõe de um levantamento preciso de quantas e quais seriam as usinas/máquinas passíveis de serem repotenciadas e modernizadas, qual o ganho de potência associado, nem de qual seria o montante dos investimentos e os resultados positivos e negativos advindos dessa repotenciação. Além disso, percebe-se a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios, se houver o interesse de incentivar projetos desta natureza (grifos acrescidos).

Ao mesmo tempo em que se reconhece a deficiência de maiores informações para avaliação do grau de repotenciação do parque hidroelétrico, a EPE também ressalta a importância da consideração dos projetos de R&M no planejamento energético de longo prazo (Nota Técnica DEN 03/08, anexo 5, fl. 68v.):

Nos países industrializados, onde o aproveitamento dos respectivos potenciais hidrelétricos se fez há muitos anos, a questão da repotenciação e modernização (R&M) de antigas usinas hidrelétricas vem sendo tratada como uma atividade rotineira de gerenciamento de ativos, visando principalmente à recuperação e manutenção da produção das instalações. Em outras palavras, nesses países considera-se que o principal benefício da modernização de uma usina está na extensão de sua vida útil e na recuperação de sua confiabilidade, mesmo que não haja possibilidade de uma repotenciação e mesmo que não se obtenha nenhum ganho energético adicional.

Entretanto, isto não significa que os projetos de R&M de antigas usinas hidrelétricas não devam ser analisados e considerados também no âmbito dos estudos de planejamento energético de longo prazo (grifos acrescidos).

Em resposta aos questionamentos formulados pela equipe de auditoria, o Ofício Eletrobrás CTA-PR 13.145/2008 (vol. principal 1, fls. 280/287) relata que "até o presente momento não existe uma forma de troca de informações sobre R&M com a EPE ou o MME nos projetos de modernização das usinas de Furnas Centrais Elétricas (Furnas) ou de outras empresas do Grupo Eletrobrás".

Da parte do órgão regulador, também se observa a falta de informações sobre a atratividade de projetos de R&M. Esse fato foi evidenciado pelo Ofício 159/2008-AIN/Aneel, de 07/11/2008 (vol. principal 1, fls. 213/226), o qual não trouxe resposta acerca das "estimativas sobre análises custo-benefício das ações de R&M de UHE que seja de conhecimento da Agência", item "c" da diligência realizada (Ofício 397/2008-TCU/Sefid, de 21/10/2008).

Mesmo o órgão licenciador ambiental, maior interessado na busca pela sustentabilidade ambiental dos empreendimentos de geração, demonstra estar despreparado para discutir a questão de repotenciação e de modernização de usinas hidrelétricas. É o que se conclui da resposta encaminhada a este Tribunal por meio do Ofício 926/2008 - Dilic/Ibama, de 11/11/2008 (vol. principal 1, fl. 227), o qual informa acerca da inexistência de procedimentos ou requisitos estabelecidos para o licenciamento ambiental de ações de R&M naquele Instituto.

Deve-se ponderar que o planejamento da expansão da geração não pode se basear meramente em simulações matemáticas para determinar qual é o acréscimo de "energia nova" necessária ao sistema, mas também deverá acompanhar o desempenho das atuais UHE. Tal acompanhamento permite antecipar problemas que possam reduzir a confiança do grau de geração existente. Ainda que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico tenha papel relevante de articulação entre diversos órgãos envolvidos com as necessidades do setor elétrico (EPE, Aneel, ONS, ANA, ANP e CCEE), no que se refere ao tema repotenciação e modernização, ainda se constata falta de interação (como dos órgãos formulador de políticas-MME e planejador-EPE com os

órgãos regulador-Aneel e operador-ONS). Espera-se, porém, que a implantação do sistema de Acompanhamento dos Empreendimentos Geradores de Energia (Aege) pela EPE promova maior integração entre esses órgãos.

Ações que tenham por objetivo avaliar o "ganho econômico real de cada projeto" (Nota Técnica DEN 03/08, anexo 5, fl. 73v.), com vistas a confirmar a necessidade de inserção desses projetos de R&M no planejamento setorial, vêm ao encontro das obrigações estabelecidas na Lei 8.987 (art. 29, inc. X), de 13/02/1995, a qual atribui ao poder concedente a tarefa de estimular o "aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação" dos serviços concedidos. A mesma lei, em seus art. 23 (inc. V e XII), art. 35 (§ 4º) e art. 42 (§ 1º), confirma serem prerrogativas do poder concedente o estabelecimento das "previsíveis necessidades" de expansão e modernização, além de ratificar que os gestores públicos devem se antecipar ao término do contrato e realizar avaliações para eventual indenização de investimentos não amortizados, visando a assinatura de "novo contrato" ao término da concessão.

Como efeitos negativos da falta de informações sobre projetos de R&M, podem-se citar a subestimativa dos ganhos de energia e/ou reserva de potência e os consequentes prejuízos à tarefa de "gerenciamento de ativos". Entende-se como "ativos" todas as obras civis e equipamentos eletromecânicos necessários ao "aproveitamento ótimo" do potencial hidroenergético que hoje são concedidos, mas que no futuro poderão passar ao poder concedente, por ocasião do término dos contratos de concessão.

A administração pública não consegue otimizar o aproveitamento do potencial energético sem conhecer, com razoável precisão, quais são os custos envolvidos em eventuais trocas de equipamentos para aumento de rendimento total das UHE. Nesse sentido, cabe registrar que a idade avançada da documentação técnica existente nos arquivos das empresas é identificada como uma das dificuldades para implantação de projetos de R&M (Ofício Eletrobrás CTA-PR 13.145/2008, vol. principal 1, fls. 280/287). Contudo, dispositivos da Lei 8.987/1995 (art. 31, inc. VII e art. 35, § 1º) asseveram que a concessionária deve zelar pela integridade dos bens reversíveis, o que inclui manter a documentação técnica em boas condições. Adicionalmente, a Lei 9.427/1996 (art. 14, inc. II) reforça que a concessionária é responsável por realizar investimentos na concessão, de modo a assegurar a qualidade do serviço. As falhas na gestão de documentos técnicos das UHE de idade avançada podem acarretar perda de informação ao longo dos anos, fato que traz sérias dificuldades para a elaboração de uma avaliação precisa do custo-benefício das ações de R&M.

A boa prática de gerenciamento de ativos indica a necessidade de realização de diagnósticos periódicos em antigas usinas, objetivando conhecer a real eficiência da geração e o estado atual dos equipamentos. Um bom gerenciamento procura determinar com razoável precisão o "tempo de vida residual da usina", além de reduzir perdas na geração e aumentar a confiabilidade da instalação elétrica (conforme disposto na Nota Técnica DEN 03/08, anexo 5, fl. 69). Para tal, torna-se fundamental a exigência de informatização do acervo técnico existente (desenhos, diagramas, especificações técnicas, adaptações de engenharia nas instalações) e o rigoroso controle, por parte do órgão fiscalizador, dos registros de alterações nas instalações concedidas.

Diante do exposto, visando estimular a conservação do acervo técnico das UHE concedidas, sugere-se seja recomendado que a Aneel exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas.

Destaca-se também que as análises comparativas entre o custo do MWh gerado em novas UHE e o MWh obtido por R&M em UHE existentes não tem levado em consideração os custos e benefícios ambientais. Nesse sentido, propõe-se recomendar à EPE que, em articulação com o

Ibama, desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização.

Reforça-se que, mesmo que não haja "tarifa regulada" na geração, mas sim "preço" do fornecimento (determinado por Leilões), o conhecimento dos custos associados é importante para o Poder Concedente, já que os bens hoje concedidos serão revertidos ao final das concessões e devem ser, portanto, avaliados apropriadamente. A falta de avaliação permanente do rendimento dos equipamentos pode ser, indevidamente, ponto favorável à atual concessionária quando terminar o prazo da concessão, acarretando em falta de isonomia no necessário processo de licitação.

Como benefícios esperados, tem-se a melhoria no gerenciamento dos ativos da União que são concedidos a empresas privadas ou de economia mista (CF 1988, art. 20, inc. VIII; art. 21, inc. XII, "b"; e art. 176). Um gerenciamento adequado trará, em última instância, a transparência exigida pela sociedade acerca da real capacidade de geração do País e do seu grau de sustentabilidade. Além disso, busca-se maior competitividade entre agentes interessados no momento do vencimento das concessões, de preferência com o estabelecimento de condições de implantação de R&M nas UHE que terão que passar por um novo processo de licitação ou por um longo processo de discussão acerca da conveniência de prorrogação dos contratos.

3.1.14. Investimentos em geração e transmissão de energia elétrica

Visando avaliar se os montantes de investimentos realizados e estimados para o aumento da geração e transmissão de energia elétrica encontram-se em consonância com o planejamento do setor energético (constante do Plano Decenal) e se os financiamentos disponíveis estão compatíveis com esses investimentos planejados, foram obtidos junto ao MME (anexo 3, fls. 180/211), ao BNDES (anexo 3, fls. 01/68) e à Aneel (anexo 3, fls. 137/141) dados e informações atinentes aos investimentos planejados e realizados no setor elétrico no período compreendido pelos anos de 2001 a 2016.

O BNDES e os financiamentos do setor elétrico

O BNDES tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do País.

Os financiamentos concedidos pelo BNDES para o setor elétrico integram linha de crédito específica do Banco e encontram-se divididos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

De acordo com o Banco, as projeções de concessão de recursos financeiros para o financiamento dos investimentos anuais previstos para o setor de geração e transmissão de energia elétrica serão suficientes para atender a expansão do sistema elétrico brasileiro, no horizonte do Plano Decenal 2007-2016.

Constatou-se que não ocorreram atrasos nas liberações dos recursos em decorrência de eventuais carências de recursos.

Investimentos Financiados pelo BNDES no Setor de Energia Elétrica Realizados no Período 2001 a 2007

Os financiamentos concedidos pelo Banco, no período de 2001 a 2007, para geração e transmissão de energia elétrica estão sintetizados na Tabela 9 (em milhões de reais).

Tabela 9 - Financiamentos concedidos pelo BNDES para geração e transmissão, período de 2001 a 2007 (milhões R\$)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total
--	------	------	------	------	------	------	------	-------

Geração	1.864	2.596	5.172	948	2.554	1.123	9.346	23.605
---------	-------	-------	-------	-----	-------	-------	-------	--------

Transmissão	100	1.438	824	779	670	1.328	2.198	7.338
-------------	-----	-------	-----	-----	-----	-------	-------	-------

Total	1.964	4.035	5.997	1.727	3.224	2.451	11.544	30.944
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

Fonte: Ofício AT 086/2008 do BNDES, Anexo III (até setembro de 2008); nos

períodos seguintes, previsão de acordo com o planejamento corporativo do BNDES 2008 (anexo 3, fl. 43)

Os valores apresentados pelo Banco mostram que nos anos imediatamente seguintes ao racionamento, 2002 e 2003, os financiamentos concedidos para a geração tiveram acréscimos em relação a 2001, respectivamente, de 39 % e 277 %. Quanto à transmissão, os financiamentos realizados elevaram-se em aproximadamente 1.300 % em 2002 e em 700 % em 2003. Isso se justifica em razão de uma das causas para a ocorrência da crise de abastecimento em 2001 estar relacionada às deficiências na interligação dos diferentes submercados.

O Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico do MME (DMSE/MME) apresentou os valores referentes aos investimentos realizados em geração e transmissão de energia elétrica, no período de 2003 a 2007, em milhões de reais, conforme Tabela 10. Visto que nem todos os empreendimentos da expansão receberam diretamente financiamentos do BNDES, há diferenças, em um mesmo ano, entre os valores informados pelo Banco e pelo MME. Além disso, a atualização do banco de dados do MME é defasada em relação aos investimentos efetivamente realizados, já que os empreendedores não têm obrigação tácita de informar àquele ministério acerca dos reais investimentos realizados.

Tabela 10 - Investimentos realizados em geração e transmissão, no período de 2003 a 2007

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Geração (milhões R\$) --- --- 7.282 6.591 4.893 9.134 8.126 36.026							
Transmissão (milhões R\$) --- --- 2.505 1.105 2.901 3.704 1.375 9.088							
Extensão (em km) 999,00 2.473,00 4.979,90 2.313,00 3.036,20 3.370,40 1.027,70 -							

--

Fonte: Ofício 007/2008-DMSE/SEE/MME (anexo 3, fls. 180/203)

Planejamento da Expansão da Geração e Transmissão de Energia Elétrica e Previsão do BNDES para Financiamentos de Investimentos no Setor Elétrico no Período de 2009 a 2014

a) Expansão da Geração de Energia Elétrica

Inicialmente, foram confrontados o conjunto de dados do planejamento estabelecido pelo PDE 2007-2016 e o conjunto de dados e informações referentes à evolução dos investimentos em geração, apresentados pelo MME (anexo 3, fls. 180/207).

Os ganhos marginais de capacidade instalada (MW) previstos no PDE para cada ano são apresentados na Tabela 11. Nessa mesma tabela, também são apresentados os dados fornecidos pelo MME referentes ao acréscimo de capacidade instalada efetivamente já licitados e/ou outorgados e os dados fornecidos pelo BNDES referentes à expectativa de evolução da capacidade instalada (anexo 3, fl. 43) e dos respectivos investimentos em geração.

Há que se ressaltar os dados informados pelo MME referentes ao ano de 2012, pois se referem a somente 143 MW correspondentes a duas máquinas de Santo Antônio, no entanto está previsto que nove máquinas entrarão em operação, o que corresponde a 641 MW.

Ao se confrontar dados anuais constantes do PDE (Tabela 11) relativos ao planejamento da expansão da geração e os efetivamente licitados e/ou outorgados pelo MME, constatou-se que os investimentos em geração de energia em implantação até o ano de 2011 estão em conformidade com o previsto por esse Plano. A partir de 2012, o acréscimo de capacidade instalada ainda é inferior ao planejado, o que ainda não se constitui em um descolamento do almejado já que os leilões a mais longo prazo são os com 5 anos de antecedência para início de operação de máquinas (Leilão A-5), mas ainda são passíveis de serem realizados leilões com prazo de três anos para início de entrega de energia (Leilão A-3).

Os financiamentos realizados e os previstos pelo BNDES no período compreendido

pelos anos de 2008 a 2013, em geração de energia elétrica, suplantam os previstos pelo MME para o mesmo período em cerca de R\$ 5 bilhões.

Tabela 11 - Previsão de acréscimos da capacidade instalada e de investimentos em Geração

Períodos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Soma
PDEa Acréscimo										
Anual de Capacidade Instalada Prevista no										
PDE (MW)	2.456	2.195	4.203	5.146	5.030	6.512	8.596	7.163	5.108	46.409
MMEb Acréscimo da Capacidade Instalada Informado pelo MME (MW)	2.903	5.566								
	5.399	4.832	143	7.476	2.359	1.913	975	31.566		
Investimentos em Geração (milhões R\$)	20.695	30.446	13.543	7.647	6.073	2.641				
	1.259	492	450	84.346						
BNDESc Acréscimo de Capacidade Instalada Prevista pelo BNDES (MW) -	5.765	5.309								
	5.445	8.730	7.050	4.200	-	-	36.499			
Investimentos em Geração										
(milhões R\$)	20.094	9.230	12.407	13.005	15.454	15.733	19.847	-	-	105.770
Diferença da Capacidade Instalada entre MME e PDE (MW)	2.903									
-	2.456									
=	447	5.566								
-	2.195									
=	3.371	5.399								
-	4.203									
=	1.196	4.832								
-	5.146	= (314)	143	-	5.030	= (4.887)	7.476			
-	6.512	=964	2.359	-	8.596	= (6.237)	1.913			
-	7.163									
=	(5.250)	975								
-	5.108									
=	(4.133)	31.566								
-	46.409									
=	(14.843)									

Fonte: (a) PDE 2007-2016; (b) Ofício 007/2008-DMSE/SEE/MME (anexo 3, fl. 181); (c) Ofício AT 086/2008 do BNDES (anexo 3, fls. 42/43) e planejamento corporativo do BNDES 2008 (anexo 3, fls. 47/52)

b) Transmissão de Energia Elétrica

O PDE estabelece, para o período de referência de seus estudos, o planejamento da expansão das linhas de transmissão para a rede básica, em extensão linear (km), para as tensões de 230 kV até 500 kV.

Em atendimento à solicitação de auditoria, o MME encaminhou as informações relativas aos investimentos em transmissão, previstos e realizados, a denominação dos respectivos empreendimentos (anexo 3, fls. 208/221) e os respectivos aumentos de extensão das linhas de transmissão - Tabela 12.

Tabela 12 - Expansão das linhas de transmissão (confronto entre MME e PDE)

Expansão das linhas de transmissão

(km) Períodos

2007 2008 2009 2010 2011 TOTAL

MME 988,7 3.294,4 6.106,1 849,0 1.799,0 13.037,2

PDE 3.323,0 4.257,0 1.518,0 1.015,0 1.519,0 11.632,0

Diferença entre os valores informados pelo MME e constantes do PDE (2.334,3)
(962,6) 4.588,1 (166) 280 1.405,2

Fonte: Ofício 007/2008-DMSE/SEE/MME (anexo 3, fls. 180/203); PDE 2007-2016

Da comparação entre os valores licitados e/ou autorizados pelo MME e os constantes do PDE 2007-2016, referentes ao período compreendido pelos anos de 2007 a 2011 (Tabela 12), constata-se que nos anos de 2007, 2008 e 2010 as extensões das linhas são inferiores, respectivamente, em mais de 2.300 km, 950 km e 150 km. Já em 2009 prevê-se um superávit de linhas licitadas e autorizadas em relação ao planejado superior a 4.500 km, que supera o somatório dos déficits de 2007 e 2008 (cerca de 3.400 km). Em 2010 e 2011, há estreitas diferenças entre o previsto pelo Planejamento e o licitado e/ou autorizado.

Considerando que os dados informados pelo MME referem-se ao horizonte de 2011, verificou-se que, de forma geral, os investimentos previstos pelo MME para a expansão das linhas de transmissão da rede básica de energia elétrica para o período de 2009 a 2011 encontram-se em consonância com o planejamento estabelecido no PDE 2007-2016.

No que concerne ao planejamento do BNDES para o financiamento da transmissão, o Banco estabeleceu as suas projeções de investimentos em transmissão para o período abrangido pelos anos de 2009 a 2014.

A Tabela 13 sintetiza os valores de investimento em transmissão estimados pelo MME e os de financiamento previstos pelo BNDES para o período compreendido pelos anos de 2009 até 2011, sendo que a participação do Banco nesses investimentos atingiria mais de 32 %.

Tabela 13 - Investimentos em transmissão previstos pelo MME e financiamentos do BNDES (milhões R\$)

2009 a 2011 (milhões R\$)

MME 6.520

BNDES 2.125

Participação do BNDES 32,6 %

No período de 2009 a 2014, o BNDES prevê a participação no financiamento de até 60 % dos investimentos em geração e de 50 % em transmissão, nos montantes exibidos na Tabela 14.

Tabela 14 - Previsão do BNDES para financiamentos de investimentos no setor elétrico, no período de 2009 a 2014 (milhões R\$)

2009 2010 2011 2012 2013 2014 TOTAL

Geração 9.230 12.407 13.005 15.454 15.733 19.847 85.678

Transmissão 1.400 350 375 4.375 1.000 1.625 9.125

Fonte: Nota Técnica do Planejamento Corporativo do BNDES (anexo 3, fls. 47/52)

Empreendimentos de Geração e Transmissão com Cronogramas Atrasados

No que se refere aos empreendimentos em obras com cronogramas atrasados, considerando-se o escopo da presente auditoria, bem como o período a que se refere o PDE 2007-2016, subdividiram-se as informações prestadas pelo MME (anexo 3, fls. 140/141) e pela Aneel (anexo 3, fls. 137/139 e 142/144) em dois períodos. O primeiro período compreendido entre os anos de 2001 e 2006 e o segundo, de 2007 a 2016.

No primeiro período, foi informada pelos referidos órgãos (anexo 3, fls. 137/142) a relação de 43 empreendimentos autorizados e licitados (25 UHE, 17 UTE e 01 PCH), dos quais identificou-se que 15 empreendimentos sofreram atrasos, dos quais, dois (UTE Usina Bonfim e UTE Ferrari) sofreram postergações em decorrência de obtenção de financiamento e de prazo para fornecimento de equipamento e nove, em decorrência de problemas ambientais.

No que se refere ao segundo período, compreendido pelos anos de 2007 até 2016, foi informada pelo MME (anexo 3, fls. 140/141) a relação de 94 (noventa e quatro) empreendimentos autorizados e licitados (68 UHE, 24 UTE e 2 PCH), dos quais 35 (trinta e cinco) empreendimentos sofreram atrasos. Entre os atrasados, somente em um destes (UTE São João da Boa Vista - ampliação) a postergação decorreu de problemas na obtenção de financiamento; outros 14 (catorze) empreendimentos sofreram atrasos em decorrência de problemas referentes a questões ambientais (anexo 3, fls. 140/143); os demais, por particularidades diversas.

Em resposta ao Ofício de Requisição 002/2008 (vol. principal 1, fl. 307), de 03/12/2008, o BNDES informou a relação de 20 (vinte) empreendimentos (09 UHE, 09 PCH e 02 LT) constantes de sua carteira de projetos que sofreram atrasos nas respectivas datas previstas para a operação (anexo 3, fls. 145/146). Entre os empreendimentos da referida relação, oito foram também apontados pelo MME e pela Aneel (anexo 3, fls. 137/141) como atrasados. Entre os 20 (vinte) empreendimentos informados pelo Banco, quatro constam como empreendimentos que sofreram atrasos em decorrência de problemas ambientais.

O BNDES não informou qualquer tipo de atraso na concessão de recursos, inclusive decorrente de problemas ambientais. A existência desses problemas está mais associada a atrasos em outras fases do processo de licitação e implantação que na fase de concessão de financiamentos, como as dificuldades de projetos de usinas hidrelétricas participarem nos leilões de energia nova (os diversos motivos para essas dificuldades foram identificados por ocasião de auditoria do TCU que analisou os resultados dos leilões de 2005 e 2006, cuja deliberação consta do Acórdão 2.164-P/2008).

Diretriz do BNDES: Prioridade para os Projetos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

Ao longo de 2008, diante do cenário de relativa escassez de recursos, o BNDES estabeleceu como prioridade a concessão de financiamentos para os investimentos em projetos e empreendimentos constantes do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), destacando-se os projetos de energia. No que se refere à possível ausência de capacidade financeira no período compreendido entre 2009 e 2014, segundo o BNDES, não há restrições por parte do Banco para atender à demanda dos financiamentos dos projetos do setor energético, até porque, já em 2009, foi concedida, mediante a expedição da Medida Provisória 453, de 22/01/2009, fonte adicional de recursos para o BNDES no valor de R\$ 100 bilhões.

3.1.15. A energia nuclear na matriz de geração de energia elétrica no País

O sistema de geração elétrica deve ser visto como um conjunto de várias fontes: hidráulica, gás, biomassa, nuclear, eólica e tantas quantas estiverem disponíveis para uso, não se devendo, precipitadamente, renunciar a nenhuma delas.

A energia nuclear sofreu duro revés após os dois principais acidentes em centrais termonucleares (Three Mile Island e Tchernobyl), causando uma diminuição brusca no crescimento das centrais nucleares no mundo por vários anos. Outro aspecto que ainda preocupa a sociedade quanto ao emprego da energia nuclear é a associação com o uso militar, cuja lembrança ainda remete à Segunda Guerra Mundial (Hyroshima e Nagasaky) e ao período da "Guerra Fria".

Atualmente, o Brasil dispõe de duas usinas nucleares - Angra I e II - que juntas respondem por 1,8 % (cerca de 2000 MW) da capacidade de geração de energia elétrica instalada no País e, em 2008, cerca de 3,1 % da energia gerada.

Em razão da perspectiva ambiental relacionada ao efeito estufa e da questão econômica, as centrais nucleares voltaram para a pauta de investimentos de diversos países. A Tabela 15 apresenta a perspectiva de crescimento da geração termonuclear no grupo BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China) para o horizonte de 2030 (Eletronuclear, 2009).

Tabela 15 - Previsão de expansão da energia nuclear em países do BRIC (horizonte de 2030)

Cenário Otimista	
MW Adicional Cenário Baixo Pessimista	
MW Adicional	
Brasil	9.360 5.360
Rússia	33.760 26.760
Índia	32.160 16.260
China	43.830 24.830
Fonte: Eletronuclear (2009)	

A expansão nacional para o cenário do Plano Decenal 2007-2016 está restrita à construção da usina Angra III; para o cenário de 2030, o PNE contempla a previsão de estudos para a implantação de oito usinas nucleares de 1000 MW cada, cujos locais de instalação estão ainda indefinidos (quatro na Região Nordeste e quatro na Região Sudeste).

A usina Angra III representará acréscimo de 1405 MW ao sistema elétrico nacional e sozinha poderia suprir o consumo de uma região metropolitana do porte de Curitiba (2 milhões de habitantes). Essa usina termonuclear tem previsão para construção entre 2009 e 2014.

Aspecto relevante para a implantação de Angra III refere-se a sua localização geográfica, pois se situa estrategicamente entre os dois principais centros industriais do Brasil (São Paulo e Rio de Janeiro), reduzindo o custo de transmissão de energia.

Quanto à comercialização da energia de Angra III, encontra-se em estudo (MME, Eletrobrás, Eletronuclear) o modelo a ser adotado, mas sabe-se, preliminarmente, que será diferente do utilizado atualmente nas termonucleares brasileiras, no qual toda a energia produzida pelas usinas Angra I e II é vendida a Furnas que a comercializa em conjunto com a energia oriunda de empreendimentos hidrelétricos sob a concessão da empresa.

Quanto ao cronograma de implantação de Angra III e os impactos sobre a segurança energética, dada a possibilidade de realização de Leilões A-5 e A-3, não se observou temor em relação a possível atraso que possa comprometer o abastecimento. Um atraso no cronograma de implantação dessa termonuclear provavelmente não comprometeria o abastecimento elétrico em si, mas pode acarretar aumento no valor da energia e maiores emissões de gases de efeito estufa (caso fossem substituídas por usinas a óleo combustível ou a diesel).

O Brasil detém atualmente a 6ª reserva de urânio do mundo. Porém, considerando que apenas 30 % do território do País foi prospectado, há expectativa de que as reservas brasileiras de urânio possam alcançar o 1º ou 2º lugar mundial.

O Brasil possui tecnologia para todas as fases de processamento do urânio: mineração/beneficiamento, conversão para hexafluoreto de urânio, enriquecimento, reconversão para dióxido de urânio em pó, fabricação de pastilhas de dióxido de urânio, fabricação do elemento combustível e geração de energia. Atualmente, o Brasil se configura como um dos poucos países autosuficientes tanto em relação ao domínio da tecnologia quanto à detenção de reservas de urânio. Além disso, outro fator relevante para a continuidade da utilização da energia nuclear para geração de energia elétrica é a perspectiva do PNE 2030 de que em seu horizonte a maior parte dos potenciais hidráulicos já esteja sendo explorado, o que exigiria outras fontes que possua escala para atendimento nos níveis necessários ao País, entre as quais, destaca-se a nuclear.

3.1.16. Os resultados dos leilões de energia nova e o licenciamento ambiental

Os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 apresentaram resultado adverso do almejado nos Planos Decenais então vigentes.

Em 2007/2008, tendo por foco os leilões de energia nova de 2005 e 2006, o TCU

realizou auditoria para análise do resultado desses leilões, que culminou com o Acórdão 2.164-P/2008. O Plano Decenal de Expansão da Geração de Energia Elétrica 2006-2015 previa a manutenção da participação da capacidade de geração por hidrelétricas no patamar de 73 % até o final do período, porém, nesses leilões, cerca de metade da energia negociada foi vendida por termelétricas.

Na ocasião, registrou-se que os resultados dos leilões de energia de 2005 e 2006 seriam inadequados caso os custos finais da matriz elétrica resultante (econômicos e/ou ambientais) se apresentassem mais altos que o previsto, além disso, havendo a permanência de resultados similares nos próximos leilões de energia nova também impactariam sobremaneira a matriz elétrica.

A manutenção da baixa participação de hidrelétricas nos leilões de energia nova e a ampliação da participação de outras fontes tem consequências diversas, podendo, dada a necessidade de expansão e utilização mais sistemática de termelétricas, acarretar a elevação das emissões de gases de efeito estufa (contribuindo inclusive para o incremento das mudanças climáticas) e, também, dos custos da matriz elétrica em implantação.

Similarmente, ao se considerar os leilões de 2005 a 2008, 63 % da energia negociada também têm origem em termelétricas, ou seja, a baixa participação de hidrelétricas nos resultados dos leilões ainda persiste.

Parte dos problemas identificados, em 2005/2006, se relaciona ao planejamento. A restrição da oferta de energia hidrelétrica nos leilões de energia nova é afetada de maneira significativa pela carência de inventários de bacias hidrográficas, bem como pela pouca disponibilidade de projetos hidrelétricos aptos a serem licitados. Entre outros motivos, essa restrição ocorre pela divergência metodológica entre o modelo de planejamento do setor elétrico e aquele adotado formalmente pelo Governo Federal, pois o Plano Decenal de Expansão não está alinhado com o ciclo básico de gestão governamental no tocante ao monitoramento, à avaliação e à revisão das ações propostas, tampouco existe um plano de ação para sua efetiva implantação. Além disso, constatou-se que tanto o planejamento governamental do setor elétrico quanto o do ambiental são realizados isoladamente e que também não há articulação entre o Ibama e os demais órgãos afetos ao licenciamento de hidrelétricas.

Outras dificuldades se relacionam a questões ambientais. Durante a auditoria constatou-se que: existe vácuo de regulamentação dos art. 23 e 231 da Constituição Federal; o Conselho de Governo previsto na Política Nacional do Meio Ambiente não está devidamente implementado; não há interlocutores da área social do Governo no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); falta regulamentação do prazo para encerramento do cadastro socioeconômico no processo de licenciamento ambiental; há descumprimento dos prazos legais em virtude das deficiências na gestão dos processos de licenciamento; os estudos apresentados ao Ibama como pré-requisito para licenciamento têm qualidade inadequada; falta padronização de procedimentos nos processos de licenciamento; as incertezas quanto à compensação ambiental conduzem a custos adicionais nos projetos de hidrelétricas; há duplicidade de esforços na elaboração dos estudos técnicos, econômicos e ambientais, que, segundo o modelo vigente, podem ser executados tanto pela EPE, quanto pelo empreendedor interessado em determinado projeto; e falta publicidade dos resultados das audiências públicas realizadas nos processos de licenciamento.

Registra-se, ainda, a importância da deliberação resultante desse relatório ser monitorada em conjunto com diversas outras, entre as quais o Acórdão 2.164-P/2008.

3.2. As Licitações e demais Modalidades de Contratação de Energia

Conforme prerrogativas da Lei 10.848/2004, a expansão do Sistema está diretamente relacionada à realização de leilões. No caso da geração, o planejamento dessa expansão é

indicativo, já o da transmissão é determinativo. Porém, ainda que seja indicativo, a expansão da geração não deve se descolar em demasia do planejado sob o risco de não primar pela eficiência, pela segurança e pela sustentabilidade do sistema elétrico.

Nos leilões de energia do ambiente de contratação regulada (ACR), estruturados para compras de energia com início de fornecimento a partir do quinto, terceiro ou primeiro ano após o leilão, respectivamente denominados Leilões A-5, A-3 e A-1, o Governo assume papel monopsônico, efetuando sozinho toda a compra de energia elétrica demandada pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. As pequenas distribuidoras, excepcionalmente, nos casos de necessidade de ajustes e em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, poderão comprar diretamente, por meio de licitação, energia elétrica fora do ACR. As demais só podem adquirir energia fora de leilões regulados por meio de chamadas públicas destinadas a compra de energia oriunda de geração distribuída, conforme disciplinado no Decreto 5.163/2004, art. 14 e 15, limitada a dez por cento da carga do agente de distribuição (Ofício 092/2009-AIN/Aneel, fl. 540).

A contratação regulada é formalizada por meio de contratos bilaterais de longo prazo, denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados diretamente entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição. Os CCEAR contemplam, além da "energia velha", a energia elétrica proveniente de "novos empreendimentos", e de "empreendimentos de geração existentes" (denominados de "botox").

Além de trazer novas perspectivas para o setor, as modificações introduzidas pela Lei 10.848/2004 objetivaram garantir a modicidade tarifária, a segurança no suprimento de energia e a estabilidade regulatória. Para atingir esses objetivos, foram adotadas regras a serem observadas na comercialização de energia elétrica, tais como:

- i) critério de menor tarifa nos leilões regulados como principal instrumento para alcançar a modicidade tarifária;
- ii) ampliação da oferta de energia elétrica, por meio do incentivo a novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos, de modo a prevenir riscos de racionamentos; e
- iii) licitação de novos empreendimentos condicionada à existência de licença ambiental e à assinatura de CCEAR.

A obrigatoriedade de comercialização de energia no ACR a partir de leilões adequadamente ajustados tem a prerrogativa de contribuir para a almejada modicidade tarifária ao buscar incorporar as sinergias do mercado.

Importa observar que nos Leilões A-3, devido ao curto espaço de tempo entre a contratação e a entrega (três anos), a energia comercializada é proveniente principalmente de geradores térmicos. Como o custo da geração térmica é, em geral, maior que o da hidráulica, as regras de comercialização de energia limitam o valor de contratação possível de ser repassado às tarifas dos consumidores a 2 % da carga verificada dois anos antes da realização do leilão (Decreto 5.163/2004, art. 36). Isso reforça a necessidade de que as distribuidoras busquem contratar a energia para atendimento a seu mercado nos Leilões A-5, deixando a negociação em A-3 como forma de ajuste fino da contratação. A ausência de opções hidrelétricas nos Leilões A-5 e a limitação de compra de energia a no máximo 2 % da carga nos Leilões A-3 têm incentivado a oferta de termelétricas nos Leilões A-5 ainda que o mais adequado a esse tipo de fonte fossem os Leilões A-3. Nos leilões A-1 são negociadas somente eventuais sobras de energia já existentes no mercado.

A Figura 7 mostra os montantes de energia, em MW médios, negociados desde 2005 para fornecimento ao SIN e a evolução dos preços médios contratados (atualizados pelo Índice de

Preços ao Consumidor Amplo - IPCA até setembro de 2008).

O acréscimo de carga de energia preconizado pela EPE (em torno de 2.600 MW médios por ano até 2012), de forma geral, vem sendo suprido pelos leilões realizados a partir de 2005 (pouco mais de 2.500 MW médios por ano). No horizonte de 2012, os resultados dos leilões também se mostram em consonância com os acréscimos previstos pelo PDE 2007-2016, considerando uma energia firme em torno de 50 % de capacidade instalada (valor conservador, dado que se observou relação em torno de 65 % para as UHE de Santo Antônio e Jirau).

As fontes de energia incorporadas à matriz elétrica nacional, desde 2005, vêm introduzindo preços significativamente crescentes na energia comercializada. Os preços médios negociados, que em 2005 situavam-se em R\$ 69,19, por MWh, subiram, progressivamente, até alcançar um patamar de R\$ 125,36, por MWh, para a energia negociada para 2015. Parte desse aumento é esperado em razão dos melhores aproveitamentos hidrelétricos, e mais próximos dos centros de carga, já estarem sendo explorados. Outra parte, porém, está associada, entre outros, ao aumento de participação de termelétricas na matriz elétrica.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 7 - Montantes negociados e preços médios resultantes dos leilões de energia para atendimento ao SIN Fonte: CCEE (fornecido à equipe de auditoria do TCU, em 13/11/2008)

A Tabela 16 apresenta a oferta total de energia de 2007 a 2012 para atendimento à demanda. Os valores listados referem-se à garantia física (para as hidrelétricas, energia assegurada) dos empreendimentos licitados e autorizados, inclusive a porção brasileira de Itaipu. Observa-se a proximidade entre os valores de energia ofertados e a carga total de energia prevista pela EPE e pelo ONS (demanda).

Tabela 16 - Balanço estrutural entre oferta e demanda de energia (carga) do SIN
2007a 2008 2009 2010 2011 2012

Oferta total 55 277 52 876 55 996 59 837 63 030 64 284

Carga total 50.979 52.843 55.416 58.136 60.802 63.428

Balanço (diferença entre oferta e demanda) 4.298 33 580 1.701 2.228 856

Fonte: Extraído da Resposta do MME ao Ofício de Requisição TCU 005, de 25/11/2008

(a) De acordo com o MME, a demanda total de energia efetiva em 2007 foi de 49.736 MW médios (a previsão era de 50.979 MW); já a oferta naquele ano prevista em 55.277 MW médios verificou-se mais tarde ser de 52.595 MW médios, em função da exclusão de 2.682 MW relativos ao Termo de Compromisso da Aneel-Petrobrás

Apesar de os montantes de energia negociados nos leilões de energia que estão sendo realizados regularmente, de forma geral, estarem compatíveis com a previsão de aumento da demanda, conforme será detalhado nesta seção, os riscos de déficit não estão totalmente afastados em alguns subsistemas em 2009, 2014 e 2015 (as simulações, no entanto, não consideraram plenamente os já visíveis efeitos da crise financeira internacional). Observou-se, também, que, por mais que o planejamento da expansão da geração seja indicativo, há grandes divergências entre as fontes planejadas e as em implantação. Ademais, há forte representatividade das UTE a gás na matriz de geração termelétrica. Por fim, ficará demonstrado que o leilão de energia de reserva favorece os consumidores livres em detrimento dos cativos.

3.2.1. Riscos de déficit no Sistema Interligado

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução 1, de 17/11/2004, resolveu:

art. 1º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento seja baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia nesse sistema, o qual deverá ser considerado:

I - nos estudos do planejamento da expansão da oferta e da operação do Sistema

Elétrico Interligado Nacional; e

II - no cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.

art. 2º Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5 % (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem.

Em 28/07/2008, o CNPE alterou o critério para o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, por meio da Resolução 9, nos seguintes termos:

art. 1º Estabelecer que o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE 1, de 17 de novembro de 2004.

Assim, no planejamento da expansão do sistema, o critério de garantia de suprimento, atualmente, deve obedecer simultaneamente ao limite de 5 % para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica (risco de déficit) e à igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME).

O fato de o planejamento adotar, adicionalmente, a igualdade entre o CMO e o CME parte do princípio de que, mesmo com o risco de déficit abaixo de 5 % em cada um dos subsistemas, a expansão do parque gerador pode ser desejável do ponto de vista econômico, caso ela seja mais barata que o incremento do custo de operação.

Desse modo, o Plano Decenal procura determinar, para o horizonte de estudo considerado, o conjunto mais econômico de obras, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades entre os subsistemas.

No novo modelo setorial em que o planejamento da expansão da geração não é determinativo, a segurança do suprimento é garantida indiretamente por meio da combinação de duas exigências: todos os consumidores, tanto livres como cativos, devem ter contratos correspondentes a 100 % de seu consumo e toda a energia contratada deve estar 100 % lastreada por um certificado de garantia física, cujo cálculo deve obedecer ao mesmo critério do planejamento. No ambiente de contratação regulada (ACR), a nova capacidade é construída basicamente a partir de leilões de energia nova (Leilões A-5 e A-3), em que são oferecidos contratos de suprimento de longo prazo (15 ou 30 anos).

No PDE 2007-2016, projeções diferenciadas para os patamares de carga pesada, média e leve foram utilizadas para a análise do comportamento do sistema de referência obtido para a trajetória inferior de mercado. A partir do estudo com três patamares de carga é possível analisar de forma mais clara as condições de atendimento de todo sistema. Com isso foi mantido o atendimento ao critério de garantia de suprimento para o subsistema SE/CO, com probabilidade de risco de qualquer déficit não ser superior a 5 %. Porém, no patamar de carga pesada, para o subsistema Sul nos anos 2010, 2011, 2014 e 2015, no subsistema NE nos anos 2009 a 2010, 2015 e 2016 e para o subsistema Norte para o ano de 2010, os riscos de qualquer déficit resultaram superiores a 5 %, ferindo o critério de garantia de suprimento.

Por sua vez, no PDE 2008-2017, que se encontra em consulta pública, na análise com três patamares, notam-se riscos superiores a 5 % no subsistema Nordeste em 2009 e Sul em 2014 e 2015. O risco é mais expressivo no início do horizonte no subsistema Nordeste, dado possivelmente a restrições conjunturais na capacidade de geração. Para 2014 e 2015, a capacidade de geração ainda pode ser incrementada por meio de leilões de energia nova A-3 e A-5. Deve ser

considerado, no entanto, que a redução na projeção da demanda, decorrente de menor expectativa de crescimento econômico devido à crise do sistema financeiro internacional, deflagrada em setembro de 2008, e ainda não incorporada integralmente nos estudos apresentados no PDE 2008-2017, contribui para a melhoria das condições de suprimento nos próximos anos.

Vale ressaltar que as restrições de atendimento para o patamar de carga pesada, observados nos PDE 2007-2016 e PDE 2008-2017, referem-se a simulações regionalizadas e não a quantitativos globais previstos para atender à carga do SIN e, ainda, que essas restrições podem ser contornadas, inclusive, com reforço nas interligações entre os submercados.

Dado esse cenário, cabe recomendar que a EPE, já considerando os efeitos da crise financeira internacional, revise os riscos de déficit nos diversos submercados do Sistema Interligado Nacional no período de 2009 a 2016.

3.2.2. Participação de empreendimentos hidrelétricos nos resultados dos leilões de energia nova de 2005 a 2008

A expansão da geração para atendimento ao mercado regulado é viabilizada por meio dos leilões de compra de energia elétrica, previstos na Lei 10.848/2004 e regulamentados pelo Decreto 5.163/2004, com redação modificada pelo Decreto 5.499/2005, os quais têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante a venda de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. A responsabilidade para organização das licitações para atendimento do mercado regulado, diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é da competência da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Visando atender o disposto na Lei 10.848/2004, a Aneel e a CCEE realizaram, no período de 2005 a 2008, sete leilões de energia nova, os leilões do Rio Madeira, um de energia alternativa e um de energia de reserva. Ao todo foram negociados 17.557 MW médios no valor total de R\$ 389,29 bilhões (Tabela 17). Foram ainda realizados cinco leilões de energia existente (Leilões A-1) com um total de 16.823 MW médios negociados, no valor de R\$ 109,7 bilhões.

Tabela 17 - Total negociado nos leilões de energia nova (valores atualizados pelo IPCA até setembro de 2008)

Certame	Ano	R\$ Bilhões	MW médios
1º Leilão de Energia Nova	2005	77,4	3.284
2º Leilão de Energia Nova	2006	50,6	1.682
3º Leilão de Energia Nova	2006	30,7	1.104
4º Leilão de Energia Nova	2007	24,8	1.304
5º Leilão de Energia Nova	2007	54,4	2.312
Leilão de Santo Antônio	2007	31,6	1.553
Leilão de Jirau	2008	25,6	1.383
6º Leilão de Energia Nova	2008	18,2	1.076
7º Leilão de Energia Nova	2008	60,7	3.125
1º Leilão de Energia Alternativa	2007	4,5	186
1º Leilão de Energia de Reserva	2008	10,8	548
Total		389,3	17.557

Fonte: CCEE (apresentação para o TCU realizada na sede da CCEE, em 12/11/2008)

Apesar de esses leilões de energia elétrica garantirem o abastecimento do mercado regulado com segurança até 2012, verifica-se, no entanto, pequena participação de empreendimentos hidrelétricos, frente ao esperado no horizonte do Plano Decenal de Expansão (superior a 70 %), no total negociado.

Nos leilões de novos empreendimentos, realizados no período de 2005 a 2008 (Figura 8), a fonte contratada, preponderantemente, foi termelétrica (63 % da energia negociada), sendo que apenas 5 % foram de fonte renovável (biomassa) e 1 % de outras fontes. Nesse período, a energia hidrelétrica contratada somou 37 %, incluindo nesse total a energia das usinas do Complexo do Rio Madeira (Jirau e Santo Antônio).

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 8 - Energia total negociada nos leilões de novos empreendimentos, fontes alternativas e de reserva (2005 a 2008) Fonte: CCEE (apresentação para o TCU realizada na sede da CCEE, em 12/11/2008; complementado pela equipe de auditoria a partir dos resultados dos leilões)

Essa pequena participação de fonte hídrica na expansão do parque gerador tem se agravado, uma vez que no 7º Leilão de energia nova (Leilão A-5) do total de 3.125 MW médios negociados, apenas 4 % tem origem em hidrelétricas, o restante é térmico (64 % a óleo combustível, 22 % a gás natural liquefeito, 9 % a carvão importado e 1 % a biomassa), quando pelas características do leilão (cinco anos de prazo para o início do suprimento) era esperada maior participação de geração hidrelétrica.

A elevada participação de térmicas deveu-se em grande parte à falta de projetos hidrelétricos com licença prévia, requisito indispensável para que sejam ofertados no leilão. Dezenas de termelétricas obtiveram licença ambiental, enquanto a única hidrelétrica habilitada só teve sua participação garantida após batalha jurídica.

Além da lentidão do licenciamento ambiental, conforme já registrado, a restrita cesta de novos projetos deve-se ao fato de, nos últimos anos, o Brasil haver deixado de investir em estudos de inventário de bacias e de viabilidade de novos empreendimentos.

Apesar de o MME, desde a reformulação do marco regulatório, coordenar e dar prioridade ao programa de estudos de inventários de diversos rios no total de 32.950 MW, com término previsto para 2009/2010, e doze novos estudos de viabilidade, totalizando 25.768 MW, com término previsto para 2010, no curto e médio prazo, o número de aproveitamentos hidráulicos aptos a serem submetidos ao licenciamento e, portanto, que poderiam ser oferecidos nos próximos leilões é extremamente limitado.

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima, desenvolvido pelo Ministério do Meio Ambiente, ressalta que a manutenção de uma matriz relativamente limpa considera a continuidade do aproveitamento do vasto recurso hidrelétrico ainda inexplorado (de acordo com o MME, em 2007,

63 %). Em relação ao setor energético, as principais estratégias para reduzir as emissões de gases de efeito estufa apontadas no referido documento, são: 1) substituir os combustíveis fósseis por outras fontes não-emissoras, como hidreletricidade, energia solar, eólica e biomassa sustentável; e 2) conservar ou usar de forma mais eficiente todas as formas de energia disponíveis.

O PDE 2007-2016, por sua vez, prevê que, em seu horizonte, serão agregados ao sistema 34.460 MW em novas hidrelétricas e será investido um montante de 90 bilhões de reais entre 2010 e 2016, caracterizando uma expansão majoritariamente hídrica.

Verifica-se, portanto, que apesar de a energia oriunda das hidrelétricas fornecer o benefício de uma energia limpa e econômica, a expansão da geração elétrica está se dando na contramão dos próprios planos publicados pelo Governo, por meio de termelétricas, mais caras e mais poluentes que outras fontes.

A questão da qualidade da expansão da matriz elétrica já foi objeto de exame pelo Tribunal quando analisou o TC 026.098/2006-0 - relatório de auditoria operacional no resultado

dos leilões de energia nova de 2005 a 2006. Naquela oportunidade o Tribunal fez diversas recomendação ao MME e ao MMA, por meio do Acórdão 2.164-P/2008, na perspectiva de viabilizar a participação de hidrelétricas nos leilões de energia nos níveis almejados pelo planejamento setorial, particularmente visando a garantir os preceitos das diretrizes e políticas públicas estabelecidas. Assim, considerando que, com referência à questão da pequena participação de empreendimentos hidrelétricos nos leilões de energia nova, muitas recomendações já foram prolatadas pelo Tribunal aos órgãos do setor elétrico e meio ambiente, mesmo que ainda não tenha ocorrido o monitoramento dessa decisão, não cabem sugestões adicionais por parte da equipe de auditoria. É fundamental, porém, que o monitoramento da deliberação resultante da apreciação deste TMS seja integrado com aquelas recomendações.

3.2.3. Participação das termelétricas nos resultados dos leilões de energia nova de 2007 e 2008

As diretrizes centrais dos leilões de energia nova, imbuídas pelo modelo setorial vigente, são impulsionar a expansão da oferta para a segurança do sistema, o que exige a diversificação da matriz de geração elétrica, e promover a expansão a custos módicos para o consumidor do setor, por meio da concorrência pública entre diferentes interessados em investir no parque de geração e de transmissão. Nos últimos certames realizados, apesar do patente aumento da oferta, não se tem verificado a contento a diversificação das fontes de geração, tampouco está clara a observância à modicidade tarifária.

No que tange aos empreendimentos termelétricos, a metodologia aplicada ao processo licitatório alberga-se no Índice de Custo Benefício (ICB), que considera fatores como receita fixa, valor esperado de operação, custo econômico de curto prazo e energia assegurada do empreendimento de geração. O ICB, desenvolvido pela EPE (Nota Técnica EPE-DEE-RE-102/2008-r1, anexo 5, fls. 139/144), tem a prerrogativa de viabilizar a participação de empreendimentos termelétricos nos leilões de energia nova sem que seja necessário impor a utilização de determinado tipo de tecnologia ou combustível (ex: ciclo simples ou combinado; carvão ou gás natural).

O ICB de uma termelétrica é uma "medida do custo esperado da geração térmica para os consumidores, no cenário de oferta e demanda do Plano Decenal que estima os CMO (Custo Marginal de Operação) para o despacho das termelétricas que estão competindo no leilão" (fl. 576 v.) e se aplica ao ordenamento dos diversos empreendimentos para fins de leilão.

A Tabela 18 apresenta os custos, estimados pela Associação Brasileira de Geradores Termelétricos (Abraget), de construção e de operação de diferentes empreendimentos termelétricos.

Em simplório exercício, considerando os dados contidos na Tabela 18, para a construção de uma UTE de 50 MW de potência nominal a gás natural em ciclo simples necessitaria-se de algo em torno de R\$ 45 milhões a título de investimento e outros R\$ 218 mil concernentes a tarifas de distribuição e transmissão. Já um empreendimento de mesma capacidade instalada, projetado para operar com óleo combustível, custaria cerca de R\$ 125 milhões em investimentos e outros R\$ 462 mil em tarifas.

Em fase de operação, é possível também comparar o custo do MWh gerado em cada tipo de usina. Considerando os dados colimados, pode-se estimar que uma UTE a gás natural em ciclo simples é capaz de gerar energia ao custo fixo de operação de R\$ 10,00 por MWh, somado ao custo do combustível de cerca de R\$ 71 por MWh. Já uma UTE a óleo combustível opera com um custo fixo de R\$ 30,00 por MWh gerado, associado a um custo variável de R\$ 557 por MWh, referente ao combustível aplicado.

Tabela 18 - Custo estimado de construção e operação de unidades geradoras

	GN Ciclo Simples	GN Ciclo Combinado	Carvão Nacional	Carvão Importado	Óleo Combustível	Biomassa Greenfield	Biomassa Retrofit	Coque	Petróleo
Potência (MW)	50	500	500	500	70	50	15	500	
Fator de Capacidade	90 %	90 %	94 %	96 %	97 %	100 %	100 %	96 %	
Investimento (R\$/kW)	900	1.500	3.900	2.900	2.500	2.100	2.550	3.500	
O&M (R\$/MWh)	10	12	4,4	2,4	30	15	18	2,6	
Combustível (US\$/milhões BTU)	9	9	1,3	3,4	71	0	0	1,6	
TUST (R\$/kW)	1,66	1,66	5	5	3,93	1,66	1,66	5	
TUSD (R\$/kW)	2,69	2,69	2,92	8,35	5,31	2,69	2,69	8,35	
Take or Pay	70 %	70 %	60 %	40 %	-	-	-	60 %	
Vida útil (anos)	20	20	25	25	20				
Combustível (R\$/kWh)	6,07	6,07	0,88	2,29	47,86	0,00	0,00	1,08	
Custos variáveis (R\$/kWh) ^a	11,82	13,82	4,75	3,78	77,86	15,00	18,00	3,03	
Custos fixos (R\$/kWh) ^b	16,37	24,42	49,67	37,56	33,52				
1 milhão BTU = 0,2931 MWh; 1 dólar = 2,3 reais; TIR = 10 % a.a.									

(a) Custo Variável de Operação (em R\$/kWh) = nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível "take or pay") + custo variável de O&M

(b) Custos Fixos (em R\$/kWh) = receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento (investimentos, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a remuneração do investimento) + custos fixos de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa ("take or pay") + tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) Fonte: Abraget (com adaptações realizadas pelo TCU)

A partir dos dados expostos na Tabela 18, é possível evidenciar que há diferentes custos entre unidades termelétricas. As diferenças tanto tecnológicas quanto econômicas de termelétricas com distintos combustíveis motores induzem à expectativa de que alguns tipos de termelétricas são adequados para operar constantemente, ou seja, na base, e outros, adequados para operar ocasionalmente. Em relação à tecnologia, algumas termelétricas, por questões técnicas, não possuem integral flexibilidade para serem acionadas em intervalos de tempo diversos, como as termonucleares, as a carvão e as a gás natural, exigindo despachos com um determinado nível constante. Já em relação aos efeitos econômicos, exercícios similares ao relatado, a partir dos dados contidos na Tabela em epígrafe, permitem vislumbrar o impacto da participação de diferentes térmicas no Sistema Interligado.

A Tabela 19 sintetiza os resultados dos 4º (Leilão A-3, 2007), 5º (Leilão A-5, 2007), 6º (Leilão A-3, 2008) e 7º (Leilão A-5, 2008) Leilões de Energia Nova realizados pela Aneel, representando, por fonte geradora, a quantidade de energia nova vendida em cada certame. O conteúdo integral do resumo de vendas desses leilões encontra-se acostado aos autos no TC 021.152/2008-0 (anexo 2, fls. 64/67).

Segundo informado pelo MME, nesses leilões pretendia-se promover a venda de grandes lotes de energia proveniente de fontes de baixo custo, como gás natural e carvão mineral, vislumbrando a operação na base.

Como se pode perceber a partir dos dados apresentados, houve prevalência nas vendas de fontes geradoras à base de óleo combustível (63 % do total listado na Tabela 19), as quais se mostraram competitivas do ponto de vista econômico com empreendimentos supostamente menos custosos, o que contrasta, em tese, com a previsão de investimento e operação exposta na Tabela 18.

Tabela 19 - Síntese dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova

Certame Combustível Lotes de Energia Contratada ICB Médio (R\$/MWh)

4º Leilão Energia Nova Óleo Combustível 1304 134,80

5º Leilão Energia Nova Óleo Combustível 316 131,22

Gás Natural 351 129,34

Carvão Mineral 930 127,45

6º Leilão Energia Nova Óleo Combustível 811 127,61

Gás Natural Liquefeito 265 130,72

7º Leilão Energia Nova Óleo Combustível 1990 145,84

Gás Natural Liquefeito 703 145,38

Carvão Mineral Importado 276 140,00

Bagaço de Cana 35 145,00

Fonte: CCEE (<http://www.ccee.org.br>)

Os resultados desses leilões tampouco coadunam com o previsto no Plano Decenal - Tabela 20. Particularmente no caso do óleo combustível, tal Plano previa a entrada de UTE com capacidade de geração de 464 MW no horizonte de 2016, sendo que somente nos leilões de 2007 e 2008 foram vendidos cerca de 4.421 MW a serem gerados a partir desse combustível (representando cerca de 850 % a mais que o planejado).

Tabela 20 - Previsão de expansão termelétrica e resultados dos leilões de energia nova de 2007 e 2008

Combustível Previsão PDE 2007-2016 (MW) Energia Negociada, por ano de realização de Leilão (MW) Total Negociado (MW)

2007 2008

Biomassaa 3280 - 35 35

Carvão 350 930 276 1206

Gás natural 730 351 351

Gás natural liquefeito - - 968 968

Nucleara 1350 - - -

Óleo diesel 668 - - -

Óleo combustível 464 1620 2801 4421

Gás de processo 490 - - -

Biogás 20 - - -

UTE indicativas 6060 - - -

Total 13.412 2.901 4.080 6.981

Fonte: PDE 2007-2016

(a) As nucleares, obviamente, não faziam parte do foco dos 4º a 7º Leilões de energia nova

Considerando os resultados desses leilões, restaram incertezas em relação a uma salutar diversificação da matriz elétrica, bem como à modicidade tarifária. Há, portanto, uma distorção entre a matriz planejada e a em implantação. A EPE salientou que "o grande número de termelétricas contratadas nos recentes leilões não é suficiente para afirmar que há inadequação em relação ao ICB das termelétricas. Na realidade, a contratação de térmicas foi uma consequência direta da falta de usinas hidrelétricas com licenças ambientais prévias, condição imprescindível para participação nos leilões" (fl. 577). Realmente, após a retomada da função de planejamento pelo Governo Federal, a oferta de empreendimentos hidrelétricos ainda não está nos limites adequados. Porém, as comparações ora realizadas se restringem ao universo das termelétricas.

A metodologia de leilões utilizando o ICB permite que os participantes desses leilões optem por informar o custo fixo e o custo variável associado a determinada usina termelétrica

como melhor lhe convier (o ponto ótimo para o investidor não necessariamente coincide com o ponto ótimo para o Sistema). Simulações relativas aos resultados do 4º Leilão de Energia Nova (leilão A-3 de julho de 2007), realizadas no meio acadêmico por Martins (2008), revelam que há possibilidades diversas de custos variáveis e custos fixos associados a um mesmo Índice de Custo Benefício (ICB) de uma termelétrica, como mostrado na Figura 9.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 9 - Custo variável versus receita fixa, com ICB constante - Fonte: Martins (2008)

Ao mesmo tempo em que o ICB permite incorporar à expansão do Sistema as sinergias do mercado eventualmente desconhecidas pelo planejador, pode facultar a inserção de viés com consequências diversas para o consumidor de energia elétrica, particularmente sobre o preço da energia, bem como sobre a composição da matriz elétrica.

Considerando a natural e esperada redução da participação de hidrelétricas na geração de energia elétrica no País ao longo do tempo, a aquisição de 63 % de energia proveniente de termelétrica à base de óleo combustível nos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova parece concorrer, em um sentido amplo, para a diversificação da matriz.

Dadas as características associadas a termelétricas à base de óleo combustível (alto custo de operação; fortemente indicada para operação ocasional, em situações emergenciais), sobressaem dúvidas quanto à contribuição da diversificação nesses moldes, simultaneamente, para:

a) o ótimo econômico - do ponto de vista do Sistema e não do empreendedor, o menor custo potencial realmente foi atingido? há assimetria de informações? os custos fixos e variáveis informados são compatíveis com os empreendimentos leiloados?

b) o ótimo ambiental - frente à necessidade de expandir a matriz de energia no País, a geração de energia a partir de óleo combustível é ambientalmente a mais adequada? é sustentável e condiz com políticas ratificadas pelo Brasil voltadas para a redução de emissões de gases de efeito estufa?

c) a real diversificação da matriz - o resultado desses leilões contribui para a propalada diversificação da matriz incorporando adequadamente as características de cada fonte?

d) o ótimo de segurança - essas fontes são adequadas para geração de energia no longo prazo (existência de logística para eventual suprimento em larga escala, custo de geração compatível com a modicidade tarifária)?

Com base nos resultados alcançados nesses leilões, cotejados com a estimativa de custos de construção e operação de UTE, é possível supor que a metodologia de cálculo do ICB tem algum desvio ao permitir que usinas que operam com combustíveis caros se sobressaíam em relação às que operam com combustíveis mais baratos. A EPE, no entanto, informou que "nos últimos leilões de compra de energia nova, com intuito de aperfeiçoar a contratação de usinas termelétricas, estabeleceram-se limites máximos para Custo Variável Unitário - CVU dessas usinas, parâmetro fundamental para a definição do ICB" (fl. 577).

Conforme descrito anteriormente, o cálculo do ICB está relacionado ao Custo Marginal de Operação (CMO). De acordo com Enercons, há particularidades do CMO que resultam em vantagens para térmicas que apresentam maior flexibilidade operacional (podem ser ligadas ou desligadas com facilidade, com baixos custos).

A viabilidade da forte presença da termelétricidade a óleo combustível na ampliação da matriz de geração está associada à manutenção de níveis pluviométricos abundantes, os quais, caso não se concretizem, podem comprometer a modicidade tarifária que o setor tem almejado e, talvez, até a própria segurança ao exigir despachos mais constantes dessas UTE.

As informações coletadas junto ao MME e à Abraget revelam que os ICB apresentados pelas empresas vencedoras não correspondem às reais condições do mercado, no sentido em que tais valores declarados provavelmente foram subdimensionados, tendo sido empregadas, em alguns casos, janelas de operação inferiores a 5 % do período de referência (360 dias). Isso significa que, uma vez construídas e em disponibilidade, na eventualidade de um despacho pelo ONS, tais empreendimentos não teriam condições de gerar energia por períodos muito superiores a 20 (vinte) dias por ano, sem incorrerem em pesados prejuízos operativos. É bem razoável supor que, acumulando uma sequência de perdas operativas, tais agentes retirar-se-iam do Sistema, obviamente arcando com os encargos contratualmente impostos, mas comprometendo a segurança planejada.

Outrossim, atualmente há considerável diferença entre as metodologias de leilão e de operação, pois no primeiro caso é utilizado o ICB que tem por base simulações no Newave. Já no caso da operação efetiva, utiliza-se ainda a Curva de Aversão ao Risco (CAR) que, de certa forma, é incompatível com a operação automática dos modelos matemáticos.

De acordo com a EPE, a CAR "foi criada como uma restrição operativa conjuntural, calculada considerando o próximo biênio e aplicada no ano seguinte, cujo objetivo é restringir o deplecionamento dos reservatórios a patamares críticos. Por princípio, nem o planejamento da expansão, nem o cálculo da Garantia Física devem considerar restrições conjunturais". Ademais, afirmou que "em estudo desenvolvido pela EPE, concluiu-se que o valor esperado do custo da geração termelétrica para os consumidores, considerando a CAR, ao contrário do esperado, resultou um pouco menor do que o estimado na valoração destes empreendimentos nos leilões, sem, no entanto, comprometer os resultados dos leilões" (fl. 577).

Ponto importante a ser destacado, ainda, refere-se à falta de competitividade das UTE a gás natural nos aludidos certames. O Ministério esperava expandir a participação de UTE a gás natural na matriz elétrica. Nos 6º e 7º Leilões de energia nova foram adotados critérios diferenciados para permitir a participação privilegiada de novas unidades supridas por contratos flexíveis de GNL, o que, efetivamente, não ocorreu. A realidade fática evidenciou haver relativa insegurança dos empreendedores privados em investir em plantas de geração movidas a gás natural, talvez em função da própria instabilidade que a indústria desse combustível tem vivenciado nos últimos anos. A EPE informou que "a grande participação de térmicas a óleo combustível decorreu da não oferta de gás natural pelos fornecedores desse combustível, para os agentes que solicitaram cadastramento de suas termelétricas na época da realização do leilão" (fl. 577).

É imprescindível constatar, ainda, que há clara possibilidade de elevação dos custos da energia termelétrica produzida em decorrência do emprego sequencial de óleo combustível e GNL na matriz de geração. Essa observação, consentânea com o resultado inesperado dos leilões de energia nova, encontra fundamento nos próprios custos de operação das UTE a óleo e nas imprevisibilidades dos preços de gás natural nos contratos de suprimento via GNL, já que esses têm preços indexados no mercado internacional. Segundo dados da citada Enercons, só o volume de geração térmica a óleo contratado nos últimos leilões já poderá trazer, em 2009, um adicional da ordem de R\$ 7,5 bilhões para os consumidores brasileiros.

Por hora, faltam parâmetros para discussão mais aprofundada acerca da adequabilidade de utilização do ICB para ordenamento de térmicas para fins de leilão. Supondo, porém, que os níveis de participação de UTE a óleo combustível na matriz elétrica, alcançados com esses leilões de energia, estejam adequados ao almejado pelo planejador para o futuro próximo, em se sustentando parâmetros similares de "competitividade" das diversas fontes termelétricas, bem como mantendo-se a metodologia de ordenamento de térmicas convencionais para fins de

Termelétrica

Convencional 4,2 % 6,0 % 5,0 % 4,2 % 5,6 % 5,1 % 4,8 % 3,9 % 7,0 %

Participação

Termonuclear 1,7 % 4,4 % 4,0 % 3,7 % 3,0 % 2,5 % 3,3 % 2,8 % 3,0 %

Participação

Eólica e Outros - - - - 0,1 % 0,5 % 0,9 %

Já a Figura 10 ilustra o avanço da geração de energia hidrelétrica e termelétrica ao longo dos últimos anos.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 10 - Participação térmica na geração do Sistema Interligado Nacional, por origem hidrelétrica e termelétrica Fonte: Dados do ONS (Tabela 21)

Conforme comentado, as hidrelétricas têm alta participação na capacidade instalada brasileira. Além disso, também tem forte presença na energia efetivamente gerada. Em 2008, mais de 89 % da energia gerada teve origem naquela fonte. Nesse mesmo ano, a participação das termelétricas atingiu igual nível de participação observado em 2001. O gás natural, a energia nuclear e o carvão foram responsáveis pela geração de 4,9 %, 3 % e 1,4 %, respectivamente. O óleo diesel, o óleo combustível, as eólicas e as demais fontes, acrescidas da biomassa, geraram o correspondente, nessa ordem, a pouco mais que 0,4 %, 0,3 %, 0,1 % e 0,04 %.

Não obstante as usinas térmicas exerçam um papel coadjuvante na oferta interna de energia, a participação das mesmas na produção de energia dentro do sistema hidrotérmico brasileiro é pungente para a otimização dos recursos naturais e para a própria segurança energética. A geração termelétrica dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) é implementada por meio da ponderação continuada do custo de utilização ou armazenamento da água disponível nos reservatórios. Isso porque a operação do SIN prima por observar a manutenção de certos níveis de água nos grandes reservatórios. Como o SIN é preponderantemente hidráulico, é precipuamente com base na verificação dos níveis dos reservatórios, aliada à confecção de estudos prospectivos de hidrologia, que se definem os critérios aplicáveis para acionamento (despacho) das usinas térmicas.

A ordem de mérito definida para o despacho das usinas termelétricas dentro do SIN, em geral, toma por base o custo variável, vinculado ao preço do combustível utilizado na geração. Em virtude desse método, o Operador Nacional do Sistema costuma aplicar a sequência de despacho: usinas a gás natural, usinas a carvão mineral (parte da usina que tem flexibilidade para operação), usinas a óleo combustível e usinas a óleo diesel.

À luz dos dados apostos na Tabela 21, foram esquadrinhadas as informações referentes à geração térmica à base de gás natural no SIN no período de 2001 a 2008, com vistas a evidenciar a tendência (crescente) de utilização desse combustível pelo setor elétrico. A Figura 11 reproduz o total de energia elétrica gerada com gás natural, revelando o considerável aumento vivenciado em 2008, quando se atingiu o maior patamar da história.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 11 - Evolução histórica da geração à base de gás natural no SIN (em GWh)

Outro ponto de destaque, também a partir da interpretação da Tabela 21, é a grande quantidade de geração de energia térmica a óleo combustível e a óleo diesel registrada no último ano em relação ao ocorrido no período de 2003 a 2007. Segundo o ONS, a situação justificou-se em razão da necessidade de realizar despachos fora da ordem de mérito de custo no Sistema.

Das termelétricas convencionais operando no SIN com despacho centralizado, as movidas a gás natural responderam, em 2008, por aproximadamente 70 % da energia gerada, o que correspondeu a 45 % (23,0 TWh) de toda a energia não hidráulica gerada no mesmo período.

Dada essa representatividade, reputa-se que o papel desempenhado pelo setor de geração termelétrica a gás natural deve ser destacado para fins de avaliação da segurança energética nacional. O gás natural é considerado, internacionalmente, como uma fonte nobre de energia, já que, quando comparado às demais fontes fósseis, apresenta menores consequências ambientais danosas relacionadas ao efeito estufa. Defendem alguns especialistas que a utilização de gás natural na indústria de geração termelétrica deve ser percutientemente ponderada nas diretrizes e políticas setoriais.

Assim, ratifica-se a proposta (apresentada no parágrafo 219) de recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético.

3.2.5. Potência instalada e reservatórios de regularização

Em sistemas hidrotérmicos com significativa predominância de geração hidrelétrica, como é o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), o principal desafio é lidar com as incertezas associadas aos cenários hidrológicos futuros.

A expansão do SIN, principalmente a partir da década de 1960, baseou-se na implantação de usinas com reservatórios de regularização para o armazenamento de recursos energéticos a serem utilizados em períodos de hidrologia desfavorável, reduzindo com isso os riscos de não atendimento à carga futura e beneficiando o custo da energia produzida.

Além disso, a disponibilização de um parque térmico complementar, associado à implantação de reservatórios de regularização, objetiva reduzir de forma significativa os riscos do não atendimento à carga.

Dessa forma, foram implantadas usinas com reservatórios de regularização plurianual de modo que os estoques armazenados permitissem ao SIN suportar os cinco anos de hidrologia crítica, representados pelo período de 1951 a 1956.

A partir de 1985, entretanto, houve períodos de crescimento da potência instalada no SIN sem o correspondente aumento do volume útil total dos reservatórios (Figura 12). Esse fato acarretou uma redução gradativa da regularização plurianual, como pode ser verificado na Figura 13, que apresenta a relação entre a energia afluyente máxima aos reservatórios e a carga (EAR max / Carga), observada ou prevista no período de 2000 a 2012.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 12 - Evolução do volume útil e da potência instalada no SIN

Fonte: ONS (apresentação para o TCU, em 12/08/2008)

Figura 13 - Perda de regularização hidráulica no SIN

Fonte: ONS (apresentação para o TCU, em 12/08/2008)

O contínuo aumento da potência instalada no parque gerador hidráulico, sem a contrapartida de aumento proporcional nos volumes dos reservatórios, representa elevação do risco hidrológico, enfrentado pelo ONS com maior demanda da geração térmica em períodos de hidrologia desfavorável, com o consequente impacto ascendente no custo da energia produzida (ano 2007/2008 na Figura 13), com impacto negativo na modicidade tarifária.

O agravamento da perda de regularização dos reservatórios, prevista para os próximos anos, quando a geração hídrica já contratada entrará em operação, deve-se principalmente à implantação de restritos reservatórios em razão de questões ambientais. Tal problemática foi analisada pelo Tribunal no âmbito do Acórdão 2.164-P/2008, que recomendou ao MME que "9.2.7. adote os resultados do monitoramento sistemático da capacidade de reservação como uma das variáveis para a tomada de decisão no processo de planejamento".

As características da nova oferta de expansão predominantemente térmica (em razão da escassez de novos projetos hídricos e de dificuldades para licenciamento ambiental), usinas hidrelétricas com pequenos reservatórios (reduzida capacidade de regularização plurianual) e novas térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) elevado (despachadas somente a partir da caracterização de condições hidrológicas adversas) acarretam maior dependência dos períodos chuvosos e uso mais intenso de geração térmica. O despacho mais constante de térmicas, por sua vez, geram aumento no custo da energia produzida, conforme pode-se observar nas variações do Custo Marginal de Operação (CMO) no período de 2002 a 2008 (Figura 13).

3.2.6. O leilão de energia de reserva e o mercado de energia não regulado

Os leilões de energia de reserva para o Sistema Interligado Nacional (SIN) foram idealizados para aumentar a segurança e garantir o fornecimento de energia elétrica ao País, a partir de empreendimentos movidos à biomassa que ainda não haviam entrado em operação comercial (outras informações sobre os leilões de reserva estão disponíveis no Apêndice 5).

No leilão de 2008, foram comercializados 548 MW médios de energia assegurada para entrega a partir de 2009 (4,415 milhões de MWh) e fornecimento a partir de 2010 (64,473 milhões de MWh). A licitação adicionou ao todo 2.379 MW de potência no Sistema (pouco mais de 2 % da capacidade instalada).

O Decreto 6.353/2008 determina que todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva (aproximadamente R\$ 10,7 bilhões, em 2008) serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN mediante encargo específico pago mensalmente no âmbito de liquidação financeira, por intermédio de Encargo de Energia de Reserva (EER), de tal sorte que a energia de reserva seja contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE, não podendo constituir lastro para revenda de energia.

A energia de reserva, negociada no leilão ao preço médio de R\$ 58,84 por MWh, ao ser contabilizada no MCP, introduz uma energia barata no mercado (o preço médio da energia negociada para entrega a partir de 2010 supera os R\$ 90,00 - Figura 7), forçando o preço de liquidação de diferenças (PLD) para baixo. Isso só é possível devido ao Encargo de Energia de Reserva, custeado por todos os consumidores do Sistema Interligado.

O modelo atual induz as concessionárias de distribuição à contratação antecipada e de longo prazo ao introduzir penalidades pecuniárias em caso de subcontratação e, em contrapartida, admite a possibilidade de repasse para as tarifas dos seus consumidores dos custos de sobrecontratação até o limite de 3 % da carga verificada. As distribuidoras, portanto, vão ao mercado de curto prazo somente quando ocorrem fatos alheios a suas gestões que resultam em subcontratação (frustração da compra de energia nos leilões regulados por falta de oferta por parte dos geradores, atraso de obras de geração já contratadas e redistribuição de cotas de Itaipu) ou, ainda, como alerta a Aneel (fl. 540), na situação em que o PLD é inferior ao Custo Variável Unitário (CVU) dessas usinas. Isto é, elas pouco se expõem à volatilidade do PLD.

Já os consumidores livres têm liberdade para firmar contratos de curto e longo prazo nas quantidades que melhor lhe convierem e recorrem ao Mercado de Curto Prazo de forma muito mais frequente e significativa que as distribuidoras.

Assim, quando um consumidor livre com insuficiência de lastro adquirir energia no mercado de curto prazo, ele estará utilizando parte da energia de reserva custeada por todos os consumidores do Sistema.

Dado o exposto, sugere-se determinar ao MME, em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), informe ao Tribunal, no prazo de 90 dias, se os leilões de reserva são compatíveis com a segurança proporcionada ao sistema interligado, bem como se são isonômicos para com todos os agentes que dessa segurança se beneficiam.

3.3. A Regulação e a Fiscalização Setorial

No cenário pós-privatização, a regulação setorial, associada à fiscalização, tem sido atividade imprescindível para garantir um ambiente estável e economicamente atrativo aos investidores, preservando o interesse público.

Tradicionalmente, os modelos de regulação são por custo de serviço ou taxa de remuneração e por incentivos ou desempenho. O segundo modelo, adotado no Brasil, destaca-se por almejar a eficiência.

No caso do setor elétrico, tem-se primado pela regulação técnica e econômica a qual objetiva tanto estimular a expansão da geração e transmissão, como estabelecer parâmetros adequados para as atividades de operação do Sistema. Já no caso da indústria do gás, essa regulação, por mandato, tem-se dado mais fortemente na área técnica.

A regulação é uma atividade extremamente complexa, sendo que o acompanhamento do desempenho do regulador tem sido uma tônica das ações do TCU. Dessa forma, avaliações das ações de regulação e fiscalização são salutares para verificar se as Agências vêm cumprindo a função de zelar para que a operação do Sistema Interligado se desenvolva atendendo aos critérios estabelecidos para garantir a manutenção dos riscos de déficit dentro de patamares adequados (com eficiência) e mantendo a sustentabilidade dos recursos. A regulação no sentido amplo, no entanto, perpassa o papel das Agências Reguladoras e está intrinsecamente relacionada com aspectos de ordem legal e regulamentar.

Dada a amplitude da regulação setorial, foram realizadas análises localizadas de pontos balizares dessa atividade que serão descritas nesta seção.

Assim, as análises permitiram à equipe de auditoria inferir que são necessárias melhorias na legislação e regulação setorial para superar dificuldades no reconhecimento financeiro e comercial dos ganhos energéticos de repotenciação e modernização; há riscos de a renegociação dos contratos de "energia velha", assinados em 2005 e 2006, e o encerramento das concessões de geradoras, distribuidoras e transmissoras impactarem significativamente a modicidade tarifária e, até mesmo, a segurança do abastecimento; a expressiva desconstrução de energia que ocorreu entre 2003 e 2006 permitiu a migração da "energia velha" para o mercado livre, forçando o mercado cativo a assumir preço da energia nova; em 2007-2008, as termelétricas foram despachadas fora da ordem de mérito, sem justificativa técnica e sem respaldo legal; o rateio do encargo setorial relativo à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) é feito de forma desequilibrada entre consumidores de baixa e de alta tensão; a ineficiência do amparo normativo e fraca ingerência governamental sobre a indústria de gás natural; apesar de os acertos financeiros na exportação e importação de energia hidráulica não causarem prejuízos para o Brasil; fragilidades nos acordos firmados com os países vizinhos para intercâmbio de energia elétrica, tendo como uma das consequências a não devolução de energia elétrica pelo Uruguai no prazo acordado. Considerando, ainda, o contexto da segurança energética no País, com a ocorrência em 2001 de séria crise no abastecimento de energia, e o estado da arte da regulação setorial brasileira, identificaram-se algumas possíveis oportunidades de aprimoramento da regulação setorial, particularmente no que se refere a: inelasticidade da demanda frente ao aumento do encargo setorial relacionado com a segurança do Sistema; e ausência de obrigação para que geradores firmem contratos de fornecimento de energia.

3.3.1. Ganhos de repotenciação e de modernização de usinas hidrelétricas e seu reconhecimento financeiro e comercial

A Nota Técnica DEN 03/08 da EPE trouxe algumas críticas à inadequação dos atuais procedimentos de reconhecimento financeiro dos ganhos advindos de repotenciação e modernização (R&M), conforme indicam as contribuições da Associação Brasileira das Grandes

Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage) ao trabalho da EPE (anexo 5, fl. 66v. e fl. 79):

Há que se reconhecer ainda a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios se for o caso de se incentivar os investimentos em ações de R&M. Neste caso, uma das questões que recorrentemente tem sido colocada é o fato de não existir, na legislação atual, um reconhecimento financeiro e comercial dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina. Mesmo nos casos de repotenciação COM aumento de rendimento, tem-se observado dificuldades a serem superadas na revisão da energia assegurada da usina, como é o caso do projeto de R&M da UHE Capivara.

Além do reconhecimento do aumento de energia assegurada da usina, para os casos em que se demonstre o aumento do rendimento das unidades geradoras, e da regulamentação de sua comercialização, outro aperfeiçoamento que poderá estimular projetos de R&M é o reconhecimento do aumento de potência efetiva da usina e consequentemente de sua contribuição para o aumento da reserva de potência do SIN (grifos acrescidos).

Segundo o Ofício 157-AIN/Aneel, de 03/11/2008 (vol. principal 1, fls. 207/211), o único "incentivo" regulatório existente é a "desconsideração de indisponibilidades" de usinas com R&M (Resoluções Normativas da Aneel 688/2003, 160/2005, 169/2005 e 266/2007). No mesmo documento, a Agência reconhece a limitação legal imposta ao seu poder regulatório no que tange aos incentivos econômicos à R&M, afirmando que "demais incentivos como tratamento a ser dado ao ganho de energia assegurada não estão ao alcance da Agência".

Com efeito, a Lei 9.427/1996 (art. 26, inc. V, § 2º e 7º) atribui responsabilidade ao Poder Concedente, neste caso representado pelo MME, para observar a necessidade de acréscimos de capacidade de geração, "objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico", assegurando a participação do aproveitamento no mecanismo de realocação de energia (mitigação dos riscos hidrológicos).

As supostas lacunas na legislação inibem investimentos nas concessões, conforme apontado pela Abrage, contrariando o objetivo de otimizar o uso do potencial hidroenergético previsto no próprio marco legal. Uma das causas desse impasse pode ser a falta de articulação do MME, junto ao Poder Legislativo, para a submissão de projetos de Lei que visem a estimular economicamente as ações de R&M. Ao mesmo tempo, observa-se que os limites à ação regulatória da Aneel prejudicam a promoção do uso da energia de forma eficaz e eficiente (com viabilidade técnica, econômica e ambiental), em contraposição ao disposto no Decreto 2.335/1997 (art. 12, inc. III, e art. 15).

Diante do exposto, observa-se que o principal fator de desestímulo à implementação de projetos de R&M pode ser relacionado à falta de compensação financeira ao empreendedor/concessionário pelos ganhos trazidos ao Sistema. A situação é ainda mais grave se adotado o ponto de vista da Abrage, cujas críticas sobre as lacunas na legislação e regulação ressaltam que as ações de R&M não só deixam de trazer benefícios aos empreendedores, como podem acarretar aumentos nos pagamentos de encargos setoriais. Segundo a Nota Técnica DEN 03/08 (anexo 5, fl. 79v.), muitos encargos incidem sobre a potência instalada total da UHE. Portanto, em caso de repotenciação em determinada UHE, haveria o acréscimo de encargos, sem a contrapartida de aumento da receita (energia assegurada), causando "penalização" do agente gerador.

É necessário remover os obstáculos que impedem a realização dos objetivos expressos na Lei 8.987/1995 (art. 23, inc. V, e art. 29), quais sejam: suprir as necessidades de expansão do serviço por meio da modernização/ampliação dos equipamentos e das instalações

existentes, objetivando a conservação do potencial de geração.

Uma boa oportunidade para a discussão sobre os estímulos aos projetos de R&M pode ser o vencimento de várias concessões de geração, previsto para o ano de 2015. Tais concessões foram prorrogadas por 20 anos em 1995 (Lei 9.074/1995, art. 19 a 25). Segundo Girardi (2008), "em 2015 vencem e não há amparo legal para prorrogar, as concessões [...] de geração cujo vencimento ocorreu até o advento da Lei 9.074/1995, que também não foram privatizadas" (anexo 5, fls. 121/126). O autor também chama a atenção para alguns outros pontos importantes da questão:

- (i) "a Lei deve prever a hipótese e as condições de prorrogação das concessões";
- (ii) "prorrogar deve ser uma faculdade do Poder Concedente, não um direito adquirido do concessionário/ autorizado";
- (iii) "o ato que concede ou nega prorrogação deve sempre ser motivado, explicitando-se, em especial, os aspectos econômicos e sociais";
- (iv) "decreto regulamentar deverá explicitar as condicionantes legais e estabelecer os demais procedimentos necessários à prorrogação"; e
- (v) "a não prorrogação implica: reversão da concessão/bens vinculados; indenização de bens não amortizados; licitação para nova outorga".

Atualmente, tramita na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei 4.154/2008, do deputado Eduardo Valverde (PT/RO), que prorroga os prazos das concessões para geração anteriores à Lei 8.987/1995 por mais 15 anos.

Segundo Zimmermann apud Longo (2008), o grande desafio do grupo técnico que discute a situação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que vencem a partir de 2015 é definir se haverá inovações ou se serão seguidas as regras atuais (preveem a devolução das concessões para a União, a quem caberá promover leilão para escolher novos concessionários). No caso de inovações visando à renovação das concessões, seriam necessárias mudanças na legislação vigente. A polêmica em torno dessas concessões foi deflagrada no início de 2008 com o fracasso do leilão de privatização da Companhia Energética de São Paulo (Cesp), que foi atribuído ao fato de que duas das principais usinas da empresa, Jupia e Ilha Solteira, têm concessões que vencem em 2015. Zimmermann afirmou, ainda, que independente da solução adotada pelo Governo (prorrogar ou não), a intenção é fazer com que o novo contrato das usinas tenha uma redução no preço da energia, pois os investimentos de construções já foram amortizados.

Considerando a proximidade do vencimento das atuais concessões, independente da solução encontrada para a continuidade dos serviços (renovação ou nova licitação), há que se pensar em vantagens para o consumidor de energia. Além da almejada redução nos preços da energia, a execução de ações de R&M para aumento da eficiência e da capacidade de geração de UHE pode ser outro ponto a se considerar nas eventuais negociações, seja para a prorrogação, seja para nova licitação da concessão.

Diante do exposto, propõe-se recomendar ao MME que, em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos.

3.3.2. A renegociação dos contratos de "energia velha", assinados em 2005 e 2006, o encerramento das concessões de geradoras, distribuidoras e transmissoras, a modicidade tarifária e a segurança do abastecimento de energia elétrica

O vencimento dos contratos de comercialização da chamada "energia velha", leiloadas

em 2005 e 2006 sob a denominação "energia existente", num montante de 9.400 MW, conjugado com a possibilidade de destinação de parte dessa energia para o mercado livre, pode acarretar impactos sobre a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária dos consumidores cativos. Esses contratos de comercialização, efetivados a partir de 2005, com prazos médios de oito anos, vencem a partir de 2012.

Os resultados dos leilões, apresentados na Figura 7, demonstram a tendência de elevação do preço da energia comercializada nos últimos anos. Já o preço da "energia velha", produzida, em sua maioria, por hidrelétricas estatais, cujos investimentos já foram parcial ou totalmente amortizados, é naturalmente menor que o dos empreendimentos construídos recentemente e que ainda necessitam recuperar o investimento realizado.

Como essa energia contribui significativamente para a modicidade tarifária, a renegociação desses contratos é aguardada com enorme expectativa pelos agentes do setor.

Além disso, associada a tal renegociação há a questão da renovação das concessões de geradoras, distribuidoras e transmissoras de energia elétrica. Conforme dados levantados pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Castro, 2008a), "cerca de 22.000 MW de hidrelétricas devem ter a concessão encerrada a partir de 2015, sendo pelo menos 17.000 MW naquele ano. Além disso, 41 das 64 distribuidoras terão seus contratos de concessão vencidos. E, na área de transmissão, o fim dos contratos de concessão envolverá 73.000 km de linha".

A Lei 8.987/1995, art. 42, rezava que:

As concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor desta Lei consideram-se válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, observado o disposto no art. 43 desta Lei.

§ 1º Vencido o prazo de concessão, o poder concedente procederá a sua licitação, nos termos desta Lei [...].

Posteriormente, a Lei 9.074/1995, art. 19, dispôs que:

A União poderá, visando garantir a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, prorrogar, pelo prazo de até vinte anos, as concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei 8.987, de 1995, desde que requerida a prorrogação, pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina termelétrica [...].

Apesar de a Lei 8.947/1995 exigir o processo licitatório, atualmente sobre-existem diversas discussões entre os agentes setoriais acerca da conveniência e da modelagem de uma eventual renovação das concessões.

Do ponto de vista econômico, a indefinição das reais ações a serem adotadas com o vencimento das concessões gera importantes impactos nas decisões de investimento das empresas, pois a incerteza sobre seus retornos financeiros torna os empreendedores mais cautelosos. Além disso, poderá, igualmente, afetar a dinâmica de crescimento do setor, já que as decisões de investir em energia nova, ou seja, construção de novas usinas hidrelétricas, serão influenciadas pela alternativa de aquisição das usinas velhas cujas concessões não forem prorrogadas.

A disponibilização da energia dessas usinas hidrelétricas impacta diretamente as tarifas dos consumidores, sendo necessária decisão tempestiva e adequada à segurança, à eficiência e à sustentabilidade do sistema elétrico.

Assim, cabe sugerir que seja determinado ao MME informar ao Tribunal, no prazo de 180 dias, as ações que estão sendo adotadas em preparação para o vindouro vencimento das concessões de geração, distribuição e transmissão, particularmente quanto ao desenvolvimento de estudos pertinentes sob o enfoque jurídico, econômico-financeiro, risco de descontinuidade,

necessidade de repotenciação de usinas hidrelétricas, entre outros.

3.3.3. A descontratação de energia que ocorreu entre 2003 e 2006 e o mercado livre

A Lei 9.648/1998, art. 10, inc. I, determinou que, entre 2003 e 2006, os contratos iniciais das estatais deveriam ser descontratados 25 % por ano. O propósito dessa decisão era possibilitar o acesso de investidores privados (consumidores livres ou potencialmente livres) aos contratos das empresas estatais, já que elas detinham 80 % da oferta de energia hidrelétrica. Com isso, o excedente da produção das estatais foi colocado no mercado atacadista (Santos et alli, 2008).

Enquanto a descontratação possibilitou maior oferta de "energia velha" e barata para o mercado livre, para o cativo foi repassado o preço da expansão da geração de energia nova e térmica. É que parte dos contratos iniciais foram substituídos por térmicas pertencentes ao mesmo grupo das distribuidoras (self-dealing) com valores muito mais elevados que os dos contratos iniciais. Isso implicou aumento considerável na tarifa regulada.

Um exemplo é o caso da Companhia Energética de Pernambuco (Celpe) que contratou, para substituir contratos com preço em torno de R\$ 40 por MWh com a geradora federal Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), a Termopernambuco, sua coligada, por quase R\$ 150 por MWh. Essa estratégia também foi utilizada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), Bandeirante Energia (Bandeirante), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), Metropolitana Eletricidade de São Paulo (Eletropaulo) e Companhia Energética do Ceará (Coelce). Esses fatos foram observados durante as revisões tarifárias de 2003 e 2007, ou seja, os custos das compras de energia repassados aos consumidores cativos celebrados com empresas coligadas estavam muito acima do preço médio dos contratos decorrentes de licitações para atendimento ao ambiente regulado, bem como do próprio mercado de curto prazo.

O resultado desse tratamento para com a energia velha e as oportunidades que se abriram no mercado livre fez com que os grandes consumidores migrassem para o ambiente de contratação livre.

A Figura 14, compreendendo o período de 2003 a 2008, mostra que as tarifas do mercado cativo chegaram a ser 52 % maior que a do mercado livre. Ressalta-se que os valores da energia paga pelo mercado regulado foram obtidos a partir da média das compras de energia das concessionárias (componente da Parcela A dos processos de reajuste e revisão tarifária), disponibilizadas pela Aneel. Já os preços dos contratos livres foram obtidos em apresentação de Sauer (2008). No ano de 2005, os consumidores livres representavam cerca de 25 % do mercado e pagavam 52 % a menos pela energia (uma diferença de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões).

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Figura 14 - Tarifa regulada média (mercado cativo) versus preço de energia comercializada no mercado livre - Fonte: Aneel e Sauer (2008)

3.3.4. Punições previstas para coibir a negociação de energia sem lastro ou sem contrato no mercado livre

O parque hidrelétrico é projetado para garantir um suprimento firme mesmo em se verificando hidrologias adversas. Sendo preparado para situações desfavoráveis, na maioria dos casos é capaz de gerar muito mais energia que a chamada energia assegurada. Isso ocorreu, e ainda ocorre, porque a modelagem do sistema considera não a produção de energia, mas a posse de um certificado de energia assegurada.

Conceitualmente, a determinação da oferta global de energia, correspondente à energia assegurada do sistema (configuração de referência), se faz por meio da simulação estática da configuração hidrotérmica, com quatro subsistemas interligados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), empregando-se o modelo Newave.

Como o sistema deve ser operado sob o conceito de mínimo custo, compatibilizou-se o despacho econômico com a existência de agentes geradores que são concorrentes. Para atingir tal fim, a solução adotada foi criar um mercado atacadista em que as diferenças dos montantes de energia gerados e os contratos são liquidados por um preço definido pelo Custo Marginal de Operação.

Na maioria do tempo, as hidráulicas são obrigadas a gerar mais que seus contratos e vendem compulsoriamente a diferença no mercado atacadista.

Quando a parcela assegurada das hidráulicas está contratada com o mercado, esse excesso é chamado de energia secundária. Seus compradores, geralmente, são usinas térmicas que compram essa energia por um valor que é definido em função da lógica de operação do sistema. Quando há sobras nas hidrelétricas, o que se vende por valores irrisórios é energia assegurada.

Em 2003, o preço que, por exemplo, Furnas recebia era R\$ 4 por MWh gerado, pois esse era o valor da água que, naquele momento, sobrava. Mas, recebendo apenas R\$ 4 por MWh, Furnas gerava a energia que substituíra uma usina térmica, remunerada por mais de R\$ 100. Essa térmica, pela lógica operativa, não devia gerar, pois havia muita água e, por ter um certificado de energia, pôde ser contratada no lugar de Furnas, recebendo ao menos 25 vezes a mais para ficar desligada.

Faça essa modelagem, os preços de curto prazo no sistema brasileiro têm um viés de baixa, pois na maior parte do tempo, o parque hidrelétrico é capaz de gerar mais que a sua energia assegurada.

Essa característica pode induzir a um comportamento predatório no mercado de curto prazo com intermediários comprando energia no mercado de curto prazo e revendendo para consumidores livres.

É fato que esses intermediários se arriscam, entretanto, as chances de perdas são mínimas. Se essa prática ocorre continuamente, o sistema corre o risco de esvaziamento de suas reservas hídricas, já que há um efeito "carona" que atende a um mercado sem usina. Na prática, vende-se energia secundária como se assegurada fosse. O relacionamento entre térmicas e hidráulicas se faz nesse mercado e com esse perigo (D'Araújo, 2005).

As usinas térmicas flexíveis, à exceção de 2008 quando se operou numa perspectiva de diminuição de oferta, são pouco acionadas e estão compulsoriamente inseridas num processo em que é fácil estabelecer vantagens indevidas ao vender, por preços compatíveis com geração térmica, uma energia hidráulica, sem garantia, comprada a preços muito baixos.

O Decreto 5.163/2004 estabeleceu que o consumidor livre deve garantir o atendimento à totalidade da carga, seja por geração própria ou por meio de contratos registrados na CCEE. Essa obrigação é aferida mensalmente pela CCEE e, no caso de descumprimento, os agentes ficam sujeitos à aplicação de penalidades por insuficiência de cobertura de consumo e/ou de potência.

Não há exigência para com o consumidor livre quanto à garantia do suprimento por nenhum prazo, pois pode celebrar seus contratos pelo prazo que lhe convier. A comprovação de lastro só é exigida ao final de cada mês, sendo permitido aos agentes o registro de novos contratos até os primeiros dias do mês subsequente.

Tal possibilidade de operação totalmente no curto prazo ao mesmo tempo em que proporciona grande flexibilidade para os consumidores livres, pode provocar excessiva exposição dos agentes que operam baseados no PLD, causando risco de inadimplência.

No caso de falta de contrato ou lastro, a energia recebida pelo consumidor livre será contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo da CCEE ao PLD e ficará sujeito à multa,

definida como o maior valor entre o Valor de Referência e a média dos PLD.

Em cenários de excesso de oferta e baixos valores de PLD (situação que perdurou até o primeiro semestre de 2007, em que os preços variavam de R\$ 19 a R\$ 120 por kWh) muitos agentes optaram pela estratégia de contratar no curto prazo e ficar exposto ao PLD. Nesse período a inadimplência entre os agentes da CCEE era próxima de zero.

Posteriormente, a falta de chuvas provocou escassez da oferta de energia o que elevou o preço do PLD até o patamar de R\$ 500 por kWh. Os agentes que estavam sem lastro não conseguiram contratar no curto prazo e foram obrigados a despendar vultuosas quantias no processo de liquidação e pagamento de multas por falta de lastro (a multa ficou extremamente alta neste cenário). Tudo isso elevou a inadimplência para 8,51 %, até setembro de 2008, atingindo R\$ 32 milhões, de acordo com a CCEE.

Esses valores, contudo, ainda estão subestimados, pois vários inadimplentes com o Sistema estão, ainda que temporariamente, amparados por decisões judiciais que questionam o valor do PLD. De acordo com a CCEE, os valores envolvidos nesses processos são da ordem de R\$ 100 milhões e constituem prejuízo que é rateado por todo o Sistema.

Os mecanismos criados para evitar a especulação abusiva e trazer segurança para o Sistema Interligado Nacional, portanto, não são totalmente efetivos, pois, em momentos de baixo risco (alta oferta de energia), as penalidades se mostram desprezíveis frente aos ganhos auferidos por quem está excessivamente exposto ao curto prazo, comprometendo a capacidade de mitigar os riscos dessa exposição em momentos de baixa oferta de energia.

A Aneel, no entanto, em 10/09/2009, publicou a Resolução Normativa 376, que estabelece as condições para a contratação de energia pelos consumidores livres. Em especial, a Resolução explicita diversas regras para eventual inadimplência de consumidores na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Dessa forma, em princípio, não se fazem necessárias novas recomendações por parte da equipe de auditoria.

Os resultados da aplicação da Resolução 376/2009, no entanto, deverão ser avaliados por ocasião do monitoramento da deliberação a ser proferida pela Corte em exame a este relatório.

3.3.5. Possibilidade de coexistência de um consumidor nos ambientes de contratação livre e regulada

Desde a Lei 9.074/1995 (art. 15), é facultado aos consumidores com carga igual ou maior que 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, contratarem seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. Portanto, o atual modelo permite que os consumidores livres coexistam nos dois ambientes de contratação, podendo adquirir parte de sua energia no ambiente de contratação livre e parte de sua energia como cliente cativo de uma concessionária. Esses agentes são denominados consumidores parcialmente livres.

Deve-se atentar para a oportunidade que se abre para arbitragens entre as tarifas reguladas e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) por parte desses consumidores, uma vez que o montante de energia contratado no ambiente regulado não é pré-fixado com base no fator de carga histórico.

O tema em pauta foi discutido na Audiência Pública 036/2008 da Aneel (ainda não concluída), em que se destacaram as contribuições da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), que sugeriu a inclusão de regras específicas na nova resolução que irá regulamentar as condições de contratação no ACL.

Na ocasião, essa Associação sugeriu que o montante de energia contratado no ambiente regulado seja pré-fixado tendo por base o fator de carga histórico, sendo que o consumo em determinado período do consumidor cativo ou do potencialmente livre (atendido no ambiente regulado) que ultrapasse essa quantidade seja tratado ao preço do PLD ou por meio de contratos

livremente negociados.

Como pode decidir o quanto comprar de cada mercado, em tese, um consumidor parcialmente livre pode, em momentos de altos valores do PLD, comprar energia pela tarifa regulada mais barata e liquidar outros contratos bilaterais ou até mesmo energia originariamente pertencente ao mercado cativo pelo PLD. Dessa forma, esse agente pode, indiretamente, negociar energia no mercado, auferindo lucros e trazendo prejuízo às concessionárias e aos consumidores cativos.

Esse cenário, no entanto, foi modificado face à publicação da Resolução Normativa 376/2009 da Aneel, que detalha regras para as relações comerciais de consumidores livres e dos parcialmente livres, o que inclui, neste caso, a necessidade de celebração de Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER). A exigência do CCER para os consumidores parcialmente livres deve alterar, portanto, evitar a utilização de mecanismos diversos que prejudiquem o mercado cativo. Assim, não se fazem necessárias novas recomendações por parte da equipe de auditoria.

Ratifica-se, ainda, que os resultados da aplicação da Resolução 376/2009 deverão ser avaliados por ocasião do monitoramento

da deliberação a ser proferida pela Corte em exame a este relatório.

3.3.6. Despacho de termelétricas fora da ordem de mérito

A Resolução 109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e de despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica. Uma dessas diretrizes é a curva bianual de segurança, também denominada "Curva de Aversão ao Risco". Conforme comentado, essa curva representa a evolução, ao longo do período, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios interregionais e carga, e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), nas suas atividades de apuração e cálculo para liquidação da energia comercializada, utiliza-se dos modelos computacionais Newave e Decomp para estimativa do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Conforme descrito (parágrafo 389), o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) representa o preço a ser utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo, com periodicidade máxima semanal e tem por base o Custo Marginal de Operação, limitado por preços-teto mínimo e máximo vigente para cada período de apuração e para cada submercado (Resolução GCE 109/2002).

O PLD funciona como um sinal econômico para os agentes e deve ser coerente, sempre que possível, com as decisões operativas. Desde que foi instituído o mercado livre de energia, o PLD havia chegado ao teto uma única vez durante o racionamento de energia, entre 2001 e 2002, quando atingiu quase R\$ 685 por MWh. Após o racionamento, o valor chegou a ser de apenas R\$ 4 por MWh em todos os submercados.

A crescente redução das sobras por conta da elevação da demanda, no pós 2001, e a retirada das térmicas a gás da fila de despacho da operação, entre outros fatores, resultaram na elevação progressiva dos preços de curto prazo (em especial no período seco), cujo ápice se deu no mês de janeiro de 2008. O PLD no submercado Sudeste/Centro-Oeste, entre 27/12/2007 e 04/01/2008, atingiu o valor de R\$ 247,01 por MWh, na semana seguinte, passou para R\$ 475,53 por MWh e entre os dias 12 e 18/01/2008 atingiu o valor-teto.

Dado o atraso no início das chuvas no período úmido em 2007 (no submercado Sudeste/Centro-Oeste, o nível de armazenamento atingiu a curva de aversão ao risco), o Conselho

Nacional de Política Energética (CNPE) entendeu que poderia haver um comprometimento da segurança energética do País e expediu a Resolução 08, de 20/12/2007, que levou ao acionamento praticamente de toda a base térmica. A operação nesses moldes não obedeceu à ordem de mérito em que estão classificadas as fontes de geração para entrada em operação no SIN. As térmicas despachadas em caráter emergencial não entraram na formação do PLD e estão sendo custeadas por meio de encargos.

A Resolução 08/2007 do CNPE foi expedida respaldando a decisão tomada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em dezembro de 2007, de despachar as termelétricas fora da ordem de mérito econômico. Ressalte-se que, em 15 de dezembro daquele ano, antes, portanto, da emissão dessa Resolução, a UTE Camaçari já havia entrado em operação fora da ordem de mérito.

A metodologia utilizada pelo ONS, até então, obedecia à ordem de mérito, ou seja, por meio dos modelos de otimização, Newave e Decomp, calculava-se o Custo Marginal de Operação (CMO) e, a não ser por questões operacionais, somente eram despachadas as usinas com custos inferiores a esse valor.

O acionamento de praticamente toda a base térmica no início do período úmido 2007/2008 decorreu da situação de armazenamento dos reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste (48,20 % no final de novembro) e, especialmente, do submercado Nordeste (29,35 % no final de novembro), combinado com o atraso no início das chuvas e do consequente temor de um novo racionamento.

Embora as chuvas de final de janeiro já houvessem afastado o risco de racionamento, todas as térmicas permaneceram ligadas até a 58ª Reunião do CMSE, realizada no dia 05/05/2008, quando os membros do Comitê deliberaram pelo desligamento das térmicas a óleo diesel e combustível, cujos custos operativos são bastante elevados, e pela manutenção do despacho das usinas a gás natural e carvão mineral.

Vale lembrar que os custos do acionamento suplementar da base térmica por decisão do CMSE não são remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), uma vez que os custos de geração dessas usinas térmicas são superiores ao mercado de curto prazo, mas pelo Custo Variável Unitário (CVU). O custo adicional do despacho, dado pela diferença entre o CVU e o PLD é rateado por todos os consumidores mediante o Encargo de Serviços do Sistema por razão de Segurança Energética.

Ressalte-se que, quanto menor o valor do PLD, maior será o custo adicional transferido para os consumidores. Assim, com a progressiva recuperação dos reservatórios, os PLD médios reduziram-se e os custos transferidos aos consumidores aumentaram até abril, quando houve uma redução na energia gerada pelas térmicas, e maio, quando as térmicas a óleo foram desligadas. O valor do encargo contabilizado até dezembro de 2008 alcançou o total de R\$ 2,27 bilhões, conforme pode ser verificado na Tabela 22. A decisão pela operação fora de mérito, o despacho intenso e as chuvas levaram o PLD quatro meses depois da publicação da Resolução 08//2007 ao piso de R\$ 15,47 por MWh.

A decisão do CMSE de despachar fora da ordem de mérito, contrariando as indicações dos modelos computacionais de otimização energética, que já consideram riscos de racionamento e já havia, em 2002, incorporado a Curva de Aversão ao Risco (CAR), indica que os órgãos governamentais (MME, Aneel, ANP, EPE) e os agentes (ONS e CCEE) que têm assento no CMSE não seguem plenamente o modelo de despacho então em vigor.

O ONS propôs recentemente nova mudança nos procedimentos operativos, detalhada em sua Nota Técnica 059/2008 e utilizada de maneira experimental em 2008 (em Audiência Pública). A proposta do ONS, simplificada, é gerar energia térmica o suficiente para atingir

ao final de novembro de cada ano (início da estação chuvosa) níveis de armazenamento considerados seguros para o ano seguinte (53 % no SE e 35 % no NE).

A referida Nota Técnica é uma tentativa de estabelecer critérios para o despacho de geração térmica por segurança energética. A metodologia procura compensar as novas características do parque hidrotérmico brasileiro que, talvez, não estejam tão bem representadas nos modelos de otimização vigentes, com reduzida capacidade de regularização dos reservatórios e novas térmicas com CVU elevado (despachadas somente a partir da caracterização de condições hidrológicas adversas).

Esse despacho adicional de energia térmica, embora a favor da segurança do sistema, representa elevado ônus para os consumidores, sejam eles livres ou cativos, cuja análise acerca do custo-benefício, durante o ano de 2008, não foi identificada pela equipe de auditoria nas atas de reunião do CMSE.

Outra questão acerca desse despacho adicional se refere ao fato de que não foi divulgado o estudo técnico do ONS que respaldasse a decisão do CMSE, conforme previsto na Resolução 08/2007 do CNPE, art. 2º, parágrafo único. Além disso, a falta de publicidade das atas que embasam as decisões do Comitê contraria os objetivos dos procedimentos de rede adotados pelo ONS que, entre outros, é de legitimar e dar transparência ao planejamento e à programação da operação do SIN.

Tabela 22 - Valores do Encargo de Serviços de Sistema por razões de segurança energética (dezembro de 2007 a dezembro de 2008)

Mês R\$ Milhões Preço Médio do PLD (R\$/MWh)

Submercado SE/CO S NE N

Dez 2007 22,11 204,93 204,93 204,93 204,93

Jan 2008 34,90 502,45 502,45 497,61 502,45

Fev 2008 264,30 200,42 200,65 214,37 200,43

Mar 2008 445,73 124,70 127,41 123,24 117,67

Abr 2008 305,28 68,80 72,12 71,92 50,97

Mai 2008 207,81 34,18 34,19 34,42 27,61

Jun 2008 168,41 76,20 76,20 75,34 75,34

Jul 2008 123,87 108,42 108,42 108,42 108,42

Ago 2008 135,72 102,79 101,21 102,79 102,79

Set 2008 115,59 109,93 109,40 109,91 109,93

Out 2008 157,37 92,43 92,17 92,43 92,43

Nov 2008 105,59 106,14 93,77 106,14 106,14

Dez 2008 180,36 96,97 96,93 96,97 96,97

Total 2.267,04 Fonte: CCEE (www.ccee.gov.br e e-mail de 05/02/2009, anexo 5, fls.

62/63)

A falta de publicidade das atas que embasam as decisões do CMSE contraria também o princípio da publicidade, expressamente previsto na Constituição de 1988, art. 37, caput, que impõe a transparência na atividade administrativa exatamente para que os administrados possam conferir se está sendo bem ou mal conduzida. A Lei 9.784, de 29/01/1999, que disciplina o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal, art. 2º e 50, prevê a motivação dos atos administrativos como um de seus princípios.

Quanto ao modelo de despacho em vigor, a Aneel, em resposta ao Ofício de Requisição 05-370/2008, informou que "está em fase final de análise pela Agência processo de licitação internacional para contratação de empresa para desenvolvimento de metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo (programa espelho ao modelo Newave)".

Assim, com referência à questão das térmicas despachadas fora da ordem de mérito, propõe-se seja determinado ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, em observação à Lei 9.784/1999, art. 2º e 50, divulgue as atas das reuniões do CMSE tempestivamente, bem como apresente os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008.

Ademais, propõe-se determinar à Aneel que, no prazo de 180 dias, informe o Tribunal acerca dos resultados dos estudos de definição de metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo.

3.3.7. Inadimplência dos consumidores livres e impactos sobre mercado regulado

Os consumidores livres, apesar de poderem comprar energia de qualquer comercializador, gerador ou autorizado, estão, na maioria das vezes, fisicamente conectados ao sistema de distribuição de concessionárias de energia elétrica. Portanto, firmam contratos de uso dos sistemas de distribuição (CUSD) independentemente dos contratos de fornecimento de energia.

Os contratos de compra de energia são liquidados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em casos de inadimplência perante essa Câmara, seja por não depositar as garantias necessárias, seja por falta de pagamento ou mesmo por descumprimento de qualquer outra obrigação, o consumidor pode ser desligado como membro da CCEE e, conseqüentemente, perde o direito de negociar a compra/venda de energia no mercado livre.

O desligamento como membro da CCEE, contudo, faz com que a carga do consumidor livre automaticamente se agregue à carga da distribuidora na qual ele fisicamente se conecta. Como não é faturado pela distribuidora (pois não existe um contrato de fornecimento de energia), a sua carga passa imediatamente a representar perdas comerciais, repercutindo sobre as tarifas dos demais consumidores cativos.

A concessionária de distribuição, por sua vez, não pode desconectar esse consumidor, pois está adimplente com seus contratos de uso do sistema de distribuição.

Na Audiência Pública Aneel 036/2008, a Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee) discorreu sobre a inadimplência de consumidor livre (ou de qualquer outro agente) perante a CCEE.

Após colher contribuições nessa Audiência, a Aneel publicou a Resolução Normativa 376/2009 (estabelece as condições para a contratação de energia pelos consumidores livres), que explicita regras para eventual inadimplência de consumidores livres na CCEE. Portanto, não se fazem necessárias novas recomendações por parte da equipe de auditoria.

Os resultados da aplicação da Resolução 376/2009 serão avaliados por ocasião do monitoramento da deliberação a ser proferido pelo Tribunal em exame a este relatório.

3.3.8. Encargos setoriais

Em 2008, os encargos do setor elétrico somaram aproximadamente R\$ 7,8 bilhões, excluindo o Encargo de Serviços de Sistema por razão de segurança energética (cerca de 2,27 bilhões), e são cobrados de todos os consumidores do Sistema, independente do ambiente de contratação em que estão inseridos. O rateio desses valores entre os diferentes consumidores é feito a partir da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE), de acordo com o seu consumo, seguindo os critérios definidos na Resolução Aneel 166, de 10/10/2005. A Tabela 23 resume como é calculado o rateio dos principais encargos, bem como apresenta o valor desses encargos estimados pela Agência para 2008.

Como regra geral, os encargos são divididos entre os consumidores de duas formas: proporcional à energia consumida (em R\$/kWh, denominado "forma selo") ou de acordo com a faixa de tensão em que estão inseridos (os maiores pagam proporcionalmente menos).

A lógica por trás desses mecanismos de rateio reside no fato de que alguns encargos devem ser igualmente divididos por todos os consumidores do Sistema, enquanto outros devem considerar os ganhos de escala dos grandes consumidores. O critério de decisão sobre a forma de rateio deve ser ponderado em relação à natureza de cada encargo.

Ao se analisar todos os encargos, sua destinação, forma de cálculo e forma de rateio entre os consumidores, concluiu-se que, no que tange aos dois ambientes de contratação, não há distinção entre os diferentes consumidores, o que faz todo sentido. Além disso, a metodologia de rateio, ponderando a natureza de cada encargo, entre os diferentes consumidores é feita de forma isonômica, com exceção do encargo relativo à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D).

O P&D foi criado pela Lei 9.991, de 24/07/2000, a qual estabelece que as concessionárias são obrigadas a aplicar anualmente parte de suas receitas em pesquisa no setor elétrico e em programas de eficiência energética, sendo o rateio desses custos feito de acordo com a faixa de tensão dos consumidores (proporcionalmente, alguns consumidores pagarão mais que outros).

As referidas pesquisas e programas beneficiam, em princípio, todos os consumidores de forma indiscriminada e, portanto, não há motivo para que o citado encargo seja rateado de forma desproporcional entre os diferentes consumidores. Nesse caso, não há que se falar em ganho de escala.

Tabela 23 - Principais encargos

Encargo	Descrição	Forma de rateio	Valor em 2008 (R\$ em milhões)
RGR	Prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço (corresponde a 2,5 % dos investimentos efetuados pela concessionária)	proporcional a energia consumida (selo)	706
TFSEE	Cobrir os gastos da Aneel (equivale a 0,5 % da receita da concessionária)	de acordo com a faixa de tensão	177
CCC	Rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração termoeletrica fora do SIN (valor anual definido pela Aneel e rateado de acordo com o mercado de cada distribuidora)	proporcional a energia consumida (selo)	2.682
CDE	Prover recursos para desenvolvimento energético dos estados, incentivar a competitividade da energia de fontes incentivadas e promover a universalização (quotas anuais divididas entre todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final)	proporcional a energia consumida (selo)	2.323
PROINFA	Aumentar a participação de fontes incentivadas (os custos são rateados entre todos os consumidores ligados ao SIN)	proporcional a energia consumida (selo)	792
ESS	Encargos para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN (rateado entre todos os consumidores do Sistema). Subdivide-se em Encargo de Serviços de Restrição e Transmissão e Encargos de Serviços Ancilares	proporcional a energia consumida (selo)	486
P&D	Distribuidores de energia elétrica têm que aplicar, no mínimo, 0,75 % da receita em pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico e 0,25 % em programas de eficiência energética.	de acordo com a faixa de tensão	666
ONS	Custeio de atividades do ONS de acordo com a faixa de tensão		3

Fonte: Aneel (oriundos de processos de revisão tarifária)

Portanto, sugere-se seja recomendado à Aneel que ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de

energia (forma selo).

3.3.9. Amparo normativo e gerência governamental sobre a indústria de gás natural

Como já mencionado em pontos anteriores, o arcabouço jurídico positivado concernente ao gás natural limitava-se aos dispositivos constitucionais e à Lei 9.478/1997, editada com dispositivos específicos para o mercado de petróleo, sem dedicar tratamento próprio para as peculiaridades do gás natural. Sob a égide da Lei do Gás (Lei 11.909/2009), espera-se inaugurar nova era na indústria nacional do combustível, com a definição de um marco normativo capaz de preencher as lacunas então vigentes no setor gasífero.

Concentrando mais de 95 % das importações, a Petrobras sujeita o mercado ao seu total alvedrio, uma vez que estatui os critérios de contratação e as condições aplicáveis para o consumo.

No que tange ao preço do gás, a única regulação existente é sobre as usinas termelétricas contempladas pelo Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), cujos valores aplicáveis, muito embora visivelmente defasados, são fixados em Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (MME/MF). Para o restante do mercado, as tarifas são livremente acordadas pelas partes, conduzindo a grandes disparidades decorrentes da pluralidade de regulamentos estaduais para o setor de distribuição.

No que se refere ao gás importado, não há qualquer regulamentação aplicável, sendo os preços livremente negociados entre as partes, competindo à ANP tão somente a arbitragem de eventuais conflitos e, até a publicação da Lei 11.909/2009, a autorização para o exercício da atividade de importação de gás natural. Com o advento dessa Lei, coube ao MME a responsabilidade pela autorização da importação de gás natural. Conforme esclarecimento da ANP, os preços do gás importado são estabelecidos em contratos de compra e venda interpartes, não cabendo qualquer interferência por parte dessa Agência ou de outra instância em nível federal (fl. 553). Ao órgão regulador é concedido "apenas fixar os valores e a forma de pagamento da remuneração ao titular das instalações de transporte e terminais marítimos na hipótese de não existir acordo entre as partes, em casos de acessos de terceiros" (fl. 554).

A existência de uma miríade de regulamentos estaduais para o setor de distribuição, aliada às disparidades regionais da indústria, tornam complexa a tentativa de unificação do processo e dos instrumentos regulatórios utilizados. Tal estrutura normativa tem gerado insegurança aos novos investidores privados e coibido a expansão da indústria nacional de gás natural.

Tal fato poderia ser derogado por meio de uma atuação governamental mais presente, propondo um planejamento setorial que garanta regras estáveis para os novos empreendedores e forneça credibilidade ao processo de conversão das plantas de alimentação de combustíveis líquidos para as de gás natural. Como já enfatizado, todo o planejamento para o setor tem sido decidido e executado pela Petrobras, inexistindo políticas federais verticalizadas para o uso racionalizado do combustível, seja para geração de energia elétrica, seja em outras destinações.

Anote-se que, embora os programas sejam de iniciativa da estatal, os mesmos obtêm, de certa forma, respaldo governamental, como ocorreu, exempli gratia, com o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, que foi aprovado pelo CMSE. O aludido Programa destinou-se a apoiar o crescimento da demanda de gás, por interesse da Petrobras, voltado inteiramente para uma visão de custo-benefício de seu mercado.

Esse Programa mostrou-se eficiente, porém não sustentável. O incentivo à utilização do gás natural gerou a demanda firme objetivada pela Petrobras; contudo, a conjuntura mais recente do setor elétrico evidenciou a incapacidade de suprimento concomitante de toda a

demanda instalada, tendo em vista as requisições variáveis do parque termelétrico de geração de energia elétrica. Para contornar parte dessa situação, a Petrobras tem dispensado apoio à indústria para a reconstrução das tancagens de óleo combustível e a conversão das plantas de alimentação, a fim de permitir a utilização flexível de dois combustíveis (óleo e gás).

Mesmo assim, os consumidores que foram incentivados a promover a adaptação de suas máquinas para o recebimento do gás natural têm sido surpreendidos por uma redução drástica dos prazos de duração dos contratos de suprimento, inclusive com possibilidade de regressões dos volumes fornecidos. Os grandes industriais ainda conseguem manter algumas das condições anteriormente estabelecidas, em face da força que são capazes de exercer sobre o mercado; já os pequenos consumidores (residencial e veicular) têm arcado com pesadas elevações no custo do combustível, que já não se mostra competitivo, em alguns Estados, com os combustíveis substitutos equivalentes, como o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o álcool.

Assim, a falta de planejamento central sobre o setor tem submetido os consumidores ao arbítrio dos programas desenvolvidos pela Petrobras que, embora deficientes, constituem-se nas únicas ações adotadas em caráter nacional para fomentar o desenvolvimento da indústria nacional de gás natural.

Indefinição sobre Planos de Contingência Perante Eventuais Desabastecimentos

Tampouco existem diretrizes governamentais sobre os planos de contingência a serem adotados perante eventuais supressões de oferta de gás natural.

Como a Petrobras responde pelo suprimento tanto do ponto de vista da extração e produção nacional, como da importação, esta Empresa vinha traçando os cenários a serem eventualmente acompanhados.

Com a edição da Lei 11.909/2009, já há a previsão legal de desenvolvimento de Plano de Contingência para o suprimento de gás natural cuja atribuição para elaboração, implementação e acompanhamento cabe ao Comitê de Contingenciamento, a ser coordenado pelo MME. Já a coordenação da movimentação de gás natural na rede de transporte do País, por ocasião de eventos de contingências, cabe à ANP. Até a regulamentação do novo marco legal, no entanto, permanece sem definição qualquer ordem de mérito a ser adotada na superveniência de acontecimentos imprevisíveis que acarretem supressões de oferta.

Dado o exposto, ratifica-se a proposta (apresentada no parágrafo 219) de recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético.

3.3.10. Resultados financeiros decorrentes da exportação e importação de energia

Desde 1984, o Brasil realiza intercâmbios de energia elétrica com os países vizinhos, mediante Tratados, Acordos e Memorandos, cujo início se deu, de forma efetiva, com o Paraguai a partir da inauguração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Mais recentemente, também se registram intercâmbios com o Uruguai, a Argentina, a Venezuela e a Bolívia.

As Tabelas 24 e 25 indicam o quantitativo de energia elétrica exportada e importada pelo País a partir de 2004.

Tabela 24 - Exportação de energia elétrica, por país (MWmédio)

Ano Argentina Uruguai Total

2004 249,71 54,23 303,94

2005 185,30 44,63 229,93

2006 405,75 41,30 447,05

2007 655,15 42,71 697,86

2008 457,57 33,90 491,47

Fonte: Manual CCEE - Exportação de Energia Argentina e Uruguai (anexo 1, fls. 13/23)

Obs: A Bolívia não foi mencionada, porque os valores transacionados eram insignificantes e se restringiam somente ao ano de 2007

Tabela 25 - Importação de energia elétrica, por país (MWmédio)

Ano Argentinaa Uruguai b Paraguai c Venezuelad Total

2004 - - 4.353,42 52,83 4.406,25

2005 - - 4.253,32 55,35 4.308,67

2006 - - 4.429,14 57,23 4.486,37

2007 - - 4.291,21 59,99 4.351,20

2008 329,47 8,79 4.486,82 61,02 4.547,84

Fonte: (a) Boletim do ONS de fechamento do saldo de exportação/importação de energia para a Argentina (anexo 5, fl. 54); (b) Carta 03036/2008 da CCEE (vol. principal 1, fls. 291/292); (c) Ofício CTA-PRA 009 da Eletrobrás, de 05/02/2009 (vol. principal 1, fls. 305); (d) Gerência do Centro de Informação e Análises de Transmissão (Coti) da Eletronorte (anexo 5, fls. 59/60)

Verifica-se que o quantitativo anual de energia exportada pelo País, quando comparado ao total gerado (cerca de 50.000 MWmédios em 2008), é pequeno em termos percentuais (0,98 %). No entanto, eventuais falhas na gestão e/ou ausência de dispositivos adequados para garantir o cumprimento dos contratos de intercâmbio de energia podem acarretar danos diversos para o mercado brasileiro de energia (como elevação dos riscos de déficit e alteração do Preço de Liquidação de Diferenças-PLD no mercado de curto prazo).

O envio de energia elétrica à Argentina e ao Uruguai, até 2007, era basicamente de energia térmica não devolvível e não necessária ao atendimento das necessidades brasileiras. O preço do MW negociado era o do custo da geração de cada produtor. Para o exercício de 2008, parte da energia exportada continuou sendo térmica (também não devolvível). O preço do MW exigido na transação, no entanto, passou a ser um valor acima do praticado no mercado interno, fruto de negociação entre os agentes exportadores e importadores.

O fato de se exportar energia térmica a preços convidativos aos geradores não traz risco de desabastecimento interno, porque a quantidade de energia é pequena, oriunda de geradores ociosos e não necessária ao abastecimento do País. Tratando-se de geração térmica, apesar de os danos do ponto de vista ambiental serem, predominantemente, globais (efeito estufa), caso sejam estabelecidas metas de emissão de gás carbônico para todos os países, o Brasil precisará avaliar o custo-benefício desse tipo de transação.

Outra parte exportada, no entanto, passou a ser hidráulica, necessária ao atendimento do SIN, cuja remessa da energia ocorreria entre os meses de maio e agosto, até o montante de 500 MW e devolução obrigatória entre os meses de setembro e novembro do mesmo ano. A valoração da energia seria com base no PLD.

As Resoluções 03/2008 e 05/2008 do CNPE traçavam diretrizes para exportação de energia elétrica (hidráulica) interruptível em 2008, em caráter excepcional, para a Argentina e o Uruguai, respectivamente, e estabeleciam que os montantes de energia supridos deveriam ser integralmente devolvidos no período de setembro a novembro do mesmo ano.

Em seu art. 5º, a Resolução 03/2008 estabeleceu que ao final do processo de devolução da referida energia, eventual saldo financeiro positivo (diferença entre os recursos obtidos na importação e exportação de energia) seria destinado à liquidação das diferenças

financeiras por variação cambial decorrentes dos processos de suprimento de exportação de energia, relativos ao ano de 2004, aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e à remuneração dos ativos relacionados ao Sistema de Transmissão de Garabi. Já o art. 5º da Resolução 05/2008 dispôs que eventual saldo seria destinado aos participantes do MRE.

A Aneel, ao disciplinar a energia importada da Argentina (Resolução 319/2008, art. 7º e parágrafos) e do Uruguai (Resolução 327/2008, art. 6º e parágrafos), definiu que o saldo positivo das mencionadas transações seria destinado exclusivamente aos agentes participantes do MRE, na proporção de suas energias alocadas totais no período de exportação. Disciplinou, ainda, que a CCEE deveria apurar o montante de recursos para cada agente do MRE e incluí-lo no Sistema de Contabilização e Liquidação. Quando o saldo for negativo (entre os recursos obtidos na importação e exportação), nenhuma compensação caberá ao país suprido.

Em atendimento a tais dispositivos, a CCEE calculou o saldo financeiro para as transações de energia elétrica hidráulica realizadas com a Argentina, cuja devolução final ocorreu em setembro de 2008.

Tabela 26 - Quantitativos de energia exportada e importada entre o Brasil e a Argentina, em 2008, e balanço financeiro

Exportação	Importação	Saldo - R\$ (importação menos exportação)
Mês	Quantidade de energia hidráulica (MWh)	Recursos obtidos (R\$)
Mês	Quantidade de energia (MWh)	Recursos obtidos (R\$)
Maio	85.541,83	4.310.464
Julho	357.634,84	36.459.602
Junho	370.399,39	28.209.326
Agosto	139.759,58	10.105.828
Julho	170.385,10	19.712.756
Setembro	230.313,32	25.212.637
Agosto	101.381,44	13.801.008
- - -		
Total	727.707,75	66.033.555 - 727.707,75 71.778.067 5.744.512

Fonte: (a) ONS (anexo 5, fl. 54) e (b) CCEE (www.ccee.org.br)

Assim, conforme Tabela 26, para a exportação de 727.707,75 MWh entre maio e agosto de 2008 (329,47 MW médios), valorada pelos respectivos PLD semanais, houve uma receita de R\$ 66.033.555. Na devolução da energia pela Argentina, entre julho e setembro, houve importação da mesma quantidade de energia, que, valorada pelos correspondentes PLD, resultou numa receita interna de R\$ 71.778.067, da qual R\$ 66.033.555 foi remetido à Argentina para pagamento da energia e R\$ 5.744.512 rateado entre os agentes participantes do MRE, na proporção de suas exportações.

Em outras palavras, mesmo a energia importada da Argentina valendo R\$ 71.778.067, aquela nação somente recebeu o valor que o Brasil auferiu quando da realização das exportações, R\$ 66.033.555, o que não gerou prejuízos em divisas ao País.

Se, hipoteticamente, o Brasil, após ter recebido R\$ 66.033.555 pela energia exportada, tivesse valorado a energia devolvida em R\$ 50.000.000, ainda teria um saldo negativo de R\$ 16.033.555. Nesse caso, o País repassaria à Argentina somente R\$ 50.000.000. A mesma regra vale para o Uruguai.

Assim, conclui-se que o intercâmbio de energia do Brasil com a Argentina e o Uruguai não são prejudiciais ao País financeiramente, porque nunca foi repassado mais divisas que o recebido, além disso, devolvida em conformidade com os períodos previstos em contrato, essa energia não influencia na formação do PLD já que a exportação não é considerada na sua formação.

No que tange à importação, observa-se que o quantitativo envolvido é significativo,

correspondendo a mais de 9 % do total gerado no País, em razão, principalmente, da aquisição da energia cabível ao Paraguai, gerada pela UHE Itaipu. O fornecimento é contínuo e seguro devido às disposições do Tratado assinado pelas partes em 1973. O preço dessa energia é definido em fórmulas constantes do referido documento, o qual correspondia, em 2008, a US\$ 45,33 por MWh, conforme CTA-PRA 009 da Eletrobrás, de 05/02/2009 (vol. principal 1, fl. 305).

Em menor escala, as importações provenientes da Venezuela abastecem permanentemente a cidade de Boa Vista, capital de Roraima, com 61,02 MW médios, conforme planilha da Gerência do Centro de Informação e Análise da Transmissão (Coti) da Eletronorte (fls. 59/60, anexo 5).

3.3.11. Os acordos internacionais para intercâmbio de energia elétrica

O intercâmbio de energia elétrica com os países vizinhos, normalmente é realizado mediante Acordos e/ou Memorandos (à exceção de Itaipu, realizado por meio de Tratado Internacional).

Argentina

O intercâmbio de energia elétrica com a Argentina, iniciou-se com a assinatura de Memorando de Entendimento, em 13/08/1997, que resultou na abertura de procedimento licitatório para aquisição de energia elétrica proveniente daquele País. O certame foi vencido pela Companhia de Interconexão Energética (Cien) que construiu duas estações conversoras na fronteira com a Argentina, denominadas Garabi I e II, por onde a energia chegava ao Brasil.

Após vários anos de comercialização, a importação de 2.000 MW anuais pelo Brasil foi, em 2005, suspensa em virtude da crise energética pela qual passava a Argentina. A suspensão afetou a oferta de energia no País, as perspectivas de retorno financeiro dos investimentos realizados pela empresa, bem como os compromissos (contratos) assumidos pelas distribuidoras de energia do Brasil com a energia oriunda daquela Companhia.

Devido a essa situação, em 09/12/2005, foi firmado um Acordo de Entendimento entre os dois países que definia um período transitório (2005 a 2008) durante o qual se estabeleceriam condições favoráveis para que os agentes negociassem uma solução amigável e temporária para os impasses contratuais surgidos. A partir de então, a normalidade se restabeleceria com a manutenção dos contratos celebrados anteriormente.

Essa transitoriedade, entre diversos pontos, estabelecia: a comercialização de energia elétrica interruptível (que pode ser suspensa a qualquer momento); a criação de condições para que a energia exportada ao Brasil não tivesse tributos ou encargos adicionais aos existentes; a ratificação do tratamento não discriminatório para com os agentes geradores argentinos que destinarem energia ao Brasil em relação àqueles que gerarem para o mercado interno.

A importação de energia elétrica pelo Brasil, no entanto, não pôde ser efetivada em razão de a Argentina, devido à crise energética pela qual passava, ter ofertado energia para o referido período com aumentos de preços superiores a 110 % aos até então praticados, infringindo o acordo firmado.

Mais recentemente, em 02/05/2008, foi celebrado o Acordo Complementar de Entendimento entre os dois países, por meio do qual o governo da Argentina solicitou o fornecimento de energia elétrica para o inverno de 2008. Esse pleito foi disciplinado pelas Resoluções 03/2008 do CNPE e 319/2008 da Aneel que estatuíram que o Brasil disponibilizaria energia elétrica sob duas modalidades: a primeira, sem devolução de energia suprida, por meio da utilização de usinas térmicas não despachadas para o atendimento do mercado brasileiro e/ou energia vertida turbinável (hidráulica) não alocável no sistema brasileiro; a segunda, com devolução da energia entre os meses de setembro e novembro de 2008, cujo suprimento dar-se-ia por meio da utilização da energia elétrica do SIN (de origem hidráulica) durante o período de maio

a agosto de 2008.

Cabe ressaltar, ainda, que, por meio de Acordos, a Argentina fornecia gás à Usina Termelétrica de Uruguai. Todavia, em decorrência da já comentada crise energética naquele País, esse fornecimento foi interrompido, culminando em sérios prejuízos a essa UTE, que permanece totalmente ociosa (sem condições de arcar com seus custos de manutenção), bem como às empresas comercializadoras/distribuidoras brasileiras que ficaram sem energia para honrar seus contratos de fornecimento.

Não constam desses Acordos/Memorandos para intercâmbio de energia, porém, dispositivos que apenem a parte que não cumprir com suas obrigações, como, por exemplo, a não devolução da energia elétrica recebida no prazo estabelecido, o que poderia resultar em aumento do PLD devido à menor disponibilidade de energia, bem como graves prejuízos ao Brasil, caso estivesse sofrendo uma crise de suprimento de energia elétrica.

Uruguai

O intercâmbio de energia entre o Brasil e o Uruguai iniciou-se com a celebração de Memorandos de Entendimento, em 06/05/1997 e em 14/12/1997.

O fortalecimento dessa integração ocorreu em 16/03/2006, com a celebração de Acordo-Quadro de Interconexão Energética, principalmente no que tange à contratação de potência firme com energia associada, à contratação de abastecimento firme de energia e aos intercâmbios interruptíveis de otimização e de emergência (art. 3º).

No mesmo exercício, em 05/07/2006, foi subscrito o Memorando de Entendimento com vistas à construção de uma interconexão de grande porte entre a localidade de San Carlos, no Uruguai, e a região de Candiota, no Rio Grande do Sul. Essa interconexão permitiria a utilização ampliada dos intercâmbios temporais e interruptíveis, sendo os fornecimentos, a partir do Brasil, provenientes de fontes termelétricas não despachadas e de fontes hidráulicas, exclusivamente, quando da existência de energia vertida turbinável; o fornecimento a partir do Uruguai também tem características similares.

Por último, em 18/07/2008, foi firmado o Acordo de Entendimento entre o Brasil e o Uruguai versando sobre intercâmbio de energia elétrica com obrigatoriedade de devolução. Esse Acordo, nos moldes do firmado com a Argentina, em 02/05/2008, previa o suprimento de energia elétrica excepcional e interruptível àquela nação pelo Brasil, no período de julho a agosto de 2008, utilizando energia do SIN (de origem hidráulica), a qual deveria ser devolvida entre os meses de setembro e novembro de 2008.

De acordo com o Ofício 140/2008-SEE/MME (anexo 5, fl. 61), ficou definido que a Argentina receberia 428 MW médios e o Uruguai 72 MW médios. A Aneel, disciplinando a Resolução 05/2008 do CNPE, expediu a Resolução 327/2008, estabelecendo os critérios que seriam observados pelo ONS e pela CCEE para suprimento de energia àquela País, dentre os quais menciona-se (art. 1º e art. 4º):

- O suprimento de energia é de caráter excepcional e interruptível e se dará por meio da Conversora de Frequência de Rivera (Uruguai)/Santana do Livramento (RS);
- O suprimento de energia ocorrerá no período de julho a agosto de 2008, podendo ser de origem hidráulica, gerada exclusivamente no caso da existência de energia vertida turbinável e térmica não necessária ao atendimento do SIN ou combinação das duas;
- Excepcionalmente, em cumprimento à decisão e em montantes definidos pelo CNPE, poderia ser exportada energia elétrica de origem hidráulica que não fosse turbinável, no período de 19/07 a 31/08/2008;
- A energia suprida excepcionalmente seria devolvida integralmente, em períodos e montantes que pudessem ser armazenados ou alocados à curva de carga do SIN, entre os meses

de setembro e novembro de 2008 (grifos acrescentados).

Verifica-se, no entanto, que dos 13.074,61 MWh exportados (3.561,10 MWh em julho e 9.512,63 MWh em agosto), somente 9.949,12 MWh havia sido devolvido até 15/12/2008, correspondendo a 76 % do total, conforme planilhas fornecidas pela CCEE, contidas na CT 03036, de 15/12/2008 (vol. principal 1, fls. 291/292). Esse fato indica que houve infringência ao Acordo de Entendimento firmado entre o Brasil e o Uruguai (cláusulas 5ª e 6ª), à Resolução 05/2008 do CNPE (art. 3º), bem como à Resolução 327/2008 da Aneel (art. 1º, § 4º), os quais rezaem que a energia seria obrigatoriamente devolvida entre os meses de setembro e novembro.

Apesar de o Uruguai não ter devolvido totalmente a energia elétrica recebida (ainda que seja pouca em termos das necessidades do SIN, contribui para o aumento de preço da energia, devido à menor oferta do produto no mercado de curto prazo), não há como aplicar qualquer sanção ao Uruguai, uma vez que os Acordos firmados pelo Brasil com os países vizinhos, envolvendo o intercâmbio de energia elétrica, não possuem cláusulas que apenem a parte que descumpra-lo. Além disso, caso o País estivesse em vias de racionamento de energia, esse fato potencializaria a ocorrência de déficit.

Outros Países

Com relação à Venezuela, deixa-se de fazer comentários, porque a quantia importada (61,02 MW médios) é muito pequena, não interferindo na segurança energética brasileira.

No que tange ao Paraguai, a importação de energia elétrica se dá mediante Tratado, instrumento sólido que não está sujeito a alterações decorrentes de fatores políticos e/ou econômicos.

Exemplo clássico dessa situação são os reiterados pleitos daquela nação objetivando reajustar o preço da energia cedida ao Brasil, vender parte desta energia a outro país e reduzir o seu endividamento frente a Itaipu, entre outros. Esses pleitos não foram atendidos devido à necessidade de concordância das duas partes.

Atualmente, o MME está realizando estudo em fase embrionária para intercâmbio eletro-energético entre o Brasil e o Peru, a ser realizado mediante Tratado Internacional.

Esse assunto da integração é tão importante para o País que consta, no âmbito do PPA, como Ação de Governo (ação 2C40) a ser executada pela Eletrobrás, conforme registra o Sistema de Informações Gerenciais e de Planejamento do Plano Plurianual (Sigplan) e a Prestação de Contas da Eletrobrás ao TCU de 2007 (anexo 5, fls. 55/58).

A Ação de Governo 2C40 do PPA busca promover medidas para integração e uso conjunto dos recursos energéticos entre os sistemas elétricos brasileiros e dos países da América Latina, visando à otimização do uso desses recursos.

Diante do exposto, sugere-se que seja recomendado ao MME que assegure, nos acordos de intercâmbio de energia com países vizinhos, celebrados por instrumentos contratuais diversos, a inclusão de cláusulas que estabeleçam sanções efetivas no caso de descumprimento das partes.

3.3.12. Possíveis oportunidades de aprimoramento da regulação setorial identificadas a partir de comparação internacional

Considerando as preocupações acerca da segurança energética no Brasil, buscou-se identificar um mercado de energia que tivesse tido problemas de desabastecimento em tempos recentes, visando não comparar com a crise ocorrida no Brasil em 2001, mas extrair lições que ainda sejam atuais para a realidade da regulação do setor elétrico nacional.

Dadas as distintas configurações, quer seja física (por exemplo, fontes de geração, nível de interligação espacial, escala de geração de energia), quer seja legal (marco regulatório), não é possível a realização de comparações perfeitas.

Em 2000, o Estado americano da Califórnia sofreu forte crise de energia elétrica. Trata-se de mercado regional reestruturado, com regulação compartilhada entre as esferas federal e estadual, atendendo a 10,9 milhões de consumidores, com capacidade instalada, em 2006, de mais de 70 GW. Já as linhas de transmissão naquele Estado atingem mais de 70 mil km.

No Brasil, conforme comentado, o sistema hidrotérmico atende a mais de 140 milhões de pessoas, sendo que, em termos espaciais, o Sistema Interligado Nacional possui cerca de 90 mil km de extensão; e, em 2008, possuía uma capacidade de geração superior a 100 GW.

Tanto no mercado californiano quanto no brasileiro, as contratações de fornecimento são passíveis de serem realizadas a longo prazo ou no mercado de curto prazo (mercado spot). No caso brasileiro, as distribuidoras de energia, que atendem prioritariamente ao mercado regulado (consumidores cativos), têm a obrigação de comprar a energia equivalente a esse mercado a longo prazo (sem penalização, uma distribuidora de energia pode comprar até 103 % da energia necessária para atender a seu mercado) e o mercado spot está francamente facultado aos consumidores livres. No caso californiano, por sua vez, na época da crise, havia incentivos indiscriminados para a contratação de fornecimento no mercado spot.

A crise de Energia Elétrica na Califórnia 2000-2001

Na década de 1990, o Governo Federal dos Estados Unidos adotou diversas medidas para introduzir a competição nos mercados de energia elétrica, mas deixou para cada Estado determinar o grau de liberalização e o modelo específico de mercado a ser adotado. O Estado da Califórnia reestruturou o seu mercado em 1998, criando um mercado atacadista competitivo que, durante os primeiros dois anos, funcionou bem e economizou bilhões de dólares para os consumidores. No entanto, entre maio de 2000 e agosto de 2001, houve uma profunda e prolongada crise de abastecimento de energia elétrica no Estado, com frequentes cortes de carga, apagões e incalculável prejuízo econômico. De acordo com o Government Accountability Office (GAO) - órgão superior de controle externo dos Estados Unidos - essa crise teve por alicerce cinco grandes causas.

A primeira causa da crise, subjacente às outras, foi o suprimento inadequado de energia elétrica na Califórnia entre 2000 e 2001, devido a fatores meteorológicos em Estados vizinhos que exportavam eletricidade para aquele Estado, e fundamentalmente a insuficiência de investimentos em ampliação da capacidade de geração nos anos anteriores. De acordo com o órgão federal de controle externo, o Government Accountability Office (GAO), a falta de investimentos resultava da combinação de muitos riscos e desincentivos para o investimento em geração elétrica. Comparado com outros Estados com mercados reestruturados, o processo de aprovação de novas usinas na Califórnia era mais complicado e demorado, as exigências ambientais eram mais rígidas e o processo de ligação das usinas à rede de transmissão era mais oneroso. Além disso, a exigência estadual de que as distribuidoras comprassem quase toda a sua energia elétrica no mercado de curto prazo sujeitava os investidores a alto grau de risco. Face às dificuldades e aos riscos, os investidores, naturalmente, esperariam lucros maiores, no entanto, os preços no mercado estadual estavam originalmente baixos. Por último, as intervenções do Governo da Califórnia durante a crise elevaram a percepção de risco por parte dos investidores, que relutavam em construir novas usinas apesar dos preços da energia terem aumentado em decorrência da própria crise.

Outro fato relevante no contexto da crise foi a completa desconexão do mercado varejista em relação ao mercado atacadista (em razão de que os preços de atacado se estabeleciam por meio da competição e os preços de varejo pela regulação). Por isso, durante a crise energética, enquanto os preços de atacado subiam, os preços pagos pelos consumidores finais se mantinham estáveis, protegidos pela regulação. Destarte, esses consumidores não tinham

nenhum incentivo para reduzir a sua demanda, ou inclusive, diante do verão muito quente, de deixar de aumentar o seu consumo acima de níveis normais. Faltava um mecanismo (quer competitivo, quer regulatório) para que o mercado varejista recebesse os "sinais" de escassez do mercado atacadista e, então, relaxasse a pressão da demanda elevada. De acordo com o GAO, foi um problema que muitos Estados com mercados reestruturados enfrentaram, e cuja solução estava em interligar melhor os mercados atacadistas com os mercados varejistas com programas de resposta da demanda.

Os problemas de oferta e de demanda se relacionavam a deficiências na estrutura e na regulação do mercado reestruturado na Califórnia - uma terceira causa da crise. A supracitada inelasticidade da demanda, por exemplo, foi resultado de regras de mercado inadequadas e não somente agravou o desequilíbrio entre a oferta e a demanda, mas teve outro resultado indesejado: tornou muito lucrativa a manipulação de preços por empresas privadas, pois mesmo quando elas conseguiam elevar preços de atacado a níveis exorbitantes, a demanda por energia elétrica não caía.

Outro problema estrutural do mercado californiano foi a dependência excessiva do mercado spot, provocada pela proibição ou desincentivo, com poucas exceções, a contratos de longo prazo entre distribuidoras de energia elétrica e empresas atacadistas do setor. A falta de obrigações contratuais de gerar energia elétrica permitiu que os fornecedores retivessem uma porção da sua geração, elevando artificialmente os preços. O GAO se refere ao problema estrutural do mercado com o termo "colcha de retalhos", pois faltava integração entre diferentes mercados nos Estados Unidos. Essa falta de integração adequada entre mercados gerava diversos problemas. Por exemplo, quando a Califórnia estabeleceu um teto para preços de atacado de energia elétrica, algumas empresas conseguiram burlar o teto, utilizando-se de arbitragem, com uma prática chamada "lavagem de megawatts": despachavam a energia para Estados vizinhos, onde não havia teto, e ao mesmo tempo importavam a energia de volta para a Califórnia, aproveitando uma isenção do teto para importações.

Diversas empresas privadas aproveitaram o desequilíbrio entre a oferta e a demanda e as falhas no modelo de mercado para manipular os preços em benefício próprio. Essa manipulação, em si, foi a quarta causa do agravamento e prolongamento da crise. Inúmeras estratégias de manipulação foram utilizadas, e tão logo o operador do sistema estadual ou a Federal Energy Regulatory Commission (Ferc) adotavam medidas para impedir a manipulação, as empresas desenvolviam novas táticas para burlá-las.

Uma medida efetiva da Ferc para reduzir a manipulação do mercado foi a eliminação de exigências de vender energia no mercado spot e o incentivo a contratos bilaterais de longo prazo. Por outro lado, as primeiras tentativas da agência de mitigar a manipulação de preços para a carga que permanecia no mercado spot, com a imposição de tetos para lances de venda e a obrigação de justificar lances acima dos tetos, não foram muito efetivas porque se limitaram à Califórnia e aos períodos da maior deficiência de reserva. Por isso, em junho de 2001, a Ferc estendeu a mitigação de preços para os Estados vizinhos e para transações feitas em todos os horários.

A lentidão de resposta da Ferc foi a quinta causa do agravamento e prolongamento da crise. Essa lentidão torna-se evidente ao considerar a cronologia dos eventos: a crise começou em maio de 2000 e causou cortes de carga rotineiros e incalculável prejuízo financeiro antes de o regulador tomar as primeiras medidas concretas para enfrentá-la, em novembro de 2000. Além disso, mesmo em novembro, a Agência ainda não reconhecia casos específicos de manipulação de mercado, e por isso demorou mais alguns meses para adotar outras medidas cruciais.

Possíveis Lições Apreendidas da Análise Comparada

O Brasil, com a crise de desabastecimento de energia vivenciada em 2001, reconheceu o estratégico papel do planejamento estatal. O planejamento, bem como a estabilidade do marco regulatório, têm atuação conjugada para a viabilização de investimentos e redução de riscos de repetição de fatos similares àqueles ocorridos então.

A regulação técnica e econômica, por sua vez, tem sido decisiva para a atratividade de investimentos. Há ainda grande esforço da Aneel para viabilizar as ações necessárias à expansão e à gestão do Sistema, em compasso com as diretrizes governamentais estabelecidas.

O relato, no entanto, acerca dos problemas vivenciados no Estado americano da Califórnia, permite destacar alguns pontos da atual realidade regulatória brasileira análogos aos californianos:

a) desconexão entre as tarifas reais e as pagas pelos consumidores - há uma defasagem entre as tarifas de energia pagas pelo consumidor brasileiro hoje e as que lhe deveriam ser atribuídas na realidade. O sinal de preço, portanto, não é simultâneo. Isso ocorre em razão de que a regulação definiu momentos exatos para repasses e reequilíbrios tarifários (o reajuste tarifário é anual e visa repassar os custos não-gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis; e a revisão tarifária é cíclica - a cada quatro ou cinco anos - e objetiva manter o equilíbrio das tarifas com base na remuneração dos investimentos das empresas voltados para a prestação dos serviços de distribuição e a cobertura de despesas efetivamente reconhecidas pela Aneel);

b) ausência de obrigação para que geradores firmem contratos de fornecimento de energia - o marco regulatório obriga as distribuidoras de energia, bem como os consumidores livres a terem seu suprimento contratado (ainda que as obrigações sejam diferentes, pois as distribuidoras devem comprar energia por meio de contratos de longo prazo; já aos consumidores livres lhes é facultado escolher a duração de contratos de fornecimento). Não há, no entanto, nenhuma imposição para que os geradores vendam a energia por meio de contratos (exceto, nos casos dos leilões para concessão de hidrelétricas, que estabelecem os percentuais mínimos a serem comercializados no ambiente de contratação regulada);

c) oportunidades de arbitragem - a convivência de um consumidor em dois mercados distintos (como no regulado e no livre simultaneamente) pode criar oportunidades de arbitragem e/ou manipulação.

Em relação ao sinal de preço, faz-se necessário destacar que a realidade brasileira é bem distinta da realidade daquele Estado americano à época da crise (baseado em contratações atacadista no mercado de curto prazo - mercado spot), visto que no Brasil, na maior parte do tempo, há certa estabilidade das tarifas em razão da existência preponderante dos contratos de fornecimento de longo prazo. Porém, considerando o sistema hidrotérmico, essa estabilidade tarifária é relativa, uma vez que se sabe ao certo somente quanto custa os contratos de energia de longo prazo. Há, no entanto, outros componentes tarifários que variam ao longo do ano. Assim, criou-se a CVA visando compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajuste/revisão tarifários que, a depender da magnitude, pode afetar fortemente as tarifas.

Outros componentes tarifários, porém, não são absorvidos pela CVA e são repassados somente quando dos processos de reajuste tarifário. Ao afetar a tarifa, esses componentes também poderiam trazer impactos diretamente sobre a elasticidade da demanda, mas não o faz (nesse sentido, a demanda torna-se inelástica), pois o consumidor não responde, até porque não tem nenhum sinal econômico no prazo de um ano, a eventuais desequilíbrios causados por esses componentes tarifários.

Exemplo da defasagem entre a realidade e as tarifas pagas pelo consumidor hoje pode ser ilustrado pelas consequências que o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) por razão de

Segurança Energética, relativos à operação emergencial de termelétricas fora da ordem de mérito, trará às tarifas de energia em 2009, visto que aquele encargo atingiu em 2008 o montante de R\$ 2,27 bilhões. O consumidor ao estar alheio, em 2008, a esse custo do ESS certamente manteve seu consumo inelástico durante aquele ano e, caso a situação assim permaneça, também teria dificuldades em enxergar a conveniência de alterar padrões de consumo em outras ocasiões em que fosse necessária a operação fora da ordem de mérito em razão de segurança energética já que os custos serão repassados por ocasião da revisão e/ou reajuste tarifário de cada concessionária de distribuição de energia.

Ainda que todos os geradores ligados ao Sistema Interligado sejam obrigados a gerar energia quando despachados pelo ONS e penalizados caso não o façam, a ausência de obrigação para que geradores (produtores independentes de energia) firmem contratos de venda de energia faculta a ampliação da especulação e reduz a estabilidade do sistema e, consequentemente, também reduz a segurança e a atratividade para ampliação da atividade industrial no País. Ainda que um consumidor livre, por exemplo, queira garantir o fornecimento para sua planta industrial pelo próximo quinquênio, o que seria suficiente para amortizar seus investimentos, por estratégia comercial, os geradores podem somente se propor a firmar contratos com prazo de um mês de vigência (há total faculdade).

As oportunidades de arbitragem entre dois mercados, por sua vez, podem trazer riscos diversos para o sistema. No contexto brasileiro, dada a coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre, a existência da possibilidade de arbitragem poderia acarretar inadimplências, prejuízos para os consumidores cativos, entre outros. Tal fato foi explorado nos parágrafos de 447 a 452.

Considerando o exposto, sugere-se recomendar à Aneel que aprimore a regulação setorial no que se refere à: a) inelasticidade da demanda frente ao aumento do encargo setorial relacionado com a segurança do Sistema (Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética) em razão de sinal de preço defasado e b) ausência de obrigação para que produtores independentes de energia firmem contratos de venda de energia.

4. CONCLUSÕES

Esta auditoria teve como objetivo avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico para garantir o abastecimento do mercado nacional de energia, com segurança, eficiência e sustentabilidade.

Considerando a transversalidade dos diversos pontos abordados no Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética, os assuntos foram tratados sob o prisma do planejamento, dos leilões e demais modalidades de contratação, da regulação e da fiscalização setoriais.

Quanto à possibilidade de déficit de energia elétrica, trata-se de uma hipótese pouco provável, dada a reestruturação do marco legal desde a Lei 10.848/2004 e seus dispositivos, que trouxe várias inovações, tais como a realização de leilões com antecedência diversa (5, 3 e 1 ano antes do início do suprimento), bem como o nível de integração do sistema interligado, proporcionado pela expansão das linhas de transmissão. Apesar de os riscos de déficit não estarem totalmente afastados em alguns subsistemas (em 2009, 2014 e 2015), os novos horizontes, em delineamento com a crise financeira internacional, sinalizam para uma queda da demanda em curto a médio prazo (a demanda reduziu-se no último trimestre de 2008). As simulações que vislumbraram tais déficits não consideraram plenamente os efeitos dessa crise.

A equipe de auditoria verificou que ações efetivas estão sendo adotadas pelos agentes do setor elétrico, como a retomada do planejamento e a consolidação da regulação setorial.

A retomada do planejamento do setor elétrico tem sido um dos fatores de extrema

importância para a criação de um ambiente previsível de investimentos e para a própria sustentabilidade dos sistemas elétricos brasileiros. Dadas as dimensões do Sistema Interligado Nacional, em um ambiente em que há multiplicidade de atores, é necessário que haja coordenação entre as diversas ações visando à modicidade tarifária. Os ganhos do planejamento, no entanto, alcançam tanto os recursos naturais que pertencem à União, quanto otimizam o uso desses recursos por terceiros.

O atual planejamento do setor elétrico está bastante estruturado, com nexos definidos entre as perspectivas de expansão da demanda e da oferta. Apesar da macrocoerência do planejamento para a expansão da geração e transmissão de energia elétrica, bem como de seus pressupostos e de fatores que interferem na previsão da expansão, identificaram-se algumas falhas nesse processo que sinalizam para oportunidades de melhoria, como: inadequação do cálculo dos valores do custo do déficit; imprecisão de banco de dados de potência total instalada de usinas hidrelétricas; não incorporação de peculiaridades do mercado livre no planejamento; publicação não tempestiva dos planos decenais; e ausência de planejamento integrado e de políticas públicas que orientem o desenvolvimento, a regulação e a expansão da indústria do gás.

Restam, ainda, outros riscos igualmente preocupantes, como o de não ser atingida a modicidade tarifária ou o de uso pouco racional dos recursos energéticos, o que, ao longo do tempo, pode impactar a sustentabilidade do Sistema (isso se traduz claramente no distanciamento entre o planejamento das fontes de energia e a realidade evidenciada nos últimos leilões de energia nova).

Já em relação à realização de leilões e demais modalidades de contratação, observou-se que, apesar de os montantes de energia negociados nos leilões que estão sendo realizados regularmente, de forma geral, estarem compatíveis com a previsão de aumento da demanda e por mais que o planejamento da expansão da geração seja indicativo, há descompasso entre o que foi planejado e o adquirido nesses leilões, pois existem divergências entre as fontes planejadas e as em implantação (com pequena participação de empreendimentos hidrelétricos nos resultados dos leilões de energia nova de 2005 a 2008). Ademais, há forte representatividade das UTE a gás na matriz de geração termelétrica. Por fim, registrou-se que o leilão de energia de reserva favorece os consumidores livres em detrimento dos cativos.

No cenário pós-privatização, a regulação setorial, associada à fiscalização, tem sido uma atividade imprescindível para garantir um ambiente estável e economicamente atrativo, preservando o interesse público. Trata-se de atividade extremamente complexa, sendo que o acompanhamento do desempenho do regulador tem sido uma tônica nas ações do TCU.

Nesse quesito, verificou-se que são necessárias melhorias na legislação e regulação setorial para superar dificuldades no reconhecimento financeiro e

comercial dos ganhos energéticos de repotenciação e modernização; há riscos de a renegociação dos contratos de "energia velha", assinados em 2005 e 2006, e o encerramento das concessões de geradoras, distribuidoras e transmissoras impactarem significativamente a modicidade tarifária e, até mesmo, a segurança do abastecimento; a expressiva descontração de energia que ocorreu entre 2003 e 2006 permitiu a migração da "energia velha" para o mercado livre, forçando o mercado cativo a assumir o preço da energia nova; em 2007-2008, as termelétricas foram despachadas fora da ordem de mérito, sem justificativa técnica e sem respaldo legal; o rateio do encargo setorial relativo à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) é feito de forma desequilibrada entre consumidores de baixa e de alta tensão; eficiência do amparo normativo e fraca ingerência governamental sobre a indústria de gás natural; apesar de os acertos financeiros na exportação e importação de energia hidráulica não causarem prejuízos para o Brasil, fragilidades nos acordos firmados com os países vizinhos para intercâmbio de energia elétrica,

tendo como uma das consequências a não devolução de energia elétrica pelo Uruguai no prazo acordado

Essas constatações, em que pesem serem pontuais, estão diretamente associadas à segurança energética do País, no que se refere à energia elétrica. Portanto, como benefício esperado, de modo geral, busca-se a melhoria da gestão dos recursos públicos, mais especificamente: aumento da confiabilidade dos bancos de dados e dos próprios estudos de planejamento setorial; adequação de parâmetros utilizados no processo de planejamento do setor elétrico; avanços na indústria do gás natural, com maior abertura para a concorrência e participação ativa do Poder Público na definição de diretrizes para essa indústria; estabelecimento de políticas de estímulo à repotenciação e à modernização; reavaliação de critérios utilizados nos leilões de energia nova para ordenamento de termelétricas; e isonomia de benefícios oriundos da energia de reserva. Além disso, prima-se, ainda, pela maior efetividade da regulação e da fiscalização, visando à minimização de riscos para o sistema, particularmente: estimulando a otimização da exploração de aproveitamentos hidrelétricos; afastando a possibilidade de a modicidade tarifária ser afetada durante o processo de renovação de concessões; prezando pela efetividade das sanções; reduzindo as oportunidades de arbitragem entre os ambientes de contratação livre e regulada; e fortalecendo os instrumentos legais basilares de intercâmbio de energia com países vizinhos.

Ressalta-se, por fim, a necessidade de a deliberação resultante da apreciação deste relatório ser monitorada em conjunto com outros Acórdãos correlatos ao tema segurança energética, como eficiência e sustentabilidade, a exemplo dos Acórdãos 2.164-P/2008 (abordou o resultado dos leilões de energia nova de 2005 e 2006) e 2.211-P/2008 (tratou de perdas elétricas), além de deliberações resultantes das fiscalizações sistemáticas do Tribunal no que se refere às concessões, à execução contratual e ao desempenho dos entes reguladores e formuladores de políticas públicas.

5. PROPOSTAS DE ENCAMINHAMENTO

Ante o exposto, com base na Lei 8.443, de 16/08/1992, art. 45, e no Regimento Interno do TCU, art. 250, propõe-se:

A) Determinar:

A.1) ao Ministério de Minas e Energia (MME):

A.1.1) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que, considerando os resultados dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova realizados em 2007 e 2008, verifique, e remeta manifestação ao Tribunal, no prazo de 90 dias, se o Índice de Custo Benefício (ICB) ou outras variáveis utilizadas para parametrizar a expansão do sistema estão trazendo distorções para a matriz de geração elétrica em implantação quanto: a) ao planejado no que tange aos parâmetros de ótimo econômico (menores custos para o Sistema), de ótimo ambiental (incluindo análise acerca da sustentabilidade ambiental da expansão da participação de usinas termelétricas a óleo combustível); b) à diversificação da matriz (exploração das características de cada fonte); e c) ao ótimo de segurança energética (aptidão das usinas termelétricas a óleo combustível para geração de energia no longo prazo, considerando a logística para eventual suprimento em larga escala e a compatibilidade do custo de geração com a modicidade tarifária) (parágrafos 341 a 366);

A.1.2) em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), informe ao Tribunal, no prazo de 90 dias, se os leilões de reserva são compatíveis com a segurança proporcionada ao sistema interligado, bem como se são isonômicos para com todos os agentes que dessa segurança se beneficiam (parágrafos 386 a 392);

A.1.3) informe ao Tribunal, no prazo de 180 dias, as ações que estão sendo adotadas em preparação para o vindouro vencimento das concessões de geração, distribuição e transmissão,

particularmente quanto ao desenvolvimento de estudos pertinentes sob o enfoque jurídico, econômico-financeiro, risco de descontinuidade, necessidade de repotenciação de usinas hidrelétricas, entre outros (parágrafos 412 a 420);

A.1.4) na qualidade de presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, em observação à Lei 9.784/1999, art. 2º e 50, divulgue as atas das reuniões do CMSE tempestivamente, bem como apresente os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008 (parágrafos 454 a 472);

A.2) à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que informe ao Tribunal, no prazo de 180 dias, os resultados dos estudos de definição:

A.2.1) da curva do custo do déficit de energia (parágrafos 94 a 106);

A.2.2) de metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo (parágrafos 454 a 472);

A.3) à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que informe ao TCU, no prazo de 180 dias, o andamento da implantação de sistema apto a gerenciar dados de usinas geradoras de energia entre os diversos entes estatais que deles se utilizam nos processos de planejamento, gestão e operação do setor elétrico (parágrafos 108 a 114);

B) Recomendar:

B.1) ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:

B.1.1) vincule a decisão acerca dos percentuais de energia destinada ao mercado cativo e/ou livre a critérios e metodologias embasados em estudos técnicos que os suportem (parágrafos 116 a 136);

B.1.2) em conjunto com a EPE, publique os planos decenais de expansão tempestivamente ao início do seu período de vigência (parágrafos 138 a 145);

B.1.3) na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere: a) à promoção da competitividade entre os agentes dessa indústria; b) a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético (parágrafos 147 a 161, 173 a 187, 210 a 218, 368 a 376 e 489 a 501).

B.1.4) em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos (parágrafos 401 a 410);

B.1.5) assegure, nos acordos de intercâmbio de energia com países vizinhos, celebrados por instrumentos contratuais diversos, a inclusão de cláusulas que estabeleçam sanções efetivas no caso de descumprimento das partes (parágrafo 503 a 518 e 519 a 540);

B.2) à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que:

B.2.1) avalie os indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a conveniência de inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas (parágrafos 220 a 246);

B.2.2) em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o

conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica (parágrafos 220 a 246);

B.2.3) em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização (parágrafos 249 a 258);

B.2.4) já considerando os efeitos da crise financeira internacional, revise os riscos de déficit nos diversos submercados do Sistema Interligado Nacional no período de 2009 a 2016 (parágrafos 319 a 327);

B.3) à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que:

B.3.1) exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas (parágrafos 249 a 258);

B.3.2) ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo (parágrafos 482 a 487);

B.3.3) aprimore a regulação setorial no que se refere à: a) inelasticidade da demanda frente ao aumento do encargo setorial relacionado com a segurança do Sistema (Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética) em razão de sinal de preço defasado; e b) ausência de obrigação para que produtores independentes de energia firmem contratos de venda de energia (parágrafos 542 a 562);

B.4) à Casa Civil da Presidência da República que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das recomendações e determinações aviltadas no acórdão resultante da apreciação desse relatório;

C) Dar ciência do Acórdão, mediante remessa de sua cópia, bem como do Relatório e Voto que o fundamentarem:

C.1) à Casa Civil da Presidência da República;

C.2) ao Ministério de Minas e Energia (MME);

C.3) ao Ministério do Meio Ambiente (MMA);

C.4) à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

C.5) à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);

C.6) à Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

C.7) à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras);

C.8) ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);

C.9) às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás);

C.10) ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel);

C.11) à Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear);

C.12) ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama);

C.13) à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen).

C.14) às Comissões da Câmara dos Deputados de:

a) Minas e Energia;

b) Fiscalização Financeira e Controle;

c) Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável;

d) Defesa do Consumidor.

C.15) às Comissões do Senado Federal de:

a) Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle;

b) Serviços de Infraestrutura.

C.16) à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal."

O Secretário de Fiscalização de Desestatização manifestou sua concordância com as propostas oferecidas (fl. 757).

É o relatório

Voto do Ministro Relator

VOTO

Tratam os presentes autos de relatório de auditoria operacional, classificada como Tema de Maior Significância - TMS, que teve por objetivo avaliar a Segurança Energética do País, ou seja, as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016, possibilidades essas que poderiam comprometer a qualidade, continuidade e modicidade tarifária do suprimento de energia, e, ainda, avaliar a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação.

Quero cumprimentar todos os membros das equipes de auditoria que elaboraram o presente trabalho. Trata-se de tema amplo e complexo, extremamente técnico, que foi bem tratado, com segurança e profundidade, em todos os pontos constantes do relatório.

Para melhor entendimento da matéria por parte deste Colegiado, transcrevi a instrução da equipe de auditoria para o relatório que precede este voto. Apenas por motivos de economia deixei de transcrever os anexos que acompanharam a instrução, os quais, apesar de muito instrutivos, tornariam por demais extensa a presente deliberação.

Manifesto, antecipadamente, minha concordância com as análises e propostas contidas na referida instrução - a qual acolho como razões de decidir neste voto -, pelo que me abstenho de comentar todos os aspectos do trabalho sob apreciação, passando a fazê-lo apenas em relação aos itens que considero mais importantes.

I - Capacidade de geração e demanda.

O País possui cerca de 102.000 MW de capacidade de geração instalada (potência máxima nominal, capacidade essa dividida entre hidrelétricas (69,9%), termelétricas (incluindo nuclear (18,1%), biomassa e eólica (4,6%), e importação de energia (7,6%). Considerando que a maior parte da energia importada refere-se à parcela paraguaia da energia gerada em Itaipu, então mais de 75% da capacidade de geração utilizada no País é hídrica.

Tal capacidade máxima é nominal, e a capacidade máxima real de geração de energia no sistema é pouco menor. O Balanço de Ponta para o Sistema Interligado Nacional (gráfico abaixo) compara essa capacidade máxima real de geração (que corresponde à capacidade máxima nominal menos as indisponibilidades forçadas e programadas) com a demanda máxima instantânea a partir do máximo valor mensal desta no ano, no período entre 2007 e 2016 (série histórica e projeção), demonstrando que existe margem razoável (superior a 25%) ao longo deste período para operação do sistema no horário de ponta.

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Não obstante, tal margem, apesar de real, não pode ser considerada como disponível a qualquer momento e por qualquer duração de tempo. Como visto, o sistema de geração de energia brasileiro é fortemente calcado em hidrelétricas, e, portanto, dependente dos volumes pluviométricos anuais e dos níveis dos reservatórios, além de outras condições de menor impacto individual sobre a capacidade total de geração do sistema.

Em vista disso, a capacidade assegurada de geração de energia do sistema, entendida como aquela que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos (estimada a partir de parâmetros conservadores, como, por exemplo, o pior período de chuvas dos últimos 70 anos), mesmo quando acrescida da garantia física das termelétricas, é consideravelmente menor, e foi apresentada no relatório de auditoria retro transcrito por meio da tabela abaixo:

2007 2008 2009 2010 2011 2012

Oferta total 55 277 52 876 55 996 59 837 63 030 64 284

Carga total 50.979 52.843 55.416 58.136 60.802 63.428

Diferença entre oferta e demanda 4.298 33 580 1.701 2.228 856

Fonte: Extraído da Resposta do MME ao Ofício de Requisição TCU n.º 005, de 25/11/2008

Essa segunda série de valores é aquela utilizada pelo planejamento para estabelecer o nível desejado de segurança do sistema de geração de energia nacional, sendo suficiente na metodologia adotada que, observados os parâmetros estabelecidos (pior volume pluviométrico anual, entre outros), a oferta total assegurada seja maior que a carga total projetada como demanda do sistema.

As duas séries de valores acima destacadas apresentam uma diferença considerável entre si. Em verdade a capacidade de geração de energia do sistema nacional se situará, em situações normais (especialmente em se considerando um volume pluviométrico anual médio ao longo do tempo), em uma faixa intermediária. A diferença entre a energia garantida pelas hidrelétricas instaladas no país e a geração média projetada pode ser visualizada no gráfico a seguir:

[VIDE GRÁFICO NO DOCUMENTO ORIGINAL]

Vez que a geração média das hidrelétricas é historicamente superior (aproximadamente 10%) à geração assegurada, pode-se observar que o Operador Nacional do Sistema contará, probabilisticamente, com margem razoável de capacidade de produção de energia (hidrelétrica e termelétrica) para suprir a demanda ao longo do interstício temporal analisado no trabalho sob apreciação.

Importante destacar, não obstante, dois aspectos.

Primeiro, tais margens entre capacidade de produção e demanda só serão mantidas ao longo do tempo se cumprido o planejamento no que diz respeito à contratação tempestiva de energia nova, cuja previsão de incrementos é da ordem de 2,64 mil MW médios (energia assegurada) nos próximos anos.

Segundo, importante ressaltar que o presente trabalho não teve como escopo analisar os níveis de manutenção dos diversos elos do sistema, aí incluídos linhas de transmissão e distribuição. Os incidentes de falta de energia observados no segundo semestre de 2009, por exemplo, relacionaram-se a falhas operacionais do sistema de transmissão, não diretamente relacionado às capacidades de geração ou transmissão.

Vez que o presente trabalho não analisou os níveis de manutenção do sistema, o parecer no sentido de que é pouco provável a ocorrência de falta de energia no país até 2016 refere-se especificamente às capacidades de geração e transmissão de energia.

II - Estrutura da indústria elétrica

A estrutura da indústria elétrica brasileira é mista no que se refere à propriedade do capital, vez que integrada por empresas privadas e estatais (federais e estaduais).

Por força do marco legal, as empresas participantes da indústria elétrica não podem deter, simultaneamente, concessões em mais de um segmento, considerados geração, transmissão e distribuição, o que provocou a desverticalização do setor.

III - Operação do sistema elétrico

O sistema elétrico brasileiro encontra-se operacionalmente dividido em dois: o Sistema Interligado Nacional - SIN (que corresponde a 97% da demanda) e os Sistemas Isolados - Sisol (que correspondem à demanda da maior parte da região norte, especialmente as capitais dos estados não interligados da Região Norte, com exceção de Belém), atendendo ambos a mais de

140 milhões de pessoas.

A operação centralizada e coordenada dos sistemas, incluída geração e transmissão, é exercida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Cabe também ao operador do sistema acompanhar o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, e, em caso de risco para a geração futura de energia, determinar a redução da vazão e despachar térmicas de forma a manter o nível de geração total do sistema. Nesse sentido, e vez que o sistema energético brasileiro apoia-se fundamentalmente em hidrelétricas, a sua segurança (ou seja, o equilíbrio entre oferta e demanda de energia) em curto e médio prazos depende do despacho preventivo das térmicas sempre que o volume de chuvas não for suficiente para manter os reservatórios em níveis pré-determinados, ainda que tal ação produza elevação do custo da energia gerada.

Nesse sentido, e em complementação ao trabalho sob análise, considero importante sejam adotadas algumas providências.

Observou-se, nos últimos leilões de energia nova, uma predominância de contratação de térmicas, especialmente as movidas a óleo combustível, apesar de tais geradoras provocarem impactos ambientais de monta considerável (pela emissão de gases) e de produzirem energia a alto custo. Contribuíram para o resultado observado a ausência de projetos de hidrelétricas, a ausência de segurança do mercado no fornecimento futuro de gás natural, e, inexplicável e contraditoriamente, a maior facilidade de licenciamento ambiental de termelétricas frente a hidrelétricas.

Essa situação não me parece coerente. O Brasil dispõe de enorme potencial hidráulico a ser ainda aproveitado na geração de energia hidrelétrica barata. Respeitados os parâmetros ambientais, não faz sentido suprir o necessário acréscimo de demanda com energia termelétrica mais cara e de alto nível de poluição.

Vez que já existem recomendações deste Tribunal no sentido de contribuir para a implantação efetiva do planejado e de que seja aprimorado o processo de licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica, entendo essencial que se determine agora à EPE e ao MME que acompanhem de forma sistemática e analítica a evolução das contratações e o consequente custo da energia contratada em face da necessidade de margens de geração frente à demanda projetada. Em resumo, que seja acompanhado o custo das margens de segurança embutido no sistema e, também das dimensões das próprias margens de segurança, e que seja informado ao TCU, para acompanhamento pela SEFID, os resultados observados após cada leilão, aí incluída a análise de eventuais distorções e respectivas propostas de correção.

Também restou apontado no trabalho que a metodologia, e/ou seus parâmetros, poderiam estar trazendo distorções na avaliação das soluções de geração apresentadas nos leilões, levando à contratação não exatamente da energia mais barata. Entendo pertinente a sugestão de que seja avaliada a metodologia e seus parâmetros frente à realidade das contratações de térmicas a óleo combustível.

IV - Planejamento da expansão da geração e transmissão

A partir dos dados disponíveis sobre capacidade de geração instalada, demanda de energia, transmissão e interligação de sistemas, fontes de geração disponíveis, cenários de crescimento econômico e políticas de eficiência energética e desenvolvimento industrial sustentável, a equipe de auditoria concluiu que "o atual planejamento do setor elétrico está bastante estruturado, englobando tanto as perspectivas de expansão da oferta, com as de ampliação da transmissão, frente ao esperado crescimento da demanda", e ainda que "o planejamento observa, de forma geral, os critérios de segurança definidos pelo CNPE e considera um horizonte de curto-médio prazo (planos decenais) e um horizonte de longo prazo (Plano

Nacional de Energia 2030)".

Não obstante isso, a equipe salientou que foram observadas algumas falhas em alguns dos dados utilizados para esse planejamento, cuja correção pode ser tomada como oportunidade de melhoria, quais sejam, por exemplo, (a) inadequação do cálculo dos valores do custo do déficit, (b) pequena imprecisão do banco de dados de potência total instalada de usinas hidroelétricas (UHE), (c) não incorporação de peculiaridades do mercado livre no planejamento energético, (d) publicação intempestiva dos planos decenais, (e) ausência de planejamento integrado e falhas em políticas públicas relativamente à expansão da indústria de gás natural, e (f) necessidade de aprofundamento dos estudos de repotencialização das usinas existentes.

Tais falhas serão objeto de recomendações ou determinações, conforme sugerido no relatório retro transcrito.

V - O novo modelo do setor elétrico.

O novo modelo do setor elétrico, cujo marco regulatório é a Lei nº 10.848/2004, prevê dois ambientes para contratação de energia, quais sejam, o "livre", ou ACL, onde as empresas de geração vendem sua energia para atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos bilaterais autonomamente negociados, e o "regulado", ou ACR, que atende aos consumidores com tarifas reguladas (consumidores cativos) e onde a venda de energia dos geradores para as distribuidoras se dá por meio de leilões.

Os dois ambientes de contratação convivem simultaneamente, tendo sido observado um contínuo aumento de representatividade do ACL no panorama do sistema elétrico nacional.

O relatório de auditoria destacou alguns problemas relacionados à convivência entre esses dois mercados, como, por exemplo, a ausência de diretrizes e estratégias governamentais para o mercado livre que se reflete na ausência de planejamento da oferta, de metodologia que defina os percentuais de energia a serem destinados a cada mercado ao longo dos anos, e de política clara para cada segmento, considerando suas peculiaridades em termos de investimentos, retorno, garantias, etc. Essas questões serão objeto de recomendações específicas.

VI - Gás natural

O gás natural atinge hoje alta representatividade na matriz energética brasileira, chegando a 45% da energia não hidráulica gerada no SIN no ano de 2008.

Esse crescimento está relacionado a diversos fatos, como a assinatura do acordo de fornecimento celebrado com a Bolívia, na década de 80, que hoje supre aproximadamente 50% do mercado nacional, o Programa prioritário de Termelétricas (originado da crise de energia de 2001), e a opção de o sistema se assegurar em térmicas para garantir que os riscos de déficit de energia mantenham-se em níveis aceitáveis.

A política de expansão da utilização de gás natural, conduzida pela Petrobrás e subsidiárias, que, na prática, dominam o setor, abrangeu termoelétricas, utilização industrial, comercial, domiciliar e veicular.

Tal crescimento terminou por gerar problemas com o fornecimento, agravados nos anos de poucas chuvas, quando as termelétricas são despachadas por longos períodos de tempo (2007, por exemplo) ou na hipótese de interrupção do gasoduto Gasbol (Bolívia). Ainda que a Petrobrás já tenha estabelecido ações necessárias para garantir, no futuro, margens suficientes de fornecimento, o planejamento demonstra a existência de riscos no curto prazo, os quais serão sanados apenas a partir de 2014 e totalmente afastados a partir de 2017, mantidos os planos e investimentos atuais.

O relatório aponta que Petrobrás e Aneel estabeleceram um termo de compromisso por meio do qual a primeira se compromete a entregar, até 2011, o gás necessário ao funcionamento das térmicas que forem despachadas, independentemente de outros compromissos

comerciais assumidos pela empresa. A dificuldade se deve ao fato de as térmicas não operarem continuamente e nem ser possível prever, com grande antecedência, quando e em qual número serão necessárias, o que faz com a Petrobrás disponibilize o gás que recebe ou produz para outros clientes.

Entendo que independentemente das dificuldades operacionais, o gás necessário à manutenção da segurança do sistema elétrico nacional deve estar garantido, o que torna essencial que tal termo de compromisso seja estendido. Proporei que a Sefid monitore as tratativas entre Petrobrás e Aneel em relação essa questão e que reporte eventual situação de risco encontrada.

Por todas essas questões, é necessário que se estabeleça uma ação governamental sobre esse mercado, com planejamento e diretrizes que, além de atenderem aos interesses da empresa dominante no segmento e de outras que venham a se estabelecer, atendam também e especialmente as necessidades do País, consistentes em uma expansão sustentável da indústria do combustível, a isonomia dos preços do produto, a máxima eficiência e modicidade tarifária global do setor energético, e a coexistência sustentável de todos os usos de gás natural e a demanda desse insumo para geração de energia elétrica. Essas necessidades serão objeto de determinações/recomendações.

VII - Investimentos em geração e transmissão.

A partir de informações fornecidas pelo BNDES e pelo MME, a equipe de auditoria registrou que as projeções de concessão de recursos financeiros para o financiamento dos investimentos anuais previstos para os setores de geração e transmissão de energia elétrica serão suficientes para atender a expansão do sistema elétrico brasileiro no horizonte do plano decenal que se estende até 2016.

Comparando-se as necessidades apontadas no referido plano decenal com a capacidade prevista para os investimentos já em andamento, observa-se um déficit situado entre 10.000 e 14.000 MW, conforme dados do BNDES ou MME, respectivamente, no ano de 2016. Não obstante, é de se considerar que em recente leilão de energia nova, foi leiloada a hidrelétrica de Belo Monte, que oferecerá, a partir de 2015, aproximados 4.400 MW de energia assegurada e 11.000 MW de capacidade máxima instalada de geração. Além disso, leilões de energia nova de 3 anos (Leilão A-3) ainda contam com prazo para realização.

Relativamente à transmissão, as informações fornecidas pelo MME indicam que os investimentos previstos para expansão das linhas de transmissão até 2011 estão em conformidade com o referido plano decenal.

Importante ressaltar que, ainda dentro do horizonte temporal deste plano, encontra-se prevista a entrada em operação da usina nuclear Angra III, com aproximados 1.400 MW de geração máxima de energia.

Apesar de os investimentos em geração de energia elétrica nova restarem bem atendidos, nos prazos acima indicados, os leilões têm demonstrado que, se excetuarmos o leilão da hidrelétrica de Belo Monte, contrariamente ao desejado, ao potencial do país, e ao planejado, a maior parte dessa nova energia baseia-se em termelétricas (63%), e não em hidrelétricas (37%). Conforme salientado acima, será expedida recomendação para que tal distorção seja analisada, acompanhada e eventualmente corrigida, aí incluída determinação no sentido de que seja analisada a metodologia em uso para parametrização da expansão do sistema.

Além disso, também será encaminhada determinação no sentido de que seja examinada a real compatibilidade dos leilões de reserva de energia (apoiados em empreendimentos movidos a biomassa ou eólica) com seus objetivos técnicos e econômicos, e se está sendo mantida, em relação ao acréscimo de custos, a isonomia para todos os agentes envolvidos.

Os resultados dessas análises deverão ser encaminhados a esta Corte.

VIII - Regulação e fiscalização

As análises efetuadas pela equipe de auditoria demonstram que existem oportunidades de ganho para a segurança energética nacional relacionadas a modificações ou aprimoramentos na regulação e/ou fiscalização do sistema.

Em linhas gerais, essas oportunidades encontram-se ligadas a indefinições que afetam as decisões de investimento das empresas - tais como as relacionadas à repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas já existentes e ao encerramento de concessões de geradoras, transmissoras e distribuidoras nos próximos anos, o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito econômico, e ajustes nos encargos setoriais.

Todas essas questões serão objeto de determinações ou recomendações específicas.

IX - Conclusões

Destacados esses pontos, a conclusão geral do relatório de auditoria sob análise é no sentido de que eventual déficit de energia no horizonte temporal de 2016 é pouco provável, especialmente em razão da melhoria no planejamento de curto e médio prazos, da realização a tempo de leilões de energia nova, de um melhor acompanhamento e gerenciamento do sistema elétrico nacional pelos diversos órgãos e agentes, e da integração dos diversos subsistemas de geração por meio da expansão das linhas de transmissão. Eventuais riscos existentes em alguns subsistemas parecem ter sido amenizados com a integração das linhas de transmissão e pela queda de demanda provocada pela crise financeira internacional em 2008.

Não obstante isso, a equipe de auditoria identificou diversas oportunidades de melhoria, acima referidas, especialmente em relação ao aprimoramento do planejamento e da regulação setorial, da observação da modicidade tarifária no sistema, do uso racional dos recursos já implantados ou em implantação, da compatibilização entre as fontes geradoras planejadas e as em implantação, e da necessidade de o governo estabelecer diretrizes para o mercado de gás natural.

Entendo que o presente trabalho de auditoria e suas conclusões em muito contribuirão para os ajustes que ainda se fazem necessários para garantir de forma eficiente e sustentável a segurança energética do País.

Estando conclusos os autos em meu gabinete, a equipe de auditoria encaminhou atualização de algumas informações contidas no relatório. Determinei a juntada dessas atualizações aos autos (fls. 758 a 760).

Feitos esses registros e anuindo ao encaminhamento apresentado pela Unidade Técnica, procedidas algumas adequações, manifesto-me por que o Tribunal aprove o Acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 26 de maio de 2010.

AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI

Relator

Declaração de Voto

A presente auditoria operacional merece destaque em razão da relevância de seu objeto, inserido entre os Temas de Maior Significância selecionados por este tribunal para o exercício de 2008.

2. Intimamente relacionada ao desenvolvimento econômico e social do país, o tema Segurança Energética deve ser alvo de constante atenção dos órgãos e entidades públicos a ele relacionados, entre os quais o próprio Tribunal de Contas da União, cuja contribuição se evidencia nas propostas de aprimoramento formuladas no presente trabalho.

3. Entre os achados de auditoria apontados nos autos, preocupa-me em especial o acentuado crescimento da geração de energia por meio de termelétricas, principalmente daquelas movidas a óleo combustível, apesar de tais geradoras produzirem energia a alto custo e provocarem impactos ambientais de monta considerável em razão da emissão de gases e partículas poluentes.

4. Compartilho integralmente o entendimento defendido pelo eminente relator, ministro substituto Augusto Sherman Cavalcanti, no sentido de que, dispondo o Brasil de enorme potencial hidráulico a ser ainda aproveitado na geração de energia hidrelétrica barata, mostra-se desarrazoado suprir o necessário acréscimo de demanda com energia termelétrica mais cara e de alto nível de poluição.

5. Nessa linha de raciocínio, por considero pertinentes as determinações e recomendações constantes da minuta de acórdão elaborada pelo relator, acolho-a na íntegra.

Sala das Sessões, em 26 de maio de 2010.

AROLDO CEDRAZ

Relator

Acórdão

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de relatório de auditoria operacional, classificada como Tema de Maior Relevância - TMS, que teve por objetivo avaliar a Segurança Energética do País, ou seja, as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016, possibilidades essas que poderiam comprometer a qualidade, continuidade e modicidade tarifária do suprimento de energia, e, ainda, avaliar a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão de Plenário, com fundamento nos arts. 1º, inciso I, da Lei 8.443/92, e 276 do Regimento Interno, em:

9.1. Determinar:

9.1.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME), que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias:

9.1.1.1. em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que, considerando os resultados dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova realizados em 2007 e 2008, se o Índice de Custo Benefício (ICB) ou outras variáveis utilizadas para parametrizar a expansão do sistema estão trazendo distorções para a matriz de geração elétrica em implantação quanto:

9.1.1.1.1. ao planejado no que tange aos parâmetros de ótimo econômico (menores custos para o Sistema) e de ótimo ambiental (incluindo análise acerca da sustentabilidade ambiental da expansão da participação de usinas termelétricas a óleo combustível);

9.1.1.1.2. à diversificação da matriz (exploração das características de cada fonte); e

9.1.1.1.3. ao ótimo de segurança energética (aptidão das usinas termelétricas a óleo combustível para geração de energia no longo prazo, considerando a logística para eventual suprimento em larga escala e a compatibilidade do custo de geração com a modicidade tarifária);

9.1.1.2. em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), se o custo da energia de reserva, nos patamares atingidos nos últimos leilões, são compatíveis com a segurança que proporcionam ao sistema interligado, bem como se tais custos são isonomicamente arcados por todos os agentes, incluídos consumidores livres e cativos, que se beneficiam dessa segurança;

9.1.1.3. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vindouro vencimento (a partir de 2015) das concessões de geração, distribuição e transmissão, particularmente quanto ao desenvolvimento de estudos pertinentes sob o enfoque jurídico, econômico-financeiro, risco de descontinuidade, necessidade de repotenciação

de usinas hidrelétricas, entre outros;

9.1.1.4. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vencimento dos contratos de energia (a partir de 2012), particularmente quanto ao percentual de energia de menor custo (em razão de já ter ocorrido a depreciação das hidrelétricas, por exemplo) a ser destinado para o mercado cativo;

9.1.1.5. os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008;

9.1.2. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos a:

9.1.2.1. estudos de definição da curva do custo do déficit de energia;

9.1.2.2. nova implementação da metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo, aí incluídos os cronogramas de eventual licitação;

9.1.2.3. providências em andamento, ou que serão adotadas, no sentido de assegurar, após 2011, o suprimento de gás natural para as usinas termelétricas contempladas no termo de compromisso firmado com a Petrobrás;

9.1.3. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que informe ao TCU, no prazo de 90 dias, as ações e respectivos cronogramas relativos à implantação de sistema informatizado apto a gerenciar dados de usinas geradoras de energia utilizados pelos diversos entes estatais nos processos de planejamento, gestão e operação do setor elétrico;

9.1.4. ao Ministério das Minas e Energia (MME), na qualidade de presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, em observação ao Princípio da Transparência da Administração Pública e à Lei 9.784/1999, art. 2º e 50, dê pública divulgação às atas das reuniões do CMSE - no prazo de 30 dias as atas referentes às reuniões já ocorridas, e tempestivamente as relativas às próximas reuniões;

9.2. Recomendar:

9.2.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:

9.2.1.2. vincule a decisão acerca dos percentuais de energia destinados ao mercado cativo e/ou livre a critérios e metodologias embasados em estudos técnicos que os suportem;

9.2.1.3. em conjunto com a EPE, publique os planos decenais de expansão tempestivamente no início do seu período de vigência;

9.2.1.4. na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere: a) à promoção da competitividade entre os agentes dessa indústria; b) a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético;

9.2.1.5. em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos;

9.2.1.6. assegure, nos acordos de intercâmbio de energia com países vizinhos, celebrados por instrumentos contratuais diversos, a inclusão de cláusulas que estabeleçam sanções efetivas no caso de descumprimento das partes;

9.2.2. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que:

9.2.2.1. avalie os indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a conveniência de

inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas;

9.2.2.2. em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica;

9.2.2.3. em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização de hidrelétricas existentes e do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas;

9.2.2.4. elabore e encaminhe ao Tribunal, no prazo de 90 dias, estudos que determinem os níveis ótimos de margem entre capacidade de geração assegurada, capacidade de geração média e demanda (carga), em relação ao custo de manutenção dessas margens;

9.2.3. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que:

9.2.3.1. exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização/digitalização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas;

9.2.3.2. ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo;

9.2.3.3. aprimore a regulação setorial no que se refere à pública divulgação dos aumentos dos encargos setoriais, em especial em relação aos custos associados à segurança do sistema (sinal de preço defasado);

9.2.4. à Casa Civil da Presidência da República que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das recomendações e determinações constantes deste Acórdão;

9.3. determinar à Sefid que monitore a implementação das determinações e recomendações acima delineadas;

9.4. dar ciência deste Acórdão, acompanhado das peças que o fundamentam, à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), à Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), às Comissões da Câmara dos Deputados de (a) Minas e Energia, (b) Fiscalização Financeira e Controle; (c) Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, e (d) Defesa do Consumidor; às Comissões do Senado Federal de (a) Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle e (b) Serviços de Infraestrutura; e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal

Quorum

13.1. Ministros presentes: Ubiratan Aguiar (Presidente), Valmir Campelo, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro, José Jorge e José Múcio Monteiro.

13.2. Auditor convocado: Augusto Sherman Cavalcanti (Relator).

13.3. Auditores presentes: Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira

Publicação

Ata 17/2010 - Plenário

Sessão 26/05/2010
Aprovação 04/06/2010
Dou 04/06/2010

Referências (HTML)

Documento(s): [AC_1196_17_10_P.doc](#)
