

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

APRIMORAMENTOS PARA O SETOR ELÉTRICO: PROPOSTAS AOS CANDIDATOS (MANDATO 2015-2018)

O ano de 2014 será marcado pela campanha eleitoral para a Presidência da República, período em que a nação debaterá caminhos para a construção de um futuro melhor.

É com este espírito de construção que o Instituto Acende Brasil dedica a 13ª edição da série de *White Papers* para refletir sobre a atual situação do Setor Elétrico Brasileiro, identificar seus principais problemas, e propor soluções robustas e viáveis.

Tanto o diagnóstico quanto as proposições foram organizados ao longo de três dimensões que se constituem nos pilares do setor: (i) adequação da oferta de energia; (ii) modicidade tarifária; e (iii) credibilidade e confiança.

O Setor Elétrico Brasileiro passou por relevantes transformações nas últimas décadas, transformações estas que renderam frutos para a sociedade.

Uma agência reguladora autônoma e independente foi criada para zelar pelos interesses de longo prazo da população. Desde sua criação a Aneel tem progressivamente caminhado na construção do marco regulatório do setor, tornando-se conhecida pela transparência e sofisticação técnica.

O regime de leilões regulados de energia tem atraído bilhões de investimentos na expansão da oferta, garantindo o atendimento do crescimento da carga, atraindo

novas empresas para o setor e ensejando a inserção de novas fontes renováveis na matriz elétrica.

Estabeleceu-se um regime de regulação por incentivos que tem produzido considerável melhoria da qualidade do serviço e ganhos de produtividade que contribuíram para a modicidade tarifária em prol dos consumidores.

Mas, apesar de significativas conquistas, torna-se cada vez mais evidente que mudanças são necessárias para assegurar o fornecimento de energia de forma adequada, módica e sustentável no longo prazo.

As questões mais preocupantes são: (i) o processo atordado e distorcido de expansão do sistema; (ii) a elevação dos custos da energia devido à alta incidência de tributos e encargos; e (iii) a deterioração do ambiente de negócios no setor e o comprometimento dos investimentos futuros.

Há uma perturbadora falta de coordenação na implantação dos novos empreendimentos de energia: há usinas que não podem operar por falta de transmissão; há linhas de transmissão ociosas por falta de subestações para receber a energia; há distribuidoras que incorrem em sobrecustos por atraso de obras de transmissão; o processo de licenciamento é uma constante fonte de incerteza, mesmo após a emissão das licenças; e a construção de novos empreendimentos é prejudicada por paralisações, vandalismo e depredações.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3	4. CREDIBILIDADE E CONFIANÇA	37
2. ADEQUAÇÃO DA OFERTA	4	4.1 Situação atual e principais distorções	37
2.1 Situação atual e principais distorções	4	4.2 Soluções	47
2.2 Soluções	16		
3. MODICIDADE TARIFÁRIA	24	CONCLUSÕES	51
3.1 Situação atual e principais distorções	24	REFERÊNCIAS	59
3.2 Soluções	34		

A eficácia dos leilões como instrumentos de promoção eficiente da expansão por meio da concorrência tem sido lesada: pela participação de empreendedores que desonram os compromissos assumidos; pela segmentação arbitrária do mercado; pelo dirigismo governamental conduzido por meio de estatais de energia e fundos de pensão estatais que atuam como acionistas do grupo controlador das empresas de energia ou pela concessão de financiamentos de bancos públicos; e pela falta de iniciativa para resolver gargalos regulatórios que impedem a evolução eficiente do setor, como, por exemplo, no caso de fornecimento de gás natural para termelétricas. Todos esses fatores prejudicam a isonomia competitiva nos leilões.

A energia elétrica brasileira é tributada de forma desproporcional em relação à sua participação na economia, distorção que prejudica a competitividade sistêmica do país, dado que a energia é um insumo essencial em praticamente todo ramo da economia. A conta de luz poderia ser mais barata se o país adotasse um regime de tributação mais apropriado.

Outro elemento que onera desnecessariamente a energia elétrica é o conjunto de encargos setoriais decorrentes da dinâmica parlamentar que incentiva projetos de lei beneficiando alguns poucos à custa da maioria.

Finalmente, verifica-se uma elevação de custos desnecessária devido à contratação de energia sem levar em conta aspectos importantes para a operação.

Uma das fontes de maior preocupação atual, no entanto, é com relação à credibilidade institucional do setor. As mudanças na legislação - promovidas para possibilitar a adoção de um novo regime regulatório para as concessões vincendas de geração e transmissão - causaram um grande desarranjo no setor. A Medida Provisória 579 desencadeou uma série de problemas que foram agravados pelos 'remendos' adotados posteriormente para tentar conter os

efeitos deletérios dos erros cometidos no processo, erros que deflagraram uma grande quantidade de disputas judiciais. A judicialização e a turbulência abalaram a confiança dos investidores no setor.

As inúmeras intervenções no modelo setorial resultaram num modelo 'Frankenstein' que perdeu sua lógica regulatória e econômica. Além disso, há um desarranjo institucional em que não há clara delimitação das atribuições das instituições.

A própria Aneel, que tem sido reconhecida como exemplo de boa governança para outras agências reguladoras devido aos seus ritos processuais bem definidos (as propostas de regulamentação são embasadas em notas técnicas, submetidas a consulta pública e deliberadas pela Diretoria da Agência em reuniões públicas abertas e transparentes) vem perdendo a sua eficácia devido à grande fragmentação de temas tratados em centenas de audiências a cada ano.

Finalmente, constata-se uma mudança de postura do regulador nos últimos anos que lhe tem causado perda de eficácia. A adoção de uma postura cada vez mais draconiana nos processos de revisões tarifárias e de fiscalização começa a comprometer a sustentabilidade econômico-financeira das empresas reguladas.

O objetivo deste trabalho é oferecer uma contribuição pragmática que possa ser utilizada por todos os candidatos à Presidência da República na construção de seus respectivos Programas de Governo visando à implementação de ações e políticas públicas direcionadas à recondução do setor elétrico - e da economia que dele depende - ao crescimento sustentável.

*"Quando não compreendemos a dor, ela nos dilacera;
quando entendemos seus fins, ela nos aperfeiçoa."
(Provérbio chinês)*

1. INTRODUÇÃO

O ano de 2014 é um ano de campanha eleitoral para a Presidência da República. Seja qual for o candidato vencedor, haverá um grande número de desafios pela frente. Com o objetivo de auxiliar os candidatos na elaboração de suas plataformas eleitorais o Instituto Acende Brasil dedicou essa edição dos White Papers à apresentação de um panorama geral do estado atual do setor elétrico, identificando os principais problemas que precisam ser endereçados nos próximos anos e apresentando recomendações para solucioná-los.

As questões foram agrupadas em três categorias:

- adequação da oferta;
- modicidade tarifária; e
- credibilidade e confiança institucional.

Para cada uma das categorias apresenta-se primeiramente uma descrição dos problemas enfrentados, um diagnóstico das principais causas dos problemas e, em seguida, uma lista de recomendações para solucionar, ou ao menos mitigar, os problemas identificados.

O tema da adequação da oferta é abordado na seção 2. A adequação da oferta lida com a capacidade de se atender à demanda futura por energia elétrica. Para assegurar o fornecimento de energia é necessário que haja estrita harmonia e sincronismo entre todos os elos da cadeia produtiva. Também é necessário que haja uma 'infraestrutura institucional' eficaz para coordenar e ordenar a expansão executada pelo vasto número de agentes que compõe o setor.

Na seção 3 é abordado o tema da modicidade tarifária, que se refere à minimização do custo da energia elétrica para os consumidores. Para assegurar a modicidade tarifária é preciso ter clareza sobre quais são os fatores que mais têm contribuído para a elevação do custo a fim de que se possa examinar quais são as formas mais promissoras para reduzir os custos sem abalar a sustentabilidade de longo prazo do setor.

O tema da credibilidade e confiança é tratado na seção 4. Para assegurar a expansão e a modicidade tarifária é crucial que haja investimentos eficientes no setor, mas para isso é necessário conquistar a confiança dos investidores. A confiança depende principalmente da credibilidade das instituições e do marco regulatório do setor capaz de proporcionar sustentabilidade econômico-financeira de longo prazo.

Um sumário dos diagnósticos e conclusões é apresentado na seção 5.

2 ADEQUAÇÃO DA OFERTA

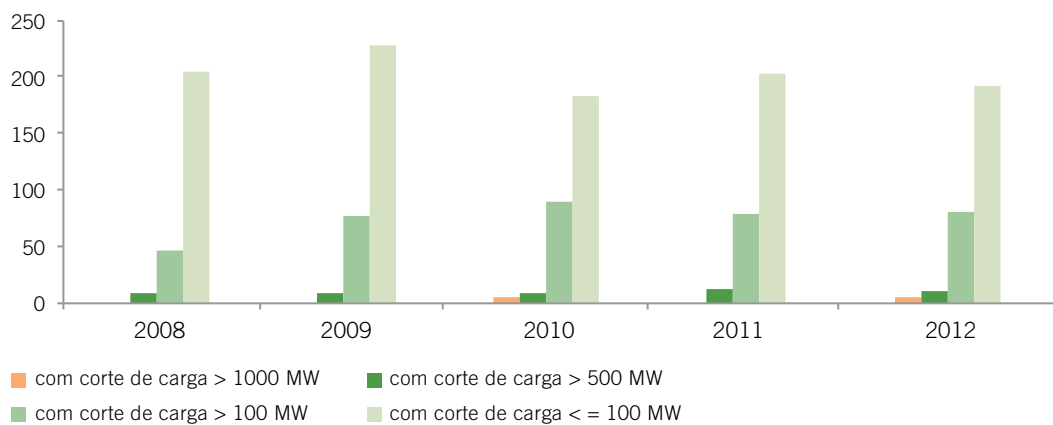
2.1 SITUAÇÃO ATUAL E PRINCIPAIS DISTORÇÕES

À primeira vista o setor elétrico parece ir de vento em popa: o equilíbrio estrutural entre oferta e demanda tem sido mantido, o custo de novos empreendimentos de geração vem caindo, novos participantes têm ingressado no setor, e novas fontes renováveis têm sido agregadas à matriz elétrica de forma espontânea e competitiva.

Um olhar mais cuidadoso, no entanto, revela que há graves problemas na forma como a expansão vem sendo conduzida, problemas estes que podem vir a ameaçar o suprimento de energia no futuro.

Embora o risco de déficit seja baixo, o sistema tem se defrontado com situações momentâneas de alto risco de déficit. Apagões de grandes proporções têm ocorrido com certa regularidade (Figura 1), e o custo operacional tem se elevado muito devido ao acionamento frequente e duradouro de usinas de geração de alto custo de produção.

Figura 1: Perturbações com corte de carga no SIN

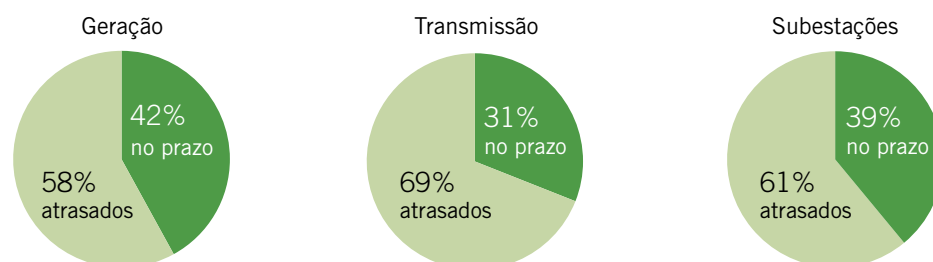


Fonte: ONS

Parte da explicação para esses problemas está no fato de que a expansão não segue como planejado. Atrasos na implantação de novos empreendimentos já não são a exceção e, sim, a regra. Apenas uma pequena minoria dos empreendimentos entra em operação dentro do prazo previsto. E os atrasos são generalizados em todos os segmentos do setor – geração, transmissão e distribuição/transformação (subestações).

Conforme ilustra a Figura 2, dos empreendimentos atualmente em construção, somente 42% das usinas de geração, 31% das linhas de transmissão e 39% das subestações devem entrar em operação comercial no prazo originalmente previsto, segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Figura 2: Perspectiva de entrada de operação comercial dos empreendimentos em construção



Fonte: CMSE (132ª Reunião, 06/nov/2013).

O atraso médio dos empreendimentos de geração é de oito meses, o de transmissão é de um ano, e o das subestações é de seis meses. Esses atrasos prejudicam a expansão ordenada do setor, colocam em risco o equilíbrio estrutural de oferta e demanda e aumentam os custos de operação.

Há múltiplas razões para os atrasos, sendo que parte deles decorre de fatores fora da alçada do empreendedor responsável pela construção e operação do empreendimento.

A principal causa dos atrasos tem sido o amplo e complexo processo de licenciamento ambiental, processo este que envolve diversas entidades governamentais e os próprios empreendedores.

A incerteza não se manifesta apenas no prazo requerido pelas autoridades competentes para emitir as licenças ambientais: também há incerteza sobre o resultado da análise e, o que é pior, a incerteza permanece mesmo após a obtenção das licenças ambientais.

São frequentes as paralisações de empreendimentos em construção devido a questionamentos das licenças já emitidas ou por razões espúrias que incluem a defesa de bandeiras ideológicas e a captura dos empreendimentos para reivindicações completamente desatreladas dos projetos de energia elétrica. Demandas trabalhistas e exigências sociais, por exemplo, têm se destacado nesta categoria, sendo que o Ministério Público tem questionado o processo de licenciamento ambiental para incorporar demandas genéricas.

Além das paralisações por questionamentos do licenciamento, o setor tem convivido com invasões, vandalismo e depredações que também seguem a mesma lógica de captura de empreendimentos cujo desenvolvimento já foi iniciado.

Mirando o futuro, as preocupações são ainda maiores. O sistema de leilões de energia, principal instrumento de coordenação da expansão, vem sendo gradativamente desvirtuado.

O sistema de leilões é conduzido de forma errática: os leilões não são realizados com periodicidade previsível, as regras de leilões são constantemente alteradas, determinadas fontes são barradas de participar dos leilões de energia e são realizados outros tipos de leilões direcionados a fontes específicas sem nenhum critério previamente definido.

A imprevisibilidade dos leilões torna o desenvolvimento de novos empreendimentos mais arriscado e prejudica e afasta a participação de concorrência qualificada. É importante lembrar que o processo de preparação de um empreendimento para que o mesmo possa competir no leilão é dispendioso e inicia-se muito antes da divulgação do edital do leilão.

Além disso, a concorrência nos leilões é distorcida pelos seguintes fatores:

- participação de proponentes despreparados;
- atuação de estatais sem clareza quanto a seus objetivos ¹;
- falta de isonomia de informações;
- recomposição de consórcios após o leilão; e
- estabelecimento de preço-teto demasiadamente baixo em alguns certames, o que tem o efeito de reduzir o interesse dos potenciais competidores e, conseqüentemente, o grau de rivalidade no leilão.

Há ainda gargalos que prejudicam a participação de fontes energéticas importantes para a matriz elétrica. Esses gargalos decorrem de falhas ou lacunas regulatórias que permanecem sem solução por falta de iniciativa das autoridades competentes.

A princípio, a expansão da geração deveria ser coordenada pelo governo. No entanto, a abordagem que tem sido adotada é muito baseada em planos que dificilmente se alinham à realidade uma vez que a configuração real das usinas futuras dependerá de inúmeros fatores, entre os

¹ Para maiores detalhes sobre os princípios de Governança Corporativa, vide o *White Paper* 11 do Instituto Acende Brasil "Gestão Estatal (Parte 2): Governança Corporativa", disponível em www.acendebrasil.com.br > Estudos.

quais a viabilidade socioambiental dos aproveitamentos, a atratividade econômica das usinas e a própria dinâmica entre os competidores nos leilões.

Seria recomendável uma alteração desta abordagem, tirando o foco de “planos” e colocando o foco na essência da atividade de “planejamento”, baseada em opções ou cenários de expansão acompanhados dos respectivos gargalos físicos e econômicos, restrições regulatórias e análises de custo-benefício de cada opção/cenário para que todos os *stakeholders* possam fazer suas avaliações antes dos leilões.

O resultado de tudo isso tem sido uma expansão assíncrona, desequilibrada e incerta, o que compromete a expansão ordenada e impõe custos desnecessários ao sistema elétrico.

2.1.1 FALTA DE COORDENAÇÃO ENTRE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

As interdependências entre os diferentes elos da cadeia de produção do setor elétrico fazem com que o impacto do atraso de um determinado empreendimento seja ampliado, provocando impactos ainda maiores para o consumidor. Há muitos exemplos recentes desse fenômeno.

Atualmente há dezenas de novas usinas de geração prontas para suprir o mercado que são forçadas a permanecer desligadas porque as linhas de transmissão para escoar a sua energia não estão prontas. Um caso emblemático é o do atraso na instalação das estações coletoras e linhas de transmissão para escoar a energia de parques eólicos no Nordeste.

Para reduzir o custo de interligação de pequenas centrais geradoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foram instituídas estações coletoras para conexão compartilhada – as denominadas ICGs: Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada. Assim, pequenas centrais geradoras numa determinada região, como parques eólicos, por exemplo, podem obter acesso à Rede Básica de transmissão por meio de uma única conexão compartilhada, evitando a construção de conexões individuais. Uma vez definido o dimensionamento e a localização das ICGs o governo promove um leilão para a construção das instalações.

Uma das regiões em que as ICGs têm sido mais empregadas é o Nordeste, principalmente para a conexão dos novos parques eólicos. A Chesf ganhou as licitações para construção e operação da maior parte dessas ICGs, mas não tem conseguido entregar as instalações no prazo. Em 2012, havia 28 usinas de geração prontas para operar, com capacidade de mais de 678 MW, que não puderam entrar em operação por falta de transmissão (O *Valor Econômico*, 12/06/2013).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) tem tomado ações buscando disciplinar a empresa responsável pela instalação das ICGs. Além da multa milionária imposta à Chesf, a Diretoria da Aneel autorizou sua Procuradoria-Geral a ajuizar demanda judicial para “reparar a lesão sofrida pelos consumidores pelo atraso da entrada em operação comercial das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICGs” (Despacho 2903/2012). O valor da ação é estimado em mais R\$ 370 milhões.

A Chesf, por sua vez, argumenta que somente uma parte do atraso lhe pode ser atribuída. Segundo a estatal, a maior parte do atraso decorre da precariedade dos projetos de ICGs elaborados pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética (*Jornal da Energia*, 06/09/2013).

Além de usinas de geração ociosas por falta de transmissão, há também novas linhas de transmissão que permanecem ociosas porque as subestações necessárias para receber sua energia não estão prontas.

Um exemplo do efeito desses atrasos é a Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus. A nova linha de transmissão percorre 1.800 quilômetros em plena selva amazônica para ligar Tucuruí a Manaus, com um ramo para Macapá. A nova interligação conecta grande parcela dos consumidores dos “sistemas isolados” da Região Norte ao Sistema Interligado Nacional, o que possibilita a substituição do suprimento de energia proveniente de termelétricas de alto custo

Parques eólicos desligados por falta de transmissão

Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus ociosa por falta de subestações

operacional localizadas na região por energia proveniente de usinas de menor custo localizadas no resto do país.

O maior trecho entre Tucuruí e Manaus já está pronto desde 09 de julho de 2013, mas apenas uma pequena fração de sua capacidade está sendo utilizada porque a distribuidora local (a estatal Amazonas Energia, controlada pelo grupo Eletrobrás) ainda não terminou quatro das cinco novas subestações requeridas para receber a energia da nova linha de transmissão. O atraso não só força a ociosidade das instalações de transmissão, cujo investimento foi de cerca de R\$ 3,5 bilhões, como também priva os consumidores do acesso à energia de usinas mais baratas que proporcionariam uma economia da ordem de R\$ 2 bilhões por ano (*O Estado de S. Paulo*, 11/08/2013).

Os atrasos nos sistemas de transmissão também afetam o elo da distribuição e seus consumidores. Há casos em que o atraso de obras de transmissão acabou impondo sobrecargas às redes de distribuidoras, forçando-as a realizar investimentos em caráter emergencial (como bancos de capacitores) e a assumir sobrecustos com regimes de operação especial que seriam desnecessários na ausência dos atrasos.

Distribuidoras prejudicadas por atraso nos reforços da Rede Básica

Apesar dos atrasos sistemáticos não foram tomadas medidas para evitar a repetição destes episódios, como antecipar a data de realização dos leilões anuais para o início do ano para que houvesse mais tempo para execução das obras. Nos últimos anos, todos os “Leilões de Energia Nova” têm sido realizados no segundo semestre – geralmente em dezembro. Assim, os leilões “A-5” e “A-3” (lido “A menos cinco” e “A menos três”, no qual o “A” representa o ano de início de suprimento de energia) passam a ter antecipação de apenas quatro e dois anos, respectivamente, em vez dos cinco e três como remete a sua nomenclatura. É como se o governo estivesse completamente alheio ao problema².

O descaso das autoridades com relação aos prazos chegou ao seu ápice em 2011, quando se chegou a realizar um leilão de transmissão com data de entrada de operação posterior à data de entrada de operação das usinas.

Atraso por design – Leilão de Transmissão de 001/2011

Trata-se do Leilão de Transmissão 001/2011 que foi concebido para licitar as linhas de transmissão para escoar a energia proveniente de novas usinas contratadas no Leilão de Energia de Reserva (Leilão 005/2010) e no Leilão de Fontes Alternativas (Leilão 007/2010), realizados no ano anterior.

A data de início do suprimento de energia estabelecido no contrato dessas usinas era 1º de janeiro de 2013, mas o cronograma das instalações de transmissão previa entrada em operação apenas em 1º de setembro de 2013. Pode se dizer que esse leilão foi um verdadeiro “imbróglia por *design*”, mesmo supondo nenhum atraso na construção das instalações de transmissão – suposição que as estatísticas demonstram ser pouco provável.

A Aneel reconheceu o descompasso em 10 de maio 2011 quando emitiu o Despacho 2007/2011 facultando aos geradores alterar a data de início de suprimento constante nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) para coincidir com a data de entrada de operação das suas respectivas instalações de transmissão licitadas no Leilão 01/2011. Assim, resolveu-se a exposição financeira dos geradores, mas o impacto real sobre as condições de suprimento do sistema permaneceu.

Esses descompassos fragilizam o sistema, elevam custos e podem vir a comprometer o suprimento de energia para o consumidor.

2.1.2 DEMORA NA LIBERAÇÃO DE LICENÇAS AMBIENTAIS

Embora seja denominado de “licenciamento ambiental”, tal processo, na prática, não se res-

² Para entender as regras e elementos dos leilões regulados, vide o *White Paper 7* do Instituto Acende Brasil “Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações”, disponível em www.acendebrazil.com.br > Estudos.

tringe à análise dos impactos do empreendimento sobre o meio ambiente porque engloba também os impactos socioeconômicos sobre as comunidades locais. Isto implica dizer que o processo de licenciamento não depende de um único órgão governamental:

- o órgão responsável pela emissão da licença ambiental no âmbito federal é o Ibama (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis), mas frequentemente órgãos estaduais de meio ambiente também participam do processo como intervenientes;
- a Funai (Fundação Nacional do Índio) e a Fundação Palmares, respectivamente, passam a participar do processo quando o empreendimento impacta povos indígenas ou quilombolas;
- o Instituto Chico Mendes (ICMBio) passa a participar do processo quando o empreendimento impacta Unidades de Conservação; e
- o Iphan (Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional) participa do processo quando o empreendimento impacta sítios arqueológicos.

Além das entidades acima, o Ministério Público rotineiramente intervém na maioria dos processos.

Essa atuação conjunta e descoordenada de múltiplos órgãos governamentais e a amplitude temática abordada é uma das razões que tornam o processo de licenciamento tão complexo e controverso.

2.1.3 INDEFINIÇÕES, IMPREVISIBILIDADE E CONTESTAÇÕES A POSTERIORI

O processo de licenciamento não somente é longo, mas também imprevisível e sujeito a contestações posteriores. Isso faz com que o processo de licenciamento ambiental seja uma das principais fontes de incerteza no setor.

Esperar-se-ia que as incertezas relativas ao licenciamento ambiental cessariam após a sua obtenção. A realidade, no entanto, é que as incertezas permanecem após a obtenção das licenças.

Há exemplos recentes em que ocorreram paralisação de obras de usinas devido a questionamentos sobre validade do licenciamento ambiental do empreendimento com base em questionamentos relativos a estudos ambientais realizados anos atrás, que foram colocados em audiência pública e que já tinham sido aprovados pelas autoridades competentes.

Os consumidores de energia elétrica e os responsáveis pela construção e operação das usinas não têm nenhuma condição de gerenciar a eclosão imprevisível dos questionamentos acima, mas serão eles que lidarão com os prejuízos ocasionados pela paralisação.

Num primeiro instante é o empreendedor que sofre as consequências da paralisação por meio da elevação de seus custos e da perda de receitas decorrentes do atraso da entrada de operação do empreendimento. No caso de atraso de hidrelétricas, o consumidor também é penalizado no curto prazo uma vez que terá que pagar pelo custo de acionamento de usinas mais caras. No longo prazo, entretanto, o prejuízo maior tende a recair sobre os consumidores de energia elétrica, pois o impacto de episódios como esse tende a se alastrar para todos os novos empreendimentos de energia: a incerteza faz com que o prêmio de risco exigido pelos empreendedores se eleve, encarecendo novos empreendimentos e, conseqüentemente, as tarifas de energia elétrica.

2.1.4 INCONSTÂNCIA DOS LEILÕES

Apesar dos atrasos e das indefinições verificados na expansão do sistema elétrico, é notório que a adoção do sistema de leilões representou um grande avanço para o setor por ter-se configurado como o principal instrumento de coordenação da expansão do parque gerador e da Rede Básica de transmissão.

Paralisação da construção de usinas por questionamentos de licenças ambientais já concedidas

O sistema de leilões tem ensejado o ingresso de novos agentes no setor e fomentado a entrada de novas fontes na matriz elétrica de forma concorrencial. Não obstante, o sistema de leilões vem sendo gradativamente desvirtuado.

Os leilões anuais de energia (A-5, A-3 e A-1) previstos na legislação (Lei 10.848/2004) nem sempre são realizados, sendo que ano a ano as regras dos leilões têm sido alteradas de forma pouco previsível.

Os Leilões de Reserva são uma incógnita: não se sabe quando serão realizados e são sempre direcionados para contratação de energia proveniente de fontes específicas. Além disso, o governo não faz qualquer prestação de contas à sociedade quanto às razões para a contratação de energia nas quantidades realizadas nem quanto ao motivo que embasou a restrição de fontes específicas.

Até 2007 os leilões eram abertos a qualquer fonte,³ mas a partir desse ano passou-se a restringir as fontes que poderiam participar dos leilões (Tabela 1).

Determinadas fontes são barradas de participar de leilões

Tabela 1 - Tipos de empreendimentos admitidos em cada Leilão de Energia

LEILÕES DE ENERGIA	EDITAL ANEEL	DATA	UHE	PCH	EOL	BIO	CARVÃO	GÁS	ÓLEO
1º LE Nova (A-5)	002/2005	16.dez.05	✓	✓		✓	✓	✓	✓
2º LE Nova (A-3)	002/2006	29.jun.06	✓	✓		✓	✓	✓	✓
3º LE Nova (A-5)	004/2006	10.out.06	✓	✓		✓	✓	✓	✓
1º LE Alternativas	003/2007	18.jun.07			✓	✓			
4º LE Nova (A-3)	002/2007	26.jul.07	✓	✓		✓	✓	✓	✓
5º LE Nova (A-5)	001/2007	16.out.07	✓	✓		✓	✓	✓	✓
1º LE Reserva	001/2008	14.ago.08				✓			
6º LE Nova (A-3)	002/2008	17.set.08	✓	✓		✓	✓	✓	✓
7º LE Nova (A-5)	003/2008	30.set.08	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8º LE Nova (A-3)	002/2009	27.ago.09	✓	✓	✓	CVU ≤ 200	CVU ≤ 200	CVU ≤ 200	CVU ≤ 200
2º LE (Reserva)	003/2009	14.dez.09			✓				
9º LE Nova (A-5)	008/2009	21.dez.09				Cancelado			
10º LE Nova (A-5)	003/2010	30.jul.10	✓	✓					
3º LE Reserva	005/2010	25.ago.10		✓	✓	✓			
2º LE Alternativas	007/2010	26.ago.10		✓	✓	✓			
11º LE Nova (A-5)	004/2010	17.dez.10	✓	✓					
12º LE Nova (A-3)	002/2011	17.ago.11	✓	✓	✓	✓		✓	
4º LE (Reserva)	003/2011	18.ago.11			✓	✓			
13º LE Nova (A-5)	007/2011	20.dez.11	✓	✓	✓	✓		ciclo combinado	
14º LE Nova (A-3)	001/2012	12.dez.12				Cancelado			
15º LE Nova (A-5)	006/2012	14.dez.12	✓	✓	✓	✓		ciclo combinado	
5º LE Reserva	005/2013	23.ago.13			✓				
16º LE Nova (A-5)	006/2013	29.ago.13	✓	✓		✓	✓	ciclo combinado	✓

Fonte: Aneel. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

³ Nota: os editais não previam a oferta de energia de usinas eólicas, mas não porque as mesmas eram vedadas, e sim porque a energia eólica ainda não era competitiva em termos de custo.

Em 2007, foi realizado o Leilão de Fontes Alternativas, cuja finalidade era justamente promover a expansão de fontes não convencionais, especificamente as de fonte eólica e termelétricas a biomassa. No ano seguinte, foi realizado o primeiro Leilão de Reserva que também foi restrito, mas dessa vez apenas para termelétricas a biomassa. Em 2009, passou a haver restrição de participação nos Leilões de Energia Nova, quando foram barradas termelétricas com Custo Variável Unitário superior a R\$200 por megawatt-hora. Já em 2010, somente empreendimentos hidrelétricos foram permitidos nos Leilões de Energia Nova. Mas no ano subsequente voltou-se a permitir empreendimentos de fonte eólica e biomassa e de termelétricas movidas a gás natural no Leilão de Energia A-3. No Leilão de Energia A-5, também em 2011, restringiu-se ainda mais a participação de termelétricas, passando a serem aceitas apenas termelétricas a gás natural em ciclo combinado. Essas mesmas restrições vigoraram nos Leilões de Energia Nova de 2012. E em 2013 o mercado foi surpreendido com a decisão de que a contratação de energia proveniente de termelétricas a carvão voltaria a ser permitida, enquanto seriam excluídas usinas eólicas do Leilão de Energia A-5 (embora se tenha realizado um Leilão de Energia de Reserva para contratação de energia exclusivamente de empreendimentos eólicos).

Tamanho imprevisibilidade nos leilões é muito prejudicial, pois para participar de um leilão os empreendedores precisam investir muitos recursos no desenvolvimento de seus projetos, um esforço que sempre é feito com muita antecedência em relação à data de cada leilão. É preciso elaborar o projeto básico, pesquisar o local para instalação da usina, negociar com fornecedores de equipamentos, obter licenças ambientais das autoridades competentes, entre outros aspectos.

Quando o governo repentinamente barra um determinado tipo de usina (qualquer que seja o tipo) que estava sendo preparado pelo empreendedor, todo esse investimento é desperdiçado (ou ao menos postergado). Assim, o setor passa a ser assombrado por uma percepção de risco segundo a qual “o seu tipo de empreendimento” poderá ser o próximo a ser barrado.

A inconstância também aflige os Leilões de Energia Existente (os chamados Leilões A-1), realizados no ano anterior à entrega de energia para usinas já construídas. Em 2012 esse leilão não foi realizado devido à implementação atordoada da prorrogação antecipada de concessões vincendas promovida pela Medida Provisória 579 (convertida na Lei 12.873) ⁴.

Ineficácia dos Leilões A-1

Como havia uma grande quantidade de contratos de compra de energia que venciam no final de 2012 e como a adesão às regras não foi integral (contrariando a hipótese governamental), as distribuidoras ficaram com uma parcela substancial de sua carga descontratada e, conseqüentemente, expostas aos preços do mercado de curto prazo. Com o atraso das chuvas houve forte elevação dos preços do mercado de curto prazo, aos quais as distribuidoras ficaram involuntariamente expostas. Para tentar corrigir o erro, o governo realizou tal leilão em junho de 2013 (que ficou conhecido como o “Leilão A-0”, pois objetivava contratar energia para o mesmo ano), mas a aplicação de suas regras equivocadas resultou em um preço teto demasiadamente baixo frente às condições de mercado vigente, o que inviabilizou a concretização de qualquer negócio.

A mesma frustração de subcontratação devido ao preço-teto muito baixo estabelecido pelo governo foi constatada no Leilão A-1 de dezembro de 2013. Mas o que mais preocupa é que, se não houver mudanças nas regras, os próximos Leilões A-1 muito provavelmente também falharão, o que prolongará a exposição ao mercado de curto prazo. O problema decorre do fato de que nos leilões de curto prazo (A-1 e de Ajuste) os preços são definidos com base em preços dos últimos leilões de Energia Nova, enquanto o mais coerente seria que tais preços também refletissem a realidade de curto prazo capturada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

⁴ O governo trabalhou com a hipótese de adesão total dos concessionários às regras da MP 579 e decidiu não realizar o Leilão A-1 de 2012, leilão em que seria comercializada a energia de contratos de energia existente vencidos em 2012. O efeito dessa postura negligente foi desastroso para as distribuidoras, que contavam com tal leilão para contratar a energia requerida para atender à sua carga.

A consequência disso é uma exposição duradoura de consumidores ao mercado de curto prazo, o que os expõe à volatilidade de preços. Os geradores de energia também são prejudicados pela redução da proporção de energia vendida por contratos de longo prazo, efeito que desestabiliza o seu fluxo de receitas.

2.1.5 DESVIRTUAMENTO DOS INSTRUMENTOS DE MERCADO

Para que os leilões sejam instrumentos eficazes de coordenação da expansão é preciso zelar pela concorrência isonômica e leal e pelo pleno cumprimento dos compromissos estabelecidos na ocasião do certame. Caso contrário, o regime de leilões deixará de ser um instrumento eficaz para a promoção da eficiência.

Nos últimos anos houve uma série de acontecimentos em que os princípios acima foram violados em maior ou menor grau. Apesar de ser verdade que nem todas as falhas podem ser evitadas, deve haver permanente empenho para que elas não ocorram e, principalmente, que haja agilidade na correção dos contratamentos quando eles forem constatados.

A concorrência eficiente pressupõe que todos os competidores conheçam as regras de forma prévia e detalhada, evitando interpretações ambíguas no futuro. Além disso, é fundamental que proponentes habilitados a participar do leilão honrem os compromissos assumidos. Isso não foi observado nos últimos anos, sendo o caso mais notório o do Grupo Bertin.

Desistência da Bertin

Depois de vender as suas operações frigoríficas, o Grupo Bertin ingressou num ambicioso programa no setor de infraestrutura. Em setembro de 2008, a Bertin Energia participou do Leilão de Energia A-3, no qual assumiu o compromisso de construir seis usinas termelétricas a óleo combustível e duas a gás natural regaseificado, que juntas somavam mais de 1,6 gigawatts (GW) de potência instalada. Algumas semanas depois, a empresa (novata no setor elétrico), participou do Leilão de Energia A-5 e assumiu o compromisso de construir outras 14 usinas termelétricas, que juntas somariam mais 3,5 GW de potência.

Não bastassem seus já ambiciosos planos de expansão termelétrica, em abril de 2010, quando os impactos da crise financeira global desencadeada pela quebra do Lehman Brothers já eram plenamente conhecidos, o Grupo Bertin ingressou no Consórcio Norte Energia para construir a usina hidrelétrica de Belo Monte por meio de sua subsidiária Gaia Energia. O Consórcio, formado de última hora antes do leilão, sagrou-se vencedor no certame. Considerando a sua participação acionária de 9% no consórcio, a destemida Bertin agregaria mais de 1 GW de potência ao seu portfólio, que já equivalia a quase uma 'meia Itaipu'. E não era só no setor elétrico que o Grupo Bertin avançava arrojadamente. O Grupo também venceu a licitação para a construção do Trecho Leste do Rodoanel e tinha planos de participar da licitação de construção do Trem Bala que ligaria Campinas, São Paulo e o Rio de Janeiro.

Mas aos poucos a realidade começou a se impor. O Grupo Bertin abandonou o Consórcio Norte Energia após o BNDES negar seu pedido de financiamento adicional. Em 2011, a empresa não conseguiu entregar as primeiras usinas que assumiu construir no Leilão A-3 de 2008. Em seguida a empresa ficou inadimplente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Logo ficou evidente que a empresa não tinha condições de honrar os seus compromissos e se iniciou o desmonte da empresa de energia (*O Globo*, 17/02/2011).

Episódios como esse são muito graves. Quando se contrata a energia de forma antecipada de um determinado empreendedor, o sistema elétrico passa a contar com aquele empreendimento para o atendimento da demanda futura. Se o empreendedor falha em cumprir os seus compromissos assumidos, o sistema fica desfalcado porque não há tempo suficiente para a recomposição da energia faltante, o que ameaça a segurança do suprimento.

Além disso, o desfalque fragiliza o regime de leilões, pois ao contratar energia de empreendedores inexperientes e sem comprovada qualificação técnica em detrimento de empreende-

dores mais experientes e responsáveis, acaba-se estimulando a imprudência, o imprevisto e a irresponsabilidade.

O que salta aos olhos no caso Bertin é que se permitiu que uma empresa sem nenhuma experiência no setor fosse autorizada a ingressar com tantos empreendimentos num só leilão. Mais preocupante é o fato de que, mesmo depois de conhecidos os ousados compromissos assumidos pela Bertin no Leilão A-3, permitiu-se que a empresa inscrevesse um bloco ainda maior de projetos no Leilão A-5.

Outro aspecto essencial para que o sistema de leilões promova a expansão de forma eficiente é que haja concorrência em condições isonômicas entre todos os participantes do leilão.

A formação e recomposição de consórcios antes e após as licitações é outro aspecto que provoca questionamentos quanto à legitimidade da concorrência nos leilões. Episódios recentes, como as licitações dos aproveitamentos hidrelétricos de Belo Monte e Sinop, trazem à tona a precariedade dos consórcios firmados para competir nos leilões.

No caso do aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte havia dois consórcios considerados na disputa para a construção do empreendimento: um consórcio liderado pela Andrade Gutierrez e Furnas; e outro liderado pela Camargo Corrêa, Odebrecht e CPFL Energia. Ambos os grupos conheciam bem o empreendimento, pois haviam participado ativamente dos estudos para seu desenvolvimento.

Em 07 de abril de 2010, apenas 13 dias antes da data marcada para a realização do leilão, o segundo consórcio anunciou a sua desistência devido ao baixo preço-teto estipulado para o empreendimento. O preço-teto estipulado no leilão foi de R\$ 83,00 por megawatt-hora, com base na estimativa de custo de R\$ 19 bilhões para a obra, valor que já era contestado à época por agentes envolvidos no planejamento do empreendimento e que hoje é reconhecido como sendo da ordem de R\$ 30 bilhões (*O Estado de S. Paulo*, 11/05/2013).

Diante do cenário de um leilão sem concorrência que traria consequências políticas muito negativas, o governo, visando a introduzir de qualquer forma um competidor, mobilizou às pressas a formação de um segundo consórcio sob a liderança da Chesf.

A única certeza que se tinha antes do leilão é de que o conjunto de empresas que comporiam o grupo definitivo responsável pela construção e operação da usina não seria aquele composto pelas empresas que compunham os dois consórcios habilitados a disputar o leilão. Ambos consórcios teriam que ser reformulados:

“O grupo que vencer o leilão terá que passar necessariamente por uma reformulação societária. O edital prevê que construtores e fornecedores tenham até 20% de participação no grupo na hora da assinatura do contrato. Mas no consórcio da Queiroz Galvão esse percentual é de 40% da sociedade, sendo necessário, portanto, uma reformulação breve.

Mesmo que o grupo da Andrade vença, a entrada posterior da Eletronorte no negócio, conforme definido, também significará nova formação.” (*Folha de S. Paulo*, 20/04/2013).

Não faz sentido a submissão de lances de preço fechado para a construção de um megaprojeto sem que sejam conhecidos com clareza seus sócios e a divisão das receitas e responsabilidades entre as partes. E, ainda, deve-se registrar a perversidade dessa volatilidade da composição acionária nos consórcios: afinal, para que disputar o leilão se há a possibilidade de entrar no negócio depois da realização do certame, em condições menos incertas?

Situação igualmente estranha foi observada no Leilão de Energia A-5 realizado em 29 de agosto de 2013. O aproveitamento hidrelétrico de Sinop foi licitado no leilão. O consórcio vencedor era composto pela Alupar (com 51% de participação) e por duas subsidiárias da Eletrobras (Chesf e Eletronorte, cada qual com uma participação de 24,5%). O líder do consórcio era a Alupar mas, imediatamente após a divulgação do resultado do leilão, a empresa privada comunicou seu desejo de não participar do certame. Segundo Comunicado Relevante registrado pela

Formação e
recomposição de
consórcios

empresa na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) naquele mesmo dia, ela “manifestou sua vontade de não mais participar do Leilão, em momento anterior ao início do certame, mediante a assinatura de Termo de Retirada”.

Como é possível um consórcio vencer um leilão se o suposto líder do consórcio não desejava participar? Esta é a prova material de que o consórcio estava sendo liderado por outro(s) agente(s).

Sabe-se que as subsidiárias da Eletrobras evitam manter uma participação acionária majoritária nos consórcios para que não sejam submetidas às rígidas regras previstas na Lei de Licitações (Lei 8.666). Seriam os consórcios apenas uma fachada para contornar os mecanismos de controle estabelecidos para disciplinar a atuação das estatais?

Todo esse processo de formação e recomposição de consórcios faz com que os agentes do mercado questionem a legitimidade dos leilões. Até que ponto trata-se de uma concorrência de fato e até que ponto trata-se apenas de um arranjo para ocultar o dirigismo governamental?

Não é só a participação das estatais que causa questionamentos quanto à legitimidade dos leilões. A política de concessão de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a atuação dos fundos de pensão de empresas estatais como sócios estratégicos nos consórcios são poderosos instrumentos por meio dos quais o governo consegue influenciar os caminhos do setor.

A atuação da Petrobras também provoca questionamentos quanto à isonomia concorrencial. A estatal domina a produção e controla praticamente toda a rede de gasodutos, instalações de processamento, tratamento e regaseificação de gás natural no país. Com isso a Petrobras goza de enorme poder de mercado para ditar os preços e condições de fornecimento do combustível, insumo que não é regulado. Não bastasse isso, a Petrobras também é a maior detentora de termelétricas do país, o que provoca um conflito de interesses explícito no fornecimento de gás natural para o setor elétrico. No Leilão de Energia A-3 de 2011, por exemplo, as condições de fornecimento de gás natural oferecidas pela Petrobras aos empreendedores termelétricos habilitados a participar do certame foram questionadas pela falta de isonomia. A Petrobras oferecia preços diferenciados em função do grau de flexibilidade no suprimento: quanto maior a flexibilidade exigida pelo empreendedor, maior era o preço. Constatou-se, no entanto, que o preço implícito do gás natural que a Petrobras ofereceu à sua própria usina era mais vantajoso (Tendências Consultoria Integrada, 2011). Dessa forma, é necessário inibir o conflito de interesses que inevitavelmente ocorre quando a Petrobras participa nos leilões de energia tanto como empreendedor de novas termelétricas quanto como fornecedor de gás natural.

Esses questionamentos minam a credibilidade dos leilões, incentivando os agentes a dedicar mais tempo e esforço no estreitamento das relações com as autoridades no poder para a obtenção de tratamento diferenciado e menos na busca da eficiência e competitividade.

2.1.6 GARGALOS REGULATÓRIOS NO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

Outro problema que aflige a expansão é a existência de gargalos que impedem a evolução equilibrada da matriz elétrica. Para que o sistema elétrico possa operar de forma adequada é necessário dispor de uma combinação de vários tipos de usinas, cada qual alimentada por diferentes fontes energéticas.

Um desses tipos são as usinas termelétricas, que têm características muito importantes para o sistema. Elas fornecem energia de forma confiável e previsível quando requeridas, atributos muito importantes para o Setor Elétrico Brasileiro, setor em que maior parte da energia é suprida por fontes renováveis que dependem das condições climáticas. Tal dependência tem se agravado porque a capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas vem sendo ‘diluída’ pela expansão da demanda e pela entrada de novas hidrelétricas com baixa ou nenhuma capacidade de regularização.

Falta de isonomia no suprimento de gás natural a empreendimentos termelétricos pela Petrobras

Uma das fontes mais importantes para termelétricas é o gás natural. Essas termelétricas apresentam elevada eficiência termodinâmica e ampla flexibilidade operacional e são movidas por um tipo de combustível que apresenta menor taxa de emissões de gases efeito estufa em comparação com outros tipos de hidrocarbonetos.

O Brasil dispõe de grande potencial de produção de gás natural. A produção doméstica vem crescendo nos últimos anos e a expectativa é de que tal crescimento se acentue na próxima década.

Por todas essas razões seria de se esperar uma ampliação do parque de geração termelétrica a gás natural no país. No entanto, apesar de haver muitos empreendedores com projetos prontos ou interessados em desenvolver novos projetos de usinas termelétricas a gás natural, nenhuma delas foi viabilizada desde os meados de 2011. A razão alegada é uma só: a indisponibilidade de gás natural.

A alegação de falta de gás natural conflita com os dados oficiais. No último ano a produção de gás natural no país cresceu 10,4% (*O Valor Econômico*, 24/09/2013) e segundo o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*, produzido pela EPE para o Ministério de Minas e Energia, a expectativa é de que a produção de gás natural no país seja quase triplicada nos próximos dez anos, elevando-se de 65,9 para 190,9 milhões de metros cúbicos por dia (m³/dia). As projeções da Petrobras não chegam a ser tão otimistas quanto às projeções do governo, mas também indicam que haverá uma grande expansão da oferta de gás natural. Segundo o seu *Plano de Negócios e Gestão 2013-17*, a sua produção deverá duplicar até 2020.

Como explicar essa aparente contradição? Estariam as ousadas previsões de crescimento de oferta de gás natural equivocadas? É importante lembrar que a demanda por gás natural nos “Leilões de Energia A-5” não se refere ao suprimento imediato, mas para atendimento cinco anos à frente. Se a expectativa é de que a oferta de gás irá triplicar em dez anos, seria razoável esperar a constatação de uma expansão significativa para os próximos cinco anos, período que representa a metade do horizonte de tão otimista expansão do insumo.

Em agosto 2012 a razão alegada pela Petrobras para não oferecer gás natural para fornecimento de novas termelétricas era de natureza regulatória:

“Apesar de prever uma folga de 15 milhões de metros cúbicos/dia entre a oferta e a demanda de gás natural para 2016, a Petrobras não fornecerá o insumo para termelétricas nos próximos leilões de energia, marcados para outubro. O problema, de acordo com a estatal, não é técnico, mas regulatório. Isso porque, pelas regras dos leilões, as térmicas inscritas precisam apresentar garantia de fornecimento de gás por 20 anos, mesmo que não ganhem a disputa. Por isso, a Petrobras não pode assegurar reservas para todos os projetos.

‘Nós temos uma limitação de volume [de gás]. Na atual regra do leilão, não tenho como demonstrar lastro. No A-5 [leilão com início de fornecimento de energia em cinco anos] de 2011, tivemos 29 empreendedores solicitando gás natural, num volume total de 54,7 milhões de metros cúbicos/dia. Se tivéssemos que fornecer contrato de gás para todos eles, precisaríamos de reservas de 15 trilhões de pés cúbicos (TCFs), o equivalente à reserva que temos hoje’, explicou o diretor de gás e energia da Petrobras, José Alcides Santoro.” (*O Valor Econômico*, 23/08/2012).

A problemática apontada pela Petrobras deriva de duas exigências:

1. o fornecedor de gás natural deve comprovar que dispõe de reservas suficientes para suprir a termelétrica por toda a duração do contrato; e
2. o fornecedor deve comprovar a capacidade de atendimento de todos os proponentes que se habilitam a participar do leilão.

A primeira questão surge da exigência de comprovação de capacidade de cumprimento do contrato de fornecimento de gás natural estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás

Indisponibilidade de gás natural para novas termelétricas

Natural e Biocombustíveis – ANP⁵. Embora seja louvável a intenção de fiscalizar se a empresa de gás natural dispõe de capacidade para honrar os seus contratos de fornecimento, a forma adotada é questionável.

Pela **Resolução 52/2011 da ANP** (art. 11) a comprovação requer que o agente vendedor de gás natural informe a “origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados”. A rigor isso significa que as atuais reservas do fornecedor precisam ser suficientes para atender à demanda agregada de todos os seus consumidores até o término de seus respectivos contratos.

Ocorre que essa exigência é incompatível com a realidade do setor. A exploração de gás natural (e petróleo) é um processo oneroso, em que as empresas só investem em prospecção e desenvolvimento de novas reservas na proporção do necessário para assegurar o atendimento a seus clientes. Tal processo é realizado continuamente, com ajustes permanentes.

A exigência também destoava da realidade da perspectiva operacional, pois a comprovação supõe que as termelétricas serão acionadas à capacidade máxima o tempo todo, enquanto o histórico da complementação hidrológica indica que os fatores de capacidade com quais as termelétricas a gás natural operam tendem a ser inferiores. Portanto, as exigências de comprovação dificultam as análises de risco de fornecimento de gás natural para o setor elétrico por causa da duração dos contratos de energia, que tipicamente são de 20 anos.

A segunda questão é relativa à comprovação da capacidade para atender a todos os proponentes que se habilitam a participar do leilão. Nos últimos leilões o número de empreendedores interessados em concorrer nos leilões de energia com projetos termelétricos a gás natural tem sido muito elevado. Atender a todos não seria possível, o que, pela regulamentação vigente, levaria os fornecedores a tomar a incômoda decisão de selecionar quais empreendedores técnicos teriam acesso ao seu gás natural (Avila *et al*, 2012).

Conforme será apresentado na seção “2.2 – Soluções”, este problema (que permanece há anos sem solução por falta de iniciativa) pode ser resolvido com uma adequação da regulação e da sistemática do leilão.

2.1.7 SEGMENTAÇÃO DO MERCADO

A Lei 10.848 de 2004, além de segmentar o mercado de consumidores de energia elétrica, separando o Ambiente de Contratação Livre (ACL) do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), segregou também a comercialização da energia proveniente de novos empreendimentos (Energia Nova) da proveniente de empreendimentos existentes (Energia Existente).

As distorções ocasionadas por essa segmentação e regulamentação tornam-se cada vez mais evidentes.

Em primeiro lugar, há uma assimetria de responsabilidades entre consumidores do ACR e ACL. Enquanto os consumidores regulados são obrigados, por meio de suas distribuidoras, a contratar energia com antecedência de três a cinco anos, os Consumidores Livres precisam apenas demonstrar a contratação plena de sua carga vigente. Por outro lado, constata-se uma distorção derivada do fato de os Consumidores Livres e seus comercializadores serem barrados de participar dos Leilões de Energia promovidos pelo governo, o que leva a uma dissonância entre os preços do ACR e ACL.

A segmentação entre “Energia Nova” e “Energia Existente” também é problemática porque não há um referencial objetivo para a Energia Existente. Como os custos de cada empreendimento são diferentes, o preço naturalmente esperado seria o custo marginal de longo prazo,

⁵ A Resolução ANP 52/2011 foi elaborada em resposta à Portaria MME 514/2011, que exige que a ANP analise os “dados necessários para comprovação da origem ou caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados” pelos empreendimentos termelétricos a gás natural que desejam participar dos Leilões de Energia Nova.

que é dado pela Energia Nova. No entanto, quando o mercado é segmentado perde-se essa “âncora natural”. Além disso, como a Energia Existente é leiloada com pouca antecedência, todo o ajuste de mercado resultante de erros de previsão da carga é compensado na ocasião da recontração de Energia Existente. No passado, a Energia Existente respondia pela maior parte do parque gerador, o que fazia com que o ajuste pudesse ser acomodado com relativa facilidade, mas à medida que as concessões vincendas vão sendo prorrogadas no regime de cotas, o ajuste de mercado passa a ser realizado sobre uma base cada vez menor de geradores, o que tem o efeito de aviltar os preços da Energia Existente.

A situação é agravada pela regulamentação do ACR. Em 2013, por exemplo, as regras de definição do preço máximo nos Leilões de Energia Existente resultaram em preços demasiadamente baixos *vis-à-vis* os preços vigentes no mercado de curto prazo, o que levou ao fracasso do leilão por falta de interessados. As principais vítimas desse fracasso foram as distribuidoras, que ficaram expostas à volatilidade de preços do mercado de curto prazo, nada podendo fazer uma vez que a sua contratação de energia no ACR é administrada pelo Governo Federal por meio dos Leilões de Energia. Eventualmente, no entanto, os custos e o risco adicional acabam recaindo sobre os consumidores de energia.

Olhando para o futuro, tudo indica que se não houver alterações nas regras a situação se repetirá em 2014. Quando as distribuidoras são impedidas de contratar sua energia com um ano de antecedência para atender aos seus consumidores devido a preços-tetos incompatíveis com as condições de mercado, as mesmas ficam submetidas à chamada “exposição involuntária”, situação que, por sua vez, expõe os consumidores regulados à volatilidade de preços no mercado curto prazo.

Embora essas distorções não afetem diretamente a adequação da oferta, elas representam incongruências do modelo que impactam adversamente os agentes do setor e, no longo prazo, minam a credibilidade do modelo setorial, afugentando investidores, o que compromete a concorrência e, conseqüentemente, a modicidade tarifária.

Várias recomendações para contornar este problema são feitas na seção 2.2.

2.2 SOLUÇÕES

2.2.1 PARA ORDENAR A EXPANSÃO

A expansão tem sido promovida num ambiente de contínuo – e desnecessário - stress. Conforme discutido na seção “2.1 – Situação atual e principais distorções”, há vários problemas: os prazos para implantação dos empreendimentos têm sido sempre extremamente apertados; a expansão dos diferentes elos da cadeia de produção é descoordenada; e as informações relativas aos futuros leilões são divulgadas com pouca antecedência. Tais práticas embarçam o processo de expansão e poderiam ser evitadas com a adoção de algumas medidas simples. São discutidas a seguir algumas recomendações para ordenar o processo de expansão.

Recomendação 1: Realizar os Leilões de Energia Nova no início do ano

O simples ato de antecipar a data de realização dos Leilões de Energia Nova A-5 e A-3 para o início do primeiro semestre de cada ano já facilitaria bastante a entrada em operação dos empreendimentos no prazo estipulado. A antecipação não só proporcionaria mais tempo para a execução das obras, mas possibilitaria aos empreendedores de hidrelétricas aproveitar melhor a “janela hidrológica”, isto é, os empreendedores poderiam aproveitar melhor o período seco, já que algumas etapas de construção só podem ser executadas nesse período do ano.

Recomendação 2: Licitar instalações de transmissão após a obtenção de Licença Prévia

Como visto na seção 2.1, os empreendimentos de transmissão são os que mais têm atrasado

nos últimos anos. A principal razão para tais descompassos é derivada do atraso na obtenção das licenças ambientais. Além disso, os empreendimentos de transmissão continuam sendo os únicos empreendimentos que são licitados sem a Licença Prévia. Isso eleva substancialmente o risco para os empreendedores, tanto por causa da incerteza quanto ao tempo requerido para obtenção da licença, quanto por causa dos custos, pois a Licença Prévia é a que define as medidas mitigadoras e compensadoras dos impactos ambientais. Como a Licença Prévia representa a etapa em que se avalia a viabilidade ambiental do empreendimento, não faz sentido realizá-la após a licitação para construí-lo. É preciso obter as LPs dos empreendimentos de transmissão antes de leiloá-los.

É também necessário leiloar as linhas com prazos de construção maiores e, portanto, mais realistas.

Recomendação 3: Aprimorar o planejamento integrado de longo prazo

Outro aspecto que precisa ser aprimorado é o planejamento de longo prazo. É preciso planejar a expansão de forma integrada. Isso significa examinar a expansão da geração e da transmissão de forma conjunta, levando em conta os custos totais de ambos os elos da cadeia produtiva na avaliação das diversas alternativas, assim como seus impactos socioambientais, e, quando cabível, o fornecimento de combustível. No caso da expansão de termelétricas a gás natural pode ser necessário levar em conta a expansão da rede de gasodutos.

O papel do planejador é mapear os recursos energéticos mais promissores para atender ao crescimento da carga da perspectiva econômica, social e ambiental. Em seguida devem ser identificados os potenciais entraves que podem vir a atrapalhar o desenvolvimento desses recursos energéticos para que possam ser encaminhadas as soluções regulatórias apropriadas. Por fim, é preciso planejar os cronogramas tanto dos leilões de energia quanto dos leilões de transmissão para possibilitar a entrada concatenada de cada um dos elos da cadeia produtiva.

Para assegurar a implementação do planejamento, seria conveniente que o governo estabelecesse um interlocutor ao qual os empreendedores pudessem recorrer quando se defrontassem com os entraves burocráticos no desenvolvimento de seus projetos. Tal interlocução centralizada facilitaria a coordenação entre os diversos órgãos (Aneel, Ana – Agência Nacional de Águas, ANP, Ibama, órgãos ambientais estaduais, Iphan, Funai e Receita Federal) envolvidos nos trâmites burocráticos necessários para o desenvolvimento dos projetos, eliminando duplicidades e agilizando o atendimento das exigências.

Recomendação 4: Planejar os leilões

Os principais instrumentos utilizados para coordenar a expansão são os leilões. Para que os mesmos sejam mais eficazes, o planejamento dos leilões deve se tornar um aspecto central do planejamento decenal. Deve-se definir com larga antecedência o cronograma de realização dos diferentes tipos de leilões, oferecendo informações mais detalhadas e precisas sobre os próximos certames. Se os Leilões de Energia Nova forem restritos a determinadas fontes, essas restrições devem ser divulgadas com ampla antecedência para permitir que os empreendedores preparem os seus novos projetos de empreendimentos já considerando essas restrições.

Ressalte-se que a explicitação das justificativas para a adoção das políticas adotadas é tão ou mais importante que a informação em si.

Entender o racional por trás das decisões permite que os agentes entendam o processo analítico – e as próprias dificuldades e dilemas intrínsecos – do planejador e o incorporem ao seu próprio planejamento.

Leilões e empreendimentos estruturantes

2.2.2 PARA MELHORAR O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Como visto na seção 2.1, a principal causa dos atrasos tem sido o licenciamento ambiental. Muitos avanços já foram alcançados, mas ainda é preciso aprimorar o processo.

Apesar de o tempo requerido para obtenção das licenças ambientais variar muito, a regulamentação do Ibama prescreve prazos precisos para cada etapa do processo de licenciamento (Figura 3). Segundo a **Instrução Normativa 184/2008**, a partir do momento da abertura do processo, o Ibama dispõe de 60 dias para elaborar o **Termo de Referência** que delimita as questões que devem ser avaliados.

O planejador (no caso de hidrelétricas) ou o empreendedor (nos demais empreendimentos) é responsável pelo **Estudo de Impacto Ambiental (EIA)** do empreendimento. Esse estudo deve apresentar uma descrição do projeto e seus objetivos, identificar os seus impactos socioambientais e propor programas socioambientais para compensar ou mitigar os impactos identificados. Além do EIA, o planejador tem a incumbência de apresentar o **Relatório de Impacto Ambiental (Rima)**, documento cujo objetivo é apresentar as conclusões do EIA de forma didática para o leitor “leigo”.

Uma vez apresentado o EIA, o Ibama dispõe de 30 dias para verificar se o estudo atende às exigências do Termo de Referência. O Ibama dispõe ainda de 180 dias adicionais para realizar a análise técnica do EIA e do Rima e decidir pelo deferimento ou não do pedido de **Licença Prévia**, licença que define se o empreendimento é ou não viável do ponto de vista socioambiental. Durante esse período os órgãos intervenientes (órgãos estaduais do meio ambiente, ICMBio, Funai, Fundação Palmares e Iphan) dispõem de 30 dias para se posicionar sobre o empreendimento. Neste período o Ibama também deve realizar Audiência Pública para discutir os impactos ambientais do empreendimento.

Uma vez obtida a Licença Prévia, o empreendedor elabora o **Projeto Básico Ambiental (PBA)**, documento que detalha as medidas e programas a serem desenvolvidos em todas as etapas do projeto. Os intervenientes dispõem de 60 dias para avaliar o Projeto Básico Ambiental e o Ibama tem 75 dias para avaliar e emitir a **Licença de Instalação**, licença que autoriza o empreendedor a iniciar as obras e a implantar os programas ambientais propostos.

Ao final da implantação do empreendimento e de seus programas ambientais, o empreendedor submete o **Relatório Final de Implantação dos Programas Ambientais** e, quando couber, o Relatório Final das Atividades de Supressão de Vegetação.

O Ibama dispõe de 45 dias para a avaliação técnica desses relatórios e emissão da **Licença de Operação**.

Os prazos já estão estipulados, mas em seu conjunto não estão sendo cumpridos. É preciso aprimorar a gestão para assegurar que os mesmos sejam cumpridos. Algumas recomendações para mitigar estes descompassos são:

Recomendação 5: Estabelecer Termos de Referência padronizados

A emissão dos Termos de Referência poderia ser acelerada com a elaboração de Termos de Referência padronizados para cada tipologia de projeto (hidrelétrica, termelétrica etc.), assim como já é feito para linhas de transmissão, que seguem Termos de Referência padronizados, conforme previsto pela **Portaria MMA 421/2011**.

A padronização permitiria que o corpo técnico do Ibama dedicasse mais tempo às outras etapas do licenciamento ambiental. Também permitiria que o planejador (ou empreendedor) avançasse na preparação dos EIA/Rimas desde a concepção do projeto. Os Termos de Referência padronizados a ser empregados em novos empreen-

Figura 3: Prazos previstos para análise ambiental



dimentos poderiam ser ajustados e aprimorados a qualquer momento. Para todos os efeitos, os TRs padrões seriam concentrados nos seguintes aspectos: metodologia, critérios, normas e padrões de análise dos empreendimentos⁶.

Recomendação 6: Aprimorar a gestão do processo de licenciamento

O processo de licenciamento é complexo e envolve muitos agentes, mas há normas que permitiriam aprimorar a sua gestão para que os prazos sejam cumpridos.

A Instrução Normativa 184/2008 (IN 184) estabelece um rito processual para o licenciamento ambiental e a Portaria Interministerial 419/2011 define prazos para manifestação dos órgãos intervenientes e determina que:

“Art. 6º . Os órgãos e entidades envolvidos no licenciamento ambiental deverão apresentar ao IBAMA manifestação conclusiva sobre o Estudo Ambiental exigido para o licenciamento, nos prazos de até 90 (noventa) dias no caso de EIA/RIMA e de até 30 (trinta dias) nos demais casos, a contar da data do recebimento da solicitação, considerando: [...]”

§ 4º A ausência de manifestação dos órgãos e entidades envolvidos, no prazo estabelecido, não implicará prejuízo ao andamento do processo de licenciamento ambiental, nem para a expedição da respectiva licença.

§ 5º A manifestação extemporânea dos órgãos e entidades envolvidos será considerada na fase em que se encontrar o processo de licenciamento.”

Contudo, é preciso monitorar se os órgãos intervenientes (órgãos estaduais do meio ambiente, ICMBio, Secretaria de Vigilância em Saúde, Funai, Fundação Palmares e Iphan) cumprirão os prazos estabelecidos na Portaria Interministerial.

Além do risco de não cumprimento de prazos, existe ainda o risco da judicialização, uma vez que o Ministério Público poderá questionar a concessão da licença ambiental que tenha sido feita sem a manifestação de um dos órgãos que participam do processo de licenciamento ambiental.

Em outras palavras, embora a Portaria tenha sido publicada, o avanço do licenciamento ambiental do empreendimento continua refém dos intervenientes: enquanto eles se omitirem a respectiva licença não poderá ser emitida.

O problema acima precisa ser atacado por meio da gestão rigorosa dos prazos e pela definição de penalidades concretas e firmes para disciplinar a atuação desses diversos órgãos, evitando assim a procrastinação.

Outra lacuna que precisa ser regulamentada é o processo de Consulta Pública dos povos indígenas impactados pelo empreendimento. Embora previsto na Constituição Federal, não há uma regulamentação sobre como proceder com essa Consulta Pública. Os critérios balizadores desse processo precisam ser definidos (Instituto Acende Brasil, 2013b).

Finalmente, é importante que a Licença Prévia seja obtida com uma antecedência mínima antes do leilão para que os empreendedores possam estimar os custos das medidas mitigadoras e compensatórias previstas na LP para inclusão nos seus orçamentos. Em leilões recentes as LPs têm sido emitidas às vésperas dos leilões, impossibilitando uma estimativa precisa dos custos associados às questões socioambientais.

Recomendação 7: Capacitar o corpo técnico do Ibama e dos órgãos intervenientes federais

Um dos problemas que prejudicam o desempenho do Ibama é a atração e retenção de talentos. Para que o Ibama disponha de um bom corpo técnico é preciso oferecer melhores salários e um plano de carreira para seus funcionários. A análise socioambiental é complexa e a experiência é muito importante. Isso não se aplica apenas ao Ibama, mas também aos demais órgãos intervenientes federais: ICMBio, Funai, Fundação Palmares e Iphan.

⁶ Para ver uma discussão sobre essa – e outras medidas – para aprimorar o processo de licenciamento ambiental veja o *Boletim Energia #12* (Instituto Acende Brasil, 2011), disponível em www.acendebrasil.com.br > Boletim Energia.

2.2.3 PARA ROBUSTECER OS INSTRUMENTOS DE COORDENAÇÃO DA EXPANSÃO

O sistema de leilões é um instrumento muito importante para a coordenação da expansão, mas para assegurar a sua eficácia é preciso resguardá-lo de ações extemporâneas que acabam minando sua credibilidade.

Recomendação 8: Disciplinar os leilões

É necessário garantir que o processo de habilitação do proponente vencedor antes da homologação dos resultados do certame seja mais rigoroso com o objetivo de assegurar a capacidade técnica e financeira para honrar os compromissos assumidos.

Isso inclui uma análise do projeto, avaliando se o empreendedor dispõe dos requisitos básicos para desenvolver o empreendimento, tais como: qualidade do estudo de viabilidade (ou projeto básico), Anotações de Responsabilidade Técnica (ARTs) dos profissionais que elaboraram o projeto, licenças ambientais, cronograma de implantação do empreendimento, parecer de acesso à Rede Básica de Transmissão, Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica no caso de hidrelétricas e, no caso de termelétricas, comprovação da disponibilidade de combustível.

Além de analisar a qualidade do projeto apresentado pelo empreendedor, é importante também examinar a competência do próprio empreendedor. É crucial considerar que empreendedores inexperientes frequentemente negligenciam vários dos riscos envolvidos no negócio por puro desconhecimento ou por um “inocente otimismo”. Assim, é fácil cair na cilada do que na Teoria de Leilões ficou conhecido como a “maldição do vencedor”: o competidor que vence o leilão acaba sendo prejudicado pelo seu próprio otimismo na avaliação da rentabilidade do negócio.

Para reduzir a exposição aos eventuais erros de novatos no setor elétrico, pode-se tomar alguns cuidados extras, tais como o de restringir a oferta global de empreendimentos apresentados por um mesmo grupo controlador. A limitação seria reduzida ou eliminada assim que o empreendedor tenha demonstrado sua capacidade de entrega.

Também é indispensável que haja estrita aderência aos cronogramas, às obrigações assumidas e, sobretudo, ao cumprimento das exigências de depósitos das Garantias de Participação e de Fiel Cumprimento.

Além dos cuidados acima, a repactuação dos termos assumidos no leilão somente deve ser permitida mediante comprovação de ocorrência de evento de caso fortuito ou força maior que afete ou impeça o cumprimento das obrigações contratuais. Se esse critério não for rigorosamente respeitado a concorrência nos leilões será gradativamente corroída: agentes passarão a fazer lances insustentáveis apenas para ganhar o certame, tendo a confiança de que posteriormente poderão renegociar as condições.

Recomendação 9: Assegurar a isonomia concorrencial e disciplinar estatais

Para que haja uma concorrência leal e saudável é preciso disciplinar a atuação das empresas estatais e de sócios estratégicos como os fundos de pensão de empresas estatais. Essas instituições têm atuado de forma muito ativa no setor nos últimos anos. É preciso conferir se essas empresas estão de fato atuando no interesse de maximizar o valor agregado para seus acionistas ou se estão buscando outros interesses.

O uso político de estatais para atingir outros fins mina a concorrência. A disputa nos leilões deixa de ser balizada pela eficiência, passando a ser pautada pelas relações com o poder, forçando empreendedores a despender cada vez mais tempo e esforços na “construção” de relacionamentos com o aparato burocrático-governamental, o que desvia a energia que poderia ser dedicada para minimização de custos e aumento da eficiência e produtividade. A melhor forma de assegurar o bom comportamento das empresas estatais é aprimorando a sua governança corporativa e o processo de seleção de seus dirigentes (Instituto Acende Brasil, 2012b e 2013a).

No caso de hidrelétricas, a concorrência se inicia muito antes do início do certame: desde a elaboração do inventário do aproveitamento ótimo do curso de água até o estudo de viabilidade e de impacto ambiental. Para que todos os agentes possam competir em condições de igualdade é preciso que todos proponentes disponham de informações compatíveis sobre o aproveitamento hidrelétrico. Ocorre que o agente que tenha realizado o estudo de inventário ou do impacto ambiental, por exemplo, dispõe de melhores informações sobre o potencial hidrelétrico do que qualquer outro agente. Se esse agente disputar o leilão, seja diretamente ou em consórcio, ele disfrutará de condições mais favoráveis por conhecer o aproveitamento hidrelétrico de forma mais precisa que os demais agentes.

Para minimizar esse fenômeno, é preciso assegurar igualdade de condições por meio de um cuidadoso escrutínio regulatório para garantir a isonomia e qualidade das informações entre todos os concorrentes, responsabilidade esta que cabe à Aneel.

Do mesmo modo, o conflito de interesses que ocorre quando a Petrobras participa nos leilões de energia tanto como empreendedor de novas termelétricas quanto como fornecedor de gás natural (descrito na seção 2.1.5) deveria ser eliminado, barrando sua atuação em leilões de Energia Nova como empreendedora termelétrica e concentrando sua atuação como fornecedora de gás em condições isonômicas a todos os empreendedores termelétricos.

Recomendação 10: Eliminar a segmentação arbitrária do mercado de energia

Conforme discutido na seção 2.1.7, a segmentação do mercado não fazia sentido e, a cada dia, faz menos sentido ainda. Esta imposição artificial introduz discriminação de preços no mercado, aumenta a incerteza dos agentes e distorce o mercado. Para evitar essas mazelas dever-se-ia abrir os Leilões de Energia para todos os agentes, sejam eles consumidores regulados ou livres, sejam eles empreendimentos novos ou existentes. Também dever-se-ia harmonizar as exigências de contratação antecipada dos consumidores regulados e livres.

Se fosse então permitida a participação de usinas existentes em Leilões A-3 e A-5, uma recomendação complementar para assegurar a liquidez do mercado é a de que seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica possam ter prazos menores do que aqueles firmados com novos empreendimentos.

Para evitar problemas de inadimplência, é preciso assegurar que os comercializadores e consumidores livres ofereçam garantias robustas para tais contratações de longo prazo, assim como é exigido das distribuidoras. Tais garantias poderiam ser dadas por bancos credenciados, tal como já vem sendo discutido, no âmbito da CCEE, para contratos de curto prazo.

2.2.4 PARA ELIMINAR OS GARGALOS

Para que a matriz elétrica possa evoluir da forma mais eficiente é preciso que os empreendedores de energia tenham acesso a todas as fontes. Atualmente há um gargalo no fornecimento de gás natural que tem impedido a sua participação na expansão do parque gerador.

O impasse decorre de dois problemas. A primeira é a metodologia de comprovação da disponibilidade de gás natural exigido pela ANP, metodologia que tem se mostrado incompatível com o *modus operandi* do setor. A segunda se refere à sistemática dos leilões, que restringe a participação de empreendimentos termelétricos nos Leilões de Energia Nova ao montante equivalente ao montante de reservas comprovado, restrição que por sua vez joga aos fornecedores de gás natural a incumbência de selecionar os empreendimentos termelétricos que receberão pré-contratos de fornecimento de gás natural.

Recomendação 11: Alterar metodologia de comprovação de reservas de gás natural exigida pela ANP

A fim de conciliar a comprovação de reservas de gás natural (para atendimento aos contratos de

energia vinculados a geração termelétrica) com as práticas do setor é preciso adotar uma análise dinâmica das reservas, contemplando a capacidade de atendimento numa “janela móvel” dos próximos anos, deixando para mais tarde a comprovação das reservas para atendimento de anos subsequentes. Poder-se-ia adotar uma janela de cinco anos, por exemplo, horizonte equivalente ao utilizado para o planejamento da operação do setor elétrico. A comprovação dos próximos quatro anos seria revista a cada ano e o quinto ano seria incorporado à análise.

Recomendação 12: Limitar a oferta de termelétricas ao montante total de gás natural disponível nos Leilões de Energia

Em vez de colocar o ônus de seleção dos empreendimentos termelétricos aptos a participar nos Leilões de Energia Nova sobre os fornecedores de gás natural em cenários de indisponibilidade do insumo para atender a todas as solicitações, a sistemática dos leilões deveria ser adaptada para permitir que todos os empreendedores termelétricos habilitados pela EPE com pré-contratos de fornecimento participassem do leilão, mas limitando os empreendimentos termelétricos vencedores ao montante equivalente ao volume de gás natural disponível. Assim a isonomia na oferta de gás natural seria assegurada, a concorrência nos leilões seria preservada e os fornecedores de gás seriam desincumbidos da difícil tarefa de selecionar os competidores que teriam acesso ao insumo disponível.

Recomendação 13: Aprimorar os Leilões A-1

As regras de definição do preço máximo nos Leilões de Energia Existente (“A-1”) resultaram em preços demasiadamente baixos vis-à-vis os preços vigentes no mercado de curto prazo, o que levou ao fracasso dos leilões de junho e dezembro de 2013 por falta de interessados. Para que os Leilões A-1 funcionem adequadamente algumas medidas poderiam ser adotadas:

- a) definir preços-tetos mais realistas e condizentes não somente com contratos recentes de leilões de energia nova, mas também com preços do mercado de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças);
- b) realizar os leilões com maior antecedência, preferencialmente no primeiro semestre do ano anterior ao ano de suprimento;
- c) admitir a contratação de energia com prazos diferentes, com prazos variando entre três e quinze anos, conforme permitido pela legislação (Lei nº 10.848/2004).

Recomendação 14: Promover o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural

Outro problema que prejudica a inserção do gás natural na matriz elétrica é sua precificação. Até hoje o mercado é dominado pela Petrobras tanto na produção quanto no controle da infraestrutura de transporte e manuseio de gás natural. Assim, a política de preços do gás e de seu transporte é ditada pela estatal.

Dada essa situação de monopólio virtual, é imperativo que as autoridades acompanhem a política de preços da Petrobras para coibir os abusos de poder de mercado: a estatal vem praticando preços diferenciados para diferentes classes de consumo. É preciso avaliar se a política de precificação da estatal é adequada.

A solução ideal e definitiva para o problema seria a quebra do monopólio efetivo da Petrobras. Isso pode ser obtido de forma imediata por meio da alienação de ativos de infraestrutura e reservas de gás natural ou pode ser obtido de forma gradual pela promoção do ingresso de novos agentes na produção e provisão de infraestrutura de transporte e manuseio de gás natural no país. E para fomentar o ingresso de novos agentes no setor é necessário promover mais blocos exploratórios de petróleo e gás convencionais e não convencionais.

Para fomentar a produção não convencional por produtores independentes é preciso regulamentar a exploração de petróleo e gás nas camadas de xisto, delimitando claramente quais são

as exigências para a obtenção das licenças ambientais. Além disso, deve-se proporcionar um processo simplificado de autorizações para permitir a prospecção em áreas menos promissoras. Também é imperativo que se aprimore o planejamento e licitação de novos ramos da rede de gasodutos. O livre acesso à rede de gasodutos por terceiros deve ser melhor regulamentado, inclusive nas instalações atuais, assim que expirar o período de exclusividade de cada empreendimento, conforme previsto pela Lei do Gás (**Lei 11.909**), que é de dez anos a partir de sua instalação.

O contrato de suprimento de gás natural proveniente da Bolívia que a Petrobras detém expira em 2019 (Portaria MME 447/2012). Este seria um momento oportuno para rever a forma de comercialização desse gás, repactuando preços, condições e a descentralização da comercialização do gás natural no Brasil para permitir que outros agentes se engajem na comercialização.

Recomendação 15: Incentivar o desenvolvimento de outras fontes de energia

Mirando as próximas décadas, é preciso se preparar com antecedência para o cenário – pouco discutido – de esgotamento do potencial hidrelétrico. Eventualmente será necessário recorrer a outras fontes para atender ao crescimento da carga. Embora este pareça ser um futuro muito distante, os preparativos precisam ser tomados desde já para assegurar uma transição suave e planejada.

Uma das fontes à qual se pode vir a recorrer é a energia nuclear. O Brasil dispõe de amplas reservas de urânio e detém a tecnologia de seu enriquecimento. Adicionalmente, a energia nuclear não emite gases efeito estufa e suas usinas podem ser localizadas relativamente próximas aos grandes centros de consumo.

Para que essa fonte possa ser explorada de forma eficiente e segura, no entanto, é importante que sejam promovidas algumas mudanças no marco institucional e regulatório do setor. Hoje as atividades nucleares no país são conduzidas por duas estatais principais: a INB (Indústrias Nucleares do Brasil), responsável pela produção de urânio; e a Eletronuclear, subsidiária da Eletrobras, responsável pela construção e operação das usinas nucleares no país. Há ainda a CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear, responsável pela coordenação da pesquisa nuclear.

Para assegurar uma governança institucional mais robusta seria conveniente separar as atividades executivas das atividades regulatórias e fiscalizatórias. Isso não só proporcionaria melhor controle sobre as atividades nucleares no país, como também possibilitaria a abertura desse segmento ao setor privado, o que poderia conferir mais eficiência na construção e operação de termoeletricas nucleares.

Outra frente que deve ser promovida é a geração distribuída, principalmente de fonte solar e eólica. A geração distribuída, se bem regulamentada, pode beneficiar o sistema ao inserir energia nos centros de carga, descarregando os sistemas de transmissão e distribuição. Assim, a geração distribuída pode configurar-se como competitiva mesmo a custos de geração mais elevados que das centrais elétricas que dependem de redes de transmissão e distribuição.

A Aneel tem promovido a inserção de micro e minigeração distribuída por meio da regulamentação de um regime de compensação de energia elétrica. Tal regime pode ser ampliado e aprimorado para possibilitar a geração distribuída em escala maior, mas de forma mais criteriosa para evitar o surgimento de distorções que possam acarretar outros custos para o sistema. A viabilização da adoção em massa da geração distribuída requererá uma adequação da estrutura tarifária para assegurar a adequada remuneração dos ativos e dos serviços de distribuição. Como para consumidores de baixa tensão a remuneração é feita com base em energia (kWh) consumida, a nova estrutura tarifária deveria, por exemplo, considerar tanto a energia consumida (kWh) quanto a demanda máxima exigida (kW) de todas as classes de consumidores.

3. MODICIDADE TARIFÁRIA

3.1 SITUAÇÃO ATUAL E PRINCIPAIS DISTORÇÕES

A modicidade tarifária é uma das principais bandeiras políticas do atual governo. É uma prioridade acertada: a sociedade deseja que o setor elétrico seja gerido de forma eficiente para que o custo da energia não seja maior do que o absolutamente necessário para assegurar um fornecimento de energia seguro e com qualidade.

A modicidade tarifária ganhou especial proeminência política em 2012 e 2013, quando a Presidente da República anunciou em cadeia nacional de televisão que iria promover uma “forte redução das tarifas de energia” por meio de um pacote de medidas contidas na **Medida Provisória (MP) 579**.

A MP 579, convertida na **Lei 12.783**, lança mão de duas iniciativas básicas para promover a redução das tarifas:

1. a diminuição de encargos setoriais; e
2. a prorrogação de concessões vincendas em novas bases contratuais.

Passado um ano de sua promulgação, pode-se constatar que houve uma redução nominal da tarifa: segundo dados oficiais da Aneel, as quedas das tarifas médias residencial, comercial e industrial foram, respectivamente, de 13,0%, 12,0% e 12,6%, números relativos às médias no ano anterior (Figura 4).

Figura 4: Evolução das tarifas

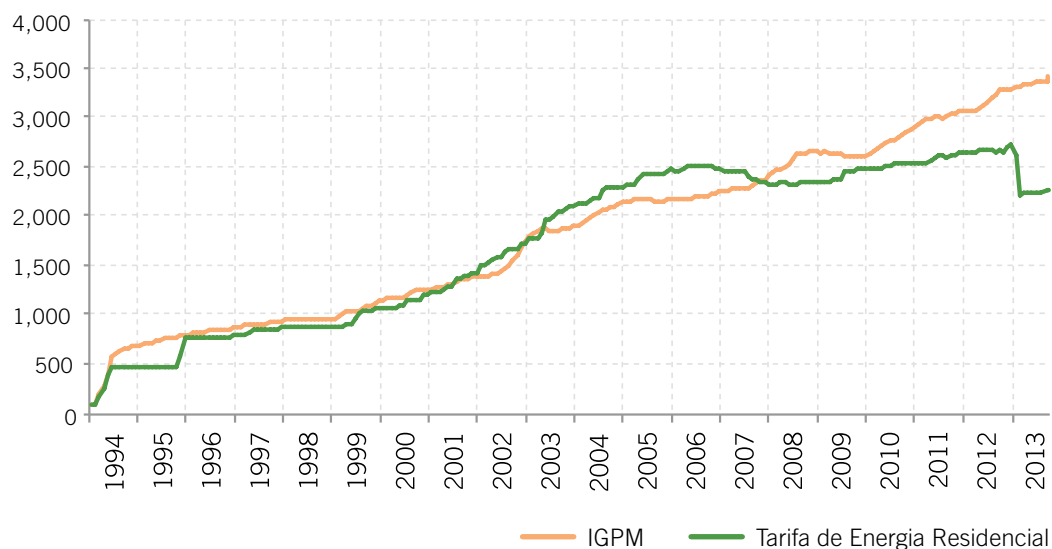


Fonte: Aneel.

Isolado o cenário político, a trajetória da modicidade de energia elétrica pode ser materialmente examinada por meio da evolução da tarifa com relação à inflação geral de preços. A Figura 5 apresenta a evolução do subcomponente do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) que mede a variação das tarifas de fornecimento de energia elétrica residencial, e a evolução da inflação geral medida pelo IGP-M, o Índice Geral de Preços Médio da Fundação Getúlio Vargas (índice oficial empregado nos contratos de concessão de distribuição).

A comparação revela que a evolução da tarifa residencial de energia elétrica nas últimas décadas tem sido compatível com os preços dos demais bens e serviços da economia e que nos últimos sete anos (desde o início do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias) tem sido muito inferior à inflação geral de preços. Isso significa que o custo relativo da energia elétrica vem caindo, aliviando o orçamento das famílias e contribuindo para o arrefecimento da inflação.

Figura 5: Evolução da tarifa residencial (jan/1994 = 100)



Fonte: IBGE e FGV.

A constatação acima é um alento para o consumidor, mas uma análise mais profunda da situação sugere que a comemoração deve ser comedida porque a redução verificada esse ano será passageira.

A atitude comedida se justifica, em primeiro lugar, porque a redução de encargos setoriais tem sido suportada de forma artificial, por meio do esgotamento das reservas dos diversos fundos setoriais e de emissão de títulos de dívida pública. Trata-se de uma situação insustentável que terá que ser revertida no futuro por meio de elevação dos encargos setoriais.

Em segundo lugar, porque o Governo Federal precisa pagar as indenizações pela reversão de ativos ainda não amortizados ou depreciados das concessões de geração (usinas) e de transmissão prorrogadas. A maior parte da redução das tarifas anunciada decorre da retirada da remuneração dos ativos das concessões prorrogadas que seria possível com o pagamento das indenizações pela reversão dos ativos. Mas se a União não tiver recursos para pagar tais indenizações elas terão que voltar a integrar a tarifa. Uma alternativa que implementaria esta opção seria a exigência de pagamento extra pelo novo concessionário dos empreendimentos hidrelétricos relicitados à União, que então repassaria ao concessionário anterior o valor extra referente à indenização dos ativos não amortizados.

Em terceiro lugar, porque há sérios questionamentos quanto à sustentabilidade das tarifas estipuladas para as concessões prorrogadas. No novo regime regulatório estabelecido para as concessões prorrogadas, a tarifa passa a ser regulada para remunerar apenas os custos de operação e manutenção e eventuais investimentos realizados durante o novo período de concessão. A primeira revisão das tarifas no novo regime contratual será realizada ao final do quinto ano da prorrogação, momento em que haverá ajustes para incorporar a remuneração de investimentos ainda não considerados e correções para melhor refletir o custo do serviço. Tais premissas são preocupantes porque a gestão de grandes hidrelétricas abrange muito mais do que a mera operação e manutenção das instalações: é preciso também executar os programas socioambientais requeridos pelas autoridades ambientais e assumir a responsabilidade civil por todo empreendimento. Esses outros aspectos envolvem custos e, especialmente, riscos substanciais que têm sido negligenciados pelo novo regime regulatório estabelecido para as concessões prorrogadas.

Apesar das recentes iniciativas para reduzir a tarifa de luz, a verdade é que, tanto nesta década quanto nas anteriores, o governo federal e os governos estaduais têm sido os principais responsáveis pela elevação da tarifa de energia elétrica, seja pelo aumento da tribu-

tação, pela ampliação dos encargos setoriais, ou pelas falhas na coordenação da expansão e operação do setor.

Para assegurar a modicidade tarifária no longo prazo é necessário endereçar a raiz dessas questões.

3.1.1 TRIBUTAÇÃO DEMASIADA, DESORDENADA E INEFICIENTE

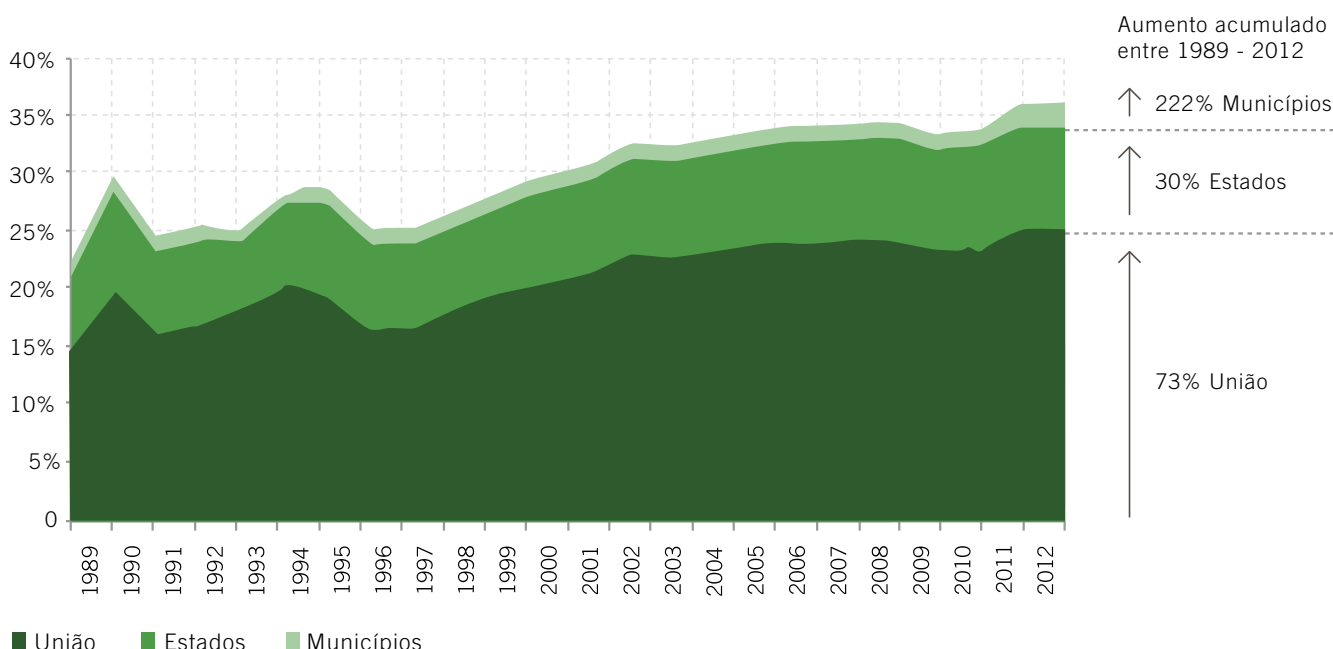
Não há como discutir modicidade tarifária sem endereçar o maior componente da tarifa de energia elétrica: os tributos e encargos. Os tributos e encargos respondem por aproximadamente metade da tarifa de energia elétrica e são os componentes que mais têm crescido nos últimos anos.

Uma das razões para a forte escalada da carga tributária foi a necessidade de expandir a arrecadação para fazer frente aos ambiciosos compromissos estabelecidos na Constituição Federal de 1998.

Conforme ilustrado na Figura 6, no período pós-constituente a carga tributária imposta pelos estados aumentou 29,7%: de 6,9% do PIB, em 1989, para 9,0% do PIB, em 2012. Embora a União abocanhe 70% da arrecadação total no país, a sua arrecadação aumentou ainda mais: 73,2%, elevando a carga tributária federal de 14,6% do PIB, em 1989, para 25,4%, em 2012. Somente os municípios elevaram a carga tributária mais do que a União (222,3% de aumento), mas seu impacto é relativamente pequeno porque a arrecadação agregada de todos os municípios permanece inferior a 2% do PIB.

Aumento da carga tributária

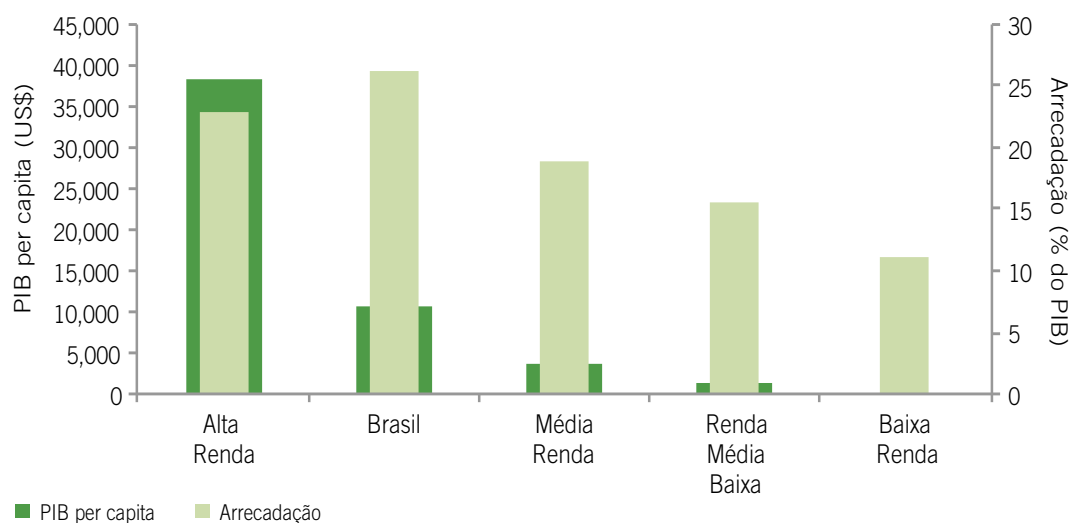
Figura 6: Arrecadação tributária geral (% do PIB)



Fonte: IBPT

A Figura 7 compara a carga tributária brasileira com a de outros países, sejam eles segmentados por nível de renda (gráfico da esquerda) ou por região geográfica (gráfico da direita). Verifica-se que o nível de arrecadação no Brasil é muito elevado em comparação com seus pares.

Figura 7: Comparativo internacional: Arrecadação e PIB per capita



Fonte: Banco Mundial (2013)

Essa elevada carga tributária prejudica o desenvolvimento do país:

- ao deslocar recursos de investimentos para dispêndios imediatos;
- ao reduzir a sua competitividade internacional;
- ao comprimir o setor privado; e
- ao desencorajar atividades produtivas.

É preciso calibrar a política de transferências de renda e prestação de serviços públicos levando em conta a capacidade de pagamento dos seus contribuintes.

Mas não é apenas o nível da tributação que assola o país. A complexidade e as incongruências do sistema tributário brasileiro também são altamente prejudiciais.

Complexidade do sistema tributário

A lista de incongruências é longa:

- há uma multiplicidade de tributos e contribuições;
- o sistema de compensações de créditos do ICMS, Cofins e Pis/Pasep não funciona adequadamente devido a incompatibilidades de regimes tributários entre agentes dos diversos elos da cadeia produtiva;
- a Guerra Fiscal distorce decisões de investimento e de comercialização de produtos...

A lista é quase interminável. Todos esses fatores fazem com que o sistema tributário brasileiro seja ineficiente, distorcido e injusto.

Segundo a PricewaterhouseCoopers e o Banco Mundial (2013), o sistema tributário brasileiro é um dos mais complexos do planeta, sendo elencado como um dos piores do mundo, ocupando o 156º lugar entre os 185 países avaliados pela empresa. O tempo requerido pelas empresas para processar os tributos é da ordem de 2.600 horas por ano, tempo quatro vezes superior à média dos países da América do Sul.

Segundo levantamento da Fiesp (2013), o custo administrativo incorrido pela indústria de transformação para simplesmente pagar os impostos responde por cerca de 2,6% do preço final dos bens produzidos no país. Quando se soma a isso o custo de administração tributária incorrido pelas três esferas do governo – que pelos cálculos da LCA Consultores⁷ é da ordem de 0,43% do PIB – conclui-se que mais de 3% de tudo que se produz no país é perdido no processamento dos tributos.

7 Dados apresentados por Bernard Appy durante a Conferência Brazil Energy Frontiers 2013 e disponíveis em www.brazilenergyfrontiers.com.

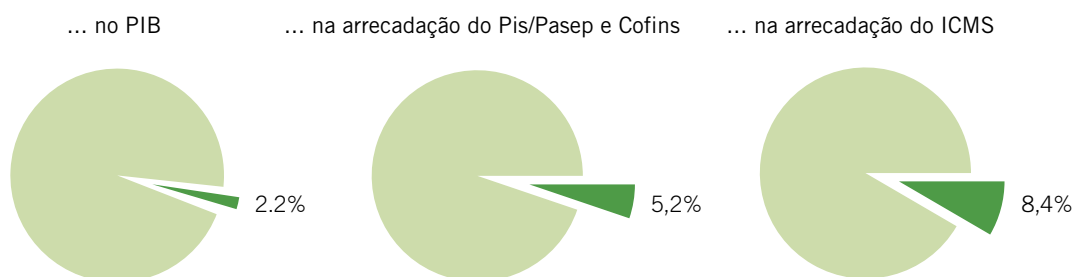
A complexidade não gera apenas ineficiência, mas é também uma grande fonte de incerteza. A tributação é uma das principais fontes de insegurança jurídica para as empresas: não é incomum encontrar balanços de empresas com contenciosos tributários (provisionados ou não provisionados) da ordem de 50% do patrimônio da empresa.

As mazelas da tributação são agravadas pelo fato de que o seu ônus é distribuído de forma desequilibrada, atingindo de forma desproporcional insumos básicos essenciais como a energia elétrica.

A produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica responde por 2,2% do PIB, mas a arrecadação de Pis/Pasep e Cofins oriundo o setor elétrico é de 5,2%, mais que o dobro da sua parcela do PIB (Figura 8). A desproporção é ainda maior no caso do ICMS: a cobrança na conta de luz responde por 8,4% da arrecadação desse tributo – quatro vezes maior do que a sua participação no PIB.

Tributação desproporcional sobre a energia elétrica

Figura 8: Participação da energia elétrica...



Fonte: IBGE, Ministério da Fazenda e Confaz (2012).

Por ser utilizada em todas as etapas de produção de todos os setores da economia, a tributação de energia elétrica reduz a eficiência e a competitividade internacional do país.

Tributos sobre o valor agregado (como o ICMS) e tributos no regime não cumulativo (como o Pis/Pasep e Cofins) não deveriam distorcer o processo produtivo, pois os tributos que incidem sobre os insumos de produção seriam abatidos do imposto devido pelo próximo agente da cadeia produtiva. No Brasil, no entanto, esses tributos não funcionam assim. No caso do ICMS, o tributo só pode ser creditado se utilizado no “processo de industrialização”. Há ainda situações absurdas nas quais o ICMS é cobrado sobre subsídios recebidos por classes de consumidores como os de baixa renda, consumidores rurais, cooperativas de eletrificação rural etc.

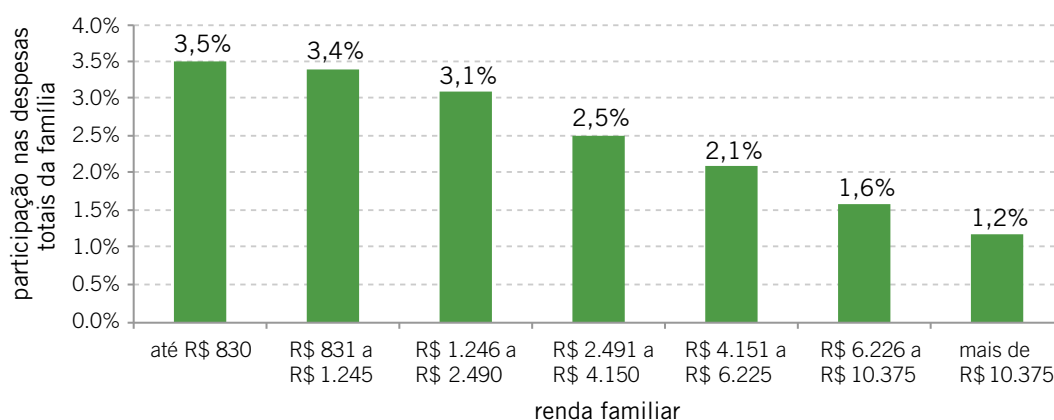
No Cofins e Pis/Pasep o sistema de créditos também não é universal, havendo um grande número de atividades que permanecem no regime cumulativo. Desta forma, esses tributos acabam incidindo em cascata, onerando o processo produtivo e distorcendo as cadeias produtivas.

Efeito regressivo da tributação sobre energia elétrica

A tributação da energia elétrica também impacta de forma perversa a distribuição de renda no país. Por ser um bem essencial que compõe parcela maior do orçamento doméstico das famílias mais pobres, a tributação de energia elétrica acaba tendo um impacto regressivo, pois onera mais as populações mais carentes.

Mesmo considerando os subsídios embutidos na tarifa de energia elétrica, como a tarifa social para consumidores de baixa renda, a Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) revela que a energia elétrica onera de forma mais pesada as famílias de menor renda. Como demonstra a Figura 9, um tributo que aumente a tarifa de energia elétrica acaba onerando as famílias de menor renda três vezes mais do que as famílias de renda mais elevada.

Figura 9: Participação dos gastos com energia elétrica



Fonte: IBGE – POF (2008).

Mesmo considerando os subsídios embutidos na tarifa de energia elétrica, como a tarifa social para consumidores de baixa renda, a Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) de 2008 revela que a energia elétrica onera de forma mais pesada as famílias de menor renda. Como demonstra a Figura 9, um tributo que aumente a tarifa de energia elétrica acaba onerando as famílias de menor renda três vezes mais do que as famílias de renda mais elevada.

3.1.2 USO INDISCRIMINADO DE ENCARGOS PARA PROMOVER POLÍTICAS PÚBLICAS

Assim como os tributos, os encargos também têm apresentado uma tendência de forte crescimento nas últimas décadas. Embora o Governo Federal tenha tomado uma medida inédita em 2012 ao extinguir o encargo RGR (Reserva Global de Reversão) e ao reduzir os encargos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e a TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), dúvidas permanecem sobre se isso reflete uma reversão da tendência histórica ou se é uma mera exceção.

Há vários fatores que corroboram para a perspectiva de que os encargos voltarão a pressionar as tarifas de energia elétrica nos próximos anos. O principal fator de pressão é a expansão das destinações da CDE promovida pela **Medida Provisória (MP) 579**, convertida na **Lei 12.783**. Essa lei tornou a CDE um “super encargo”, podendo ser utilizado para:

- a cobertura dos Fundos da RGR e CCC (Conta de Consumo de Combustíveis);
- promover a competitividade da energia produzida a partir de quase todas as fontes (carvão mineral, eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, “outras fontes renováveis” e gás natural);
- compensar descontos aplicados nas tarifas;
- “compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica”; e
- fins mais gerais como “para atender à finalidade de modicidade tarifária”.

Com tantas e genéricas atribuições, difícil mesmo é identificar uma destinação para a qual a CDE não possa ser utilizada...

Adiciona-se a essa ampliação das destinações da CDE o fato de que a lei proporciona total liberdade para ajustar o nível do encargo para sustentar a CDE, e tem-se um cenário muito propício para a elevação desse encargo.

A Lei 12.783 prevê que as cotas anuais da CDE a serem cobradas dos agentes do setor devem ser definidas a partir de uma “conta de chegada” para cobrir todas as despesas a serem

Perspectiva de ampliação da CDE

incorridas pela CDE no próximo ano, levando em conta as outras fontes de recursos (multas da Aneel e pagamentos pelo Uso de Bem Público):

“O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela Aneel corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes” (§ 2º do art. 13 da Lei 12.783).

A possibilidade de elevação dos encargos torna-se uma certeza quando se verifica que já em 2013 a CDE tem se valido de fontes de crédito bilionárias que terão que ser pagas mais à frente. O **Decreto 7.945** estabeleceu que, extraordinariamente em 2013, a CDE seria utilizada também para “cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética” e para “neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo” (em decorrência das concessões de geração prorrogadas no regime de cotas e da não realização do Leilão de Energia A-1 em 2012), o que levou as distribuidoras a uma exposição involuntária. O Decreto também estabelece que esses desembolsos devem ser recompostos (vale dizer, pagos pelos consumidores) por meio de cotas da CDE no prazo de até cinco anos (§ 7º do art. 2º).

Para fazer frente às grandes somas requeridas para atender a essas novas destinações da CDE, o Governo Federal tem recorrido à “contabilidade criativa” para prover recursos adicionais para a CDE. A Lei 12.783 autorizou a União a “adquirir créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras detém contra a Itaipu Binacional”, assim como seus próprios créditos, para capitalizar a CDE (art. 17 e 18). Trata-se de uma operação de antecipação de recebíveis relativos aos pagamentos de dívida de Itaipu. A forma pela qual a operação seria realizada é explicitada na **Lei 12.833 (MP 600)**: os direitos de créditos de Itaipu detidos pela União seriam vendidos ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Assim, o Governo Federal obteria recursos para financiar a CDE, supostamente sem impactar sua meta de superávit fiscal.

Diante da reação negativa do mercado quanto à manobra contábil a ser utilizada, o Governo formulou outra abordagem, mais direta e transparente, especificada na **Lei 12.865 (MP 615)**. A União passaria a “emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, a valor de mercado e até o limite dos créditos totais detidos, em 1º de março de 2013, por ela e pela Eletrobrás junto a Itaipu Binacional.” (art. 16).

Além disso, a Lei 12.783 também autoriza os Fundos RGR e CDE a contratar operações de crédito diretamente para “cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária” (art. 20).

A explosão de dispêndios da CDE já é uma realidade. De janeiro a dezembro de 2013, os dispêndios da CDE somaram R\$ 16,8 bilhões, enquanto as fontes ordinárias de recursos da CDE (cotas cobradas dos agentes, multas da Aneel e taxa de Uso de Bem Público) só coletaram R\$ 1,9 bilhão no ano. A sangria de recursos rapidamente dilapidou o saldo de R\$ 2,5 bilhões existente na CDE no início do ano. Para cobrir o rombo o Governo Federal transferiu R\$ 5,0 bilhões do Fundo da RGR (embora R\$ 1,5 bilhão tenha sido devolvido no segundo semestre) e o Tesouro Nacional transferiu R\$ 9,9 bilhões para a CDE.⁸

E a ameaça de elevação dos encargos não advém apenas da CDE: há uma pressão permanente no Congresso Nacional para criar novos encargos ou para aumentar os existentes.

O fato é que os encargos setoriais embutidos na conta de luz são um dos instrumentos prediletos de atuação dos parlamentares. Os parlamentares sempre têm interesse em proporcionar

Dinâmica política que dá origem aos encargos setoriais

⁸ Dados sobre a movimentação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) estão disponíveis no site da Eletrobras (<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages>).

benefícios para seus eleitores, principalmente por meio de projetos de lei ou emendas que possam ser diretamente identificados como sendo de sua iniciativa. Não importa se a medida prejudica a maioria (desde que seus efeitos negativos passem despercebidos): o que importa é o impacto dos benefícios proporcionados à sua base eleitoral. Assim, iniciativas legislativas – que são muito populares entre os pequenos grupos de beneficiados, mas prejudiciais para a sociedade como um todo – são habitualmente promovidas e aprovadas pelo Congresso Nacional.

A concessão de benefícios por meio da tarifa de energia elétrica é um dos mecanismos prediletos para esse tipo de política. Uma lei proporcionando um desconto na tarifa para um grupo de consumidores de energia elétrica da base de apoio do parlamentar é uma forma certa para o parlamentar aglutinar apoio para a próxima eleição. Além disso, tal medida é fácil de implementar, pois o parlamentar não precisa se preocupar com a Lei de Responsabilidade Fiscal uma vez que os recursos são automaticamente obtidos por meio de um encargo na conta de luz. Como o fornecimento de energia elétrica é o serviço público mais universalizado no Brasil, ele pode ser utilizado para beneficiar qualquer segmento da população e a sua ampla base assegura que o rateio dos custos associados ao benefício concedido passe momentaneamente despercebido pelos demais consumidores de energia elétrica (consumidores estes que assumirão tais custos).

Isso explica porque os encargos são uns dos componentes que mais crescem na tarifa de energia elétrica. E a prática continua muito popular. Nesse momento tramitam no Congresso Nacional pelo menos seis projetos de lei (vide a Tabela 2) propondo benefícios para grupos de consumidores específicos cujos custos serão cobertos pelos demais consumidores por meio de elevação de encargo na tarifa de energia elétrica.

Tabela 2: Projetos de Lei propondo mais subsídios cruzados na tarifa de energia elétrica

PROJETO DE LEI	BENEFICIÁRIO DO SUBSÍDIO
PL 1296/07	Entidades filantrópicas
PL 1470/07	Agricultor e empreendedor rural no Polígono das Secas
PL 6067/09	Domicílios com usuários de balão de oxigênio
PLS 365/09	Gratuidade dos primeiros 50kWh mensais de energia elétrica para consumidores de baixa renda
PL 7063/10	Ampliação dos descontos para irrigação e aquicultura
PL 976/11	Domicílios com renda familiar de até cinco salários mínimos em municípios que tenham usina nuclear
PL 6362/13	Poços artesianos para irrigação, abastecimento humano e dessedentação animal

Fonte: Congresso Nacional.

Para que haja modicidade tarifária é necessário que essa prática seja rápida e firmemente interrompida.

3.1.3 DEFICIÊNCIAS NA COORDENAÇÃO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO

Para assegurar a minimização de custos advindos do setor elétrico propriamente dito, é preciso zelar pela coerência do modelo setorial e pela harmonia na atuação dos principais órgãos públicos responsáveis pelo planejamento e operação do sistema elétrico, dentre os quais se destacam:

- o Ministério de Minas e Energia (MME);
- o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE);
- a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e
- o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Examinando a evolução da expansão do setor nos últimos anos, há resultados a serem celebrados: os leilões de energia têm proporcionado preços cada vez menores, tanto para novos empreendimentos de geração como de transmissão.

As principais explicações para a redução dos custos são: a intensa concorrência promovida pelos leilões; a redução do custo de capital em virtude da redução do risco Brasil; a expansão da Rede Básica para a região Amazônica, que tornou o escoamento da energia proveniente dos seus potenciais hidrelétricos menos custoso para os novos empreendimentos; a inserção de novas fontes em bases competitivas, como a eólica; e os ganhos de produtividade na distribuição de energia elétrica.

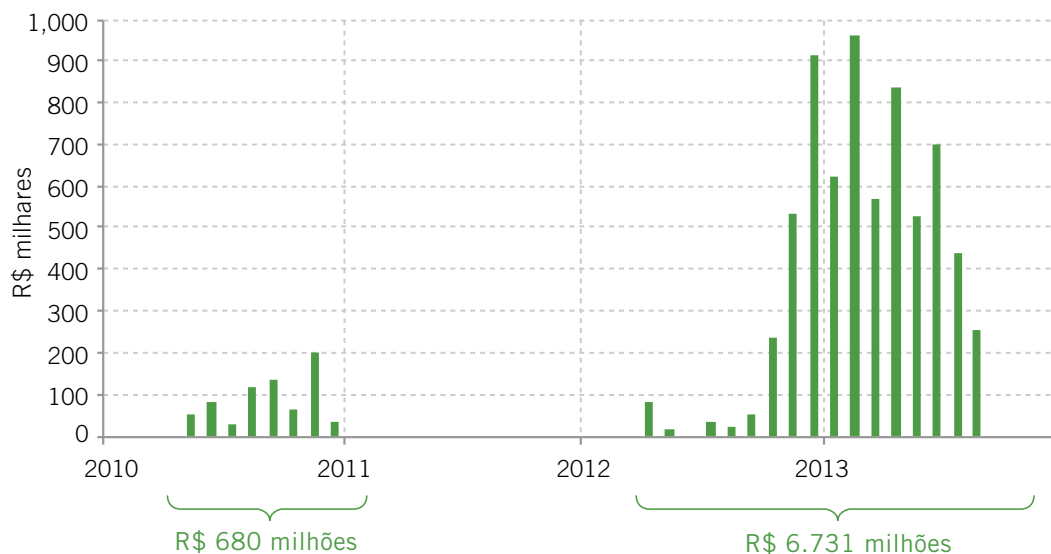
Por outro lado, há distorções que preocupam.

Uma primeira distorção surge do descompasso entre os procedimentos efetivamente empregados na operação do sistema e as premissas empregadas nos modelos computacionais utilizados para a definição da Garantia Física de novas usinas (montante de certificados de energia que os geradores são autorizados a comercializar) e para formação dos preços do mercado de curto prazo (o PLD - Preço de Liquidação de Diferenças).

Para reforçar a confiabilidade do sistema elétrico o CMSE autorizou o ONS a adotar o chamado Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), que resulta no acionamento preventivo de termelétricas sempre que o nível dos reservatórios aproximar-se ou ficar abaixo da Curva de Aversão ao Risco (CAR). A CAR representa o nível dos reservatórios requerido em cada mês do ano para que o sistema seja capaz de suportar o pior período hidrológico da série histórica sem comprometer o atendimento à carga.

Assim, a adoção do POCP levou o ONS a acionar usinas “fora da ordem de mérito econômico” indicado pelos modelos computacionais oficiais (Newave e Decomp). O custo desse acionamento preventivo de termelétricas passou a ser rateado entre todos os consumidores de energia por meio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE). Trata-se de um custo bilionário (Figura 10) que demonstra o descompasso entre os preços do mercado de curto prazo (Preços de Liquidação de Diferença) e os verdadeiros custos incorridos pelo sistema.

Figura 10: Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética ou Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco



Independentemente da avaliação do custo-benefício do POCP que ainda não foi apresentado à sociedade, o fato é que, ao se adotar um procedimento operacional diferente do considerado nos modelos computacionais, acaba-se distorcendo a expansão.

O descompasso entre os procedimentos operacionais modelados e efetivamente empregados faz com que a taxa de utilização das termelétricas seja subestimada pelos programas computacionais. O mesmo efeito de subestimação ocorre com os custos marginais de operação. Isso, por sua vez, faz com que a Garantia Física atribuída a cada um dos empreendimentos habilitados a participar dos Leilões de Energia Nova seja equivocada. Como a Garantia Física é uma das variáveis mais importantes para a determinação do custo por megawatt-médio de cada usina, ela acaba influenciando o grau de competitividade de cada usina no leilão e, conseqüentemente, a configuração do parque gerador resultante.

Ao distorcer a matriz elétrica, o sistema passa a se expandir de forma ineficiente, seja devido à realização de investimentos mais altos do que os necessários, seja devido à incorrência de custos operacionais mais elevados do que os necessários.

Para corrigir – ou ao menos minimizar – esse descompasso, em setembro de 2013 foi modificado o programa computacional de longo prazo (Newave) para incorporar uma maior aversão ao risco. Isso foi implementado por meio da aplicação do mecanismo *CVaR - Conditional Value at Risk*. A incorporação dessa mudança visa a aproximar a modelagem empregada nos programas computacionais às práticas operativas mais restritivas estipuladas pelo CMSE. Trata-se de uma boa iniciativa, embora tardia: a expansão do sistema foi distorcida por vários anos devido a esse descompasso. Além disso, o novo mecanismo foi introduzido no momento de elevada subcontratação involuntária das distribuidoras de energia elétrica, o que lhes acarretou elevação brutal de custos e sérios problemas de descasamento de caixa.

Uma segunda distorção surge da política de expansão da Rede Básica de transmissão. Pela regulamentação vigente, o custo da linha de transmissão ligando um novo empreendimento de geração à Rede Básica é arcado individualmente pelo gerador, enquanto o custo da Rede Básica de transmissão é rateado entre todos os geradores e consumidores do sistema.

Nos próximos anos uma parcela crescente da expansão da geração virá de usinas hidrelétricas localizadas na região Norte. Cada “linhão” adicional construído para escoar a energia dessas usinas ao resto do país envolve investimentos da ordem de bilhões de reais. Se essas linhas fossem classificadas como linha para conexão de cada uma das respectivas usinas à Rede Básica, cada usina teria que arcar com o custo total de sua linha de conexão individualmente, o que encareceria substancialmente o preço da energia dessas usinas. No entanto, o governo tem optado por expandir a Rede Básica para essa região, fazendo que a maior parte do custo seja arcada por todos os geradores e consumidores do sistema, o que reduz substancialmente o custo de transmissão alocado a essas usinas.

A escolha da forma de alocar os custos de transmissão não impacta o retorno sobre o investimento dos empreendedores-geradores, pois a concorrência entre empreendedores pelo aproveitamento hidrelétrico na primeira fase do leilão faz com que a taxa de retorno do empreendimento convirja para a taxa de retorno de mercado. No entanto, a alocação dos custos de transmissão impacta a competitividade do empreendimento vis-à-vis aos outros empreendimentos disponíveis e, por consequência, pode levar a uma expansão equivocada.

A decisão de expandir a Rede Básica de transmissão é uma decisão complexa. A expansão da transmissão não é motivada unicamente pela necessidade de conectar cada uma dessas novas usinas, mas também de conectar outras usinas planejadas a serem construídas na região no futuro e para integrar sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional. A conexão desses sistemas isolados não beneficia somente os consumidores locais, mas também os de todo o resto do sistema porque reduz os encargos requeridos para subsidiar o consumo de combustíveis das termelétricas desses sistemas isolados.

Das distorções decorrentes da forma de rateio dos custos da transmissão

Isto dito, deve-se lembrar que um custo elevado de transmissão é incorrido quando se opta por usinas distantes dos centros de carga. Portanto, quando se ouve que a energia de uma usina hidrelétrica foi contratada num leilão por um valor relativamente baixo em termos comparativos, não se pode concluir que a energia é necessariamente barata, pois esse preço não reflete todo o seu custo. Para transportar essa energia aos centros de consumo é necessário incorrer em grandes investimentos na expansão da Rede Básica de transmissão, investimentos que podem ser muito relevantes em relação ao custo da própria geração de energia promovida pela usina.

O preço da energia da usina inclui apenas o custo de conexão da usina à Rede Básica (já expandida até as proximidades da usina) e sua parcela do rateio do custo da Rede Básica. Assim, uma parcela substantiva do custo de expansão da rede de transmissão necessária para escoar a energia daquela usina acaba sendo arcada pelos demais geradores e consumidores do sistema de forma não explícita, o que pode levar a uma percepção equivocada quanto ao seu verdadeiro custo.

Outra implicação do rateio dos custos de transmissão é seu impacto sobre o cômputo do preço-teto estabelecido tanto para a regulação do repasse de custos da energia contratada pelas distribuidoras para seus consumidores finais quanto para os Leilões de Energia A-1 e de Ajuste. Esses preços-teto são baseados em médias ponderadas dos Leilões de Energia Nova realizados. Assim, quando se insere grandes usinas com preços baixos devido ao rateio de parte de seus custos de transmissão, acaba-se pressionando de forma artificial os preços-teto para baixo, o que prejudica o repasse de custos e a contratação de energia de empreendimentos existentes.

Uma quarta distorção decorre do fato que nos Leilões de Energia Nova considera-se apenas o custo por megawatt-hora de Garantia Física ofertado por cada empreendimento, sem levar em conta outros importantes atributos da usina. Não importa apenas a quantidade de energia que a usina agrega de forma confiável ao sistema, mas também atributos que mapeiam os seguintes aspectos:

- em que época do ano ela agrega essa energia;
- o seu grau de flexibilidade operacional para modular a geração ao longo do dia;
- se a usina representa uma fonte de geração intermitente cuja produção é inteiramente ditada pelo recurso energético.

Essas características são cruciais para o operador do sistema, que tem a missão de ajustar a geração a cada instante para atender à carga. Como o leilão não leva em conta essas características, a expansão resultante dos leilões pode ser inadequada para atendimento do perfil da carga, o que acaba redundando em maiores custos operacionais ou, pior ainda, na necessidade de investir em capacidade adicional para corrigir a configuração da matriz elétrica.

3.2 SOLUÇÕES

3.2.1 PARA CONTER A VORACIDADE ARRECADATÓRIA

Recomendação 16: Implementar a adoção universal do regime não cumulativo e diminuir a alíquota do Pis/Pasep e Cofins

A esfera federal é a que mais elevou a carga tributária que incide sobre a energia elétrica nas últimas décadas, sendo que a principal causa dessa elevação foi a alteração do regime de tributação do Pis/Pasep e Cofins.

A adoção do regime não cumulativo do Pis/Pasep em 2003 e do Cofins em 2004 representou um processo desastrado e com consequências desastrosas. Alguns setores foram mantidos no regime cumulativo com as alíquotas anteriores, enquanto outros foram migrados para o regime não cumulativo com alíquotas muito mais altas.

Distorções no cômputo de preços-teto de leilões de energia existente

Leilões de energia que não valorizam atributos relevantes

Um das principais vítimas desse processo foram os consumidores de energia elétrica que sofreram uma elevação de quase 70% do valor pago desses tributos. A arrecadação do Pis/Pasep saltou de R\$ 478 milhões para R\$ 812 milhões entre 2002 e 2003, quando a alíquota foi elevada de 0,65% para 1,65% no novo regime. História semelhante se repetiu no caso do Cofins. A adoção do regime não cumulativo com elevação da alíquota de 3,0% para 7,6% elevou a arrecadação de R\$ 2.383 milhões em 2003 para R\$ 3.999 milhões em 2004.

A longa lista de exceções faz com que a operacionalização do sistema de créditos seja extremamente complexa, havendo uma compensação seletiva apenas para dispêndios realizados em alguns dos insumos das empresas. Isso impõe um enorme ônus burocrático sobre as empresas e aumenta a insegurança jurídica, pois a partir das indefinições e ambiguidades surgem enormes contenciosos tributários.

Para simplificar o sistema, reduzir as distorções intersetoriais e desonerar a energia elétrica, poder-se-ia abolir o regime cumulativo do Pis/Pasep e Cofins, tributando todas as atividades pelo regime não cumulativo com uma alíquota menor que a atual.

Recomendação 17: Harmonizar as alíquotas interestaduais do ICMS num patamar baixo e reduzir as alíquotas internas

As alíquotas interestaduais de ICMS determinam quanto do valor arrecadado com o ICMS no comércio interestadual fica com o “estado de origem” e quanto fica com o “estado de destino”. Por exemplo, se a alíquota interna de ICMS for de 17% e a alíquota interestadual for de 12%, o estado produtor (estado de origem) fica com 12% e os 5% remanescentes ficam com o estado em que o produto é consumido (estado de destino).

Há discussões no Senado para reduzir gradualmente as alíquotas interestaduais. Essa mudança proporcionaria importantes benefícios para a economia brasileira. Em primeiro lugar, este movimento deslocaria a tributação do ICMS dos estados produtores para os estados consumidores, o que proporcionaria uma distribuição mais equânime da arrecadação, já que a produção tende a ser mais concentrada do que o consumo. Em segundo lugar, isto disciplinaria a “Guerra Fiscal” entre os estados, proporcionando maior racionalidade econômica ao processo produtivo. Assim, os estados passariam a competir entre si na provisão de infraestrutura, na provisão de serviços públicos e na desburocratização (fatores que promovem a eficiência), em vez de propor benefícios fiscais que distorcem o processo produtivo e que beneficiam apenas uma parcela das empresas que dispõem de maior flexibilidade para deslocar suas operações para o estado que oferecer as melhores condições fiscais.

A energia elétrica é um dos poucos produtos tributados pelo ICMS exclusivamente no estado de consumo. Isso o torna um dos poucos “portos seguros” para os estados, que veem sua base de arrecadação ser gradualmente esvaecida pela Guerra Fiscal, fator que explica a tributação desproporcional da energia elétrica.

Se as alíquotas interestaduais do ICMS fossem reduzidas a base de arrecadação do ICMS seria ampliada, permitindo aos estados obter o mesmo montante de recursos com alíquotas internas mais baixas.

Recomendação 18: Coibir a incidência de IR e CSLL sobre indenizações

Como se o imprevisto e a arbitrariedade que marcaram a condução da antecipação da renovação das concessões imposta pela MP 579 (seção 3.1.2 e 4.1.1) não bastassem, agora, e após a assinatura dos aditivos dos contratos de concessão, a insegurança retorna: a Receita Federal tem indicado que pretende tributar as indenizações com a incidência de Imposto de Renda/ Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e PIS-Cofins, em contradição com a prática regulatória e com o que foi acordado com o Ministério de Minas e Energia.

A ameaça tributária acima - que não foi incorporada às simulações feitas para subsidiar a

aceitação dos termos de renovação - desconfigura o perfil econômico dos contratos porque as indenizações calculadas não consideraram a incidência de tais tributos.

Se o governo federal insistir nessa tributação, a única forma de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro original é incrementar as receitas indenizatórias para compensar a tributação não prevista inicialmente. As indenizações representam o pagamento por investimentos passados ainda não integralmente remunerados. Se tais indenizações forem tributadas, reduz-se o valor delas, configurando expropriação de investimentos.

3.2.2 PARA DISCIPLINAR AS POLÍTICAS PÚBLICAS

Recomendação 19: Coibir o uso de encargos setoriais para financiar políticas públicas

Para disciplinar a concessão de benefícios é fundamental coibir a criação de novos subsídios-cruzados na tarifa de energia elétrica. Se um parlamentar desejasse promover um projeto de lei concedendo descontos na tarifa de luz, ou alguma outra forma de benefício (como a redução da tarifa de transporte de energia para determinada fonte, por exemplo) ele somente poderia fazê-lo se demonstrasse a origem dos recursos orçamentários para custear o programa. Isso ajudaria a disciplinar a concessão de novos benefícios, pois forçaria os parlamentares a contrabalançar os benefícios e os custos do programa proposto.

A Presidência da República poderia disciplinar esse processo por meio de pronunciamento para os parlamentares estabelecendo os princípios balizadores da política de encargos setoriais na tarifa de energia elétrica do Governo Federal. O cumprimento da política seria resguardado pelo uso do poder de veto da Presidência de todo projeto de lei que propusesse o uso de encargos setoriais em desacordo com os princípios balizadores.

3.2.3 PARA CORRIGIR DISTORÇÕES NA EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA

Recomendação 20: Manter a coerência sistêmica

É preciso zelar permanentemente pela coerência entre os modelos computacionais empregados para fins de planejamento e operação com a prática. Futuras alterações nos procedimentos operacionais aprovados pela CMSE devem ser pontualmente incorporadas aos programas computacionais e ao planejamento do sistema.

Recomendação 21: Aprimorar os Leilões de Energia pela valorização de outros atributos

Os Leilões de Energia Nova são muito eficazes na agregação de Garantia Física ao sistema pelo menor custo, mas isso não se traduz necessariamente na minimização do custo global de suprimento. Ao negligenciar outros atributos relevantes das usinas, como sua localização geográfica, sua flexibilidade operacional para atender à demanda e sua complementariedade em relação às demais usinas do sistema, os leilões de energia acabam promovendo uma gradual deturpação da configuração do parque gerador, elevando o custo de suprimento de energia e deteriorando a confiabilidade do sistema.

Para induzir a expansão eficiente do sistema elétrico é preciso redefinir os produtos ofertados nos leilões de energia para refletir esses outros atributos relevantes que hoje são desconsiderados.

4. CREDIBILIDADE E CONFIANÇA

4.1 SITUAÇÃO ATUAL E PRINCIPAIS DISTORÇÕES

O setor elétrico é um setor intensivo em capital, o que significa que a adequabilidade e a modicidade futura do fornecimento de energia dependem da atração de investimentos no momento presente. Por isso, a sustentabilidade do setor depende do grau de confiança dos agentes nas instituições e no marco regulatório do setor.

A estabilidade macroeconômica, as reformas institucionais e a continuidade da política econômica (iniciada na década de 1990) contribuíram para uma redução substancial da percepção de risco de investimento no Brasil nas últimas décadas. Com isso, os investidores passaram a demandar prêmios de risco menores, o que, por sua vez, levou a uma redução do custo de capital, redução que por sua vez se configurou como um dos fatores que mais contribuiu para a modicidade tarifária nos últimos anos.

Um dos indicadores utilizados para refletir o prêmio de risco de se investir no Brasil é o índice **Embi+BR** monitorado pelo JP Morgan. O índice reflete a diferença entre a taxa de retorno dos títulos de dívida pública emitidos pelo governo brasileiro e dos EUA.

Conforme Figura 11, nos últimos anos esse índice apresentou forte queda, chegando à menor taxa histórica em janeiro de 2013, quando o índice atingiu o patamar de 136 pontos base (ou 1,36 pontos percentuais). Mais recentemente, no entanto, o risco país tem voltado a subir. No último ano, o Embi+BR voltou a subir para um patamar superior a 200 pontos base.

Reversão de tendência de queda do risco Brasil

Figura 11: Embi+BR



Fonte: JP Morgan.

Mais recentemente, no entanto, o risco país tem voltado a subir. No último ano, o Embi+BR voltou a subir para um patamar superior a 200 pontos base.

A avaliação das agências de risco de crédito também indica rompimento da trajetória de redução do risco Brasil. Segundo a última avaliação da Moody's, por exemplo, o *rating* do país foi mantido em 'Baa2', mas com revisão declinante: a perspectiva 'positiva' passou a ser 'estável' (Moody's Investors Services, 2013). O mercado tem apontado, inclusive o risco de perda do *Investment Grade* nos próximos dois anos.

A Standard & Poor's, outra agência de análise de risco soberano, é mais pessimista. Embora a agência mantenha o seu *rating* do risco soberano do Brasil em 'A-2' (classificação em moeda local que corresponde à classificação 'BBB' em moeda estrangeira), ela alterou a perspectiva do risco de 'estável' para 'negativa'. As razões apontadas para a revisão foram a deterioração dos fundamentos da economia e a diminuição da credibilidade da política econômica.

Segundo o relatório:

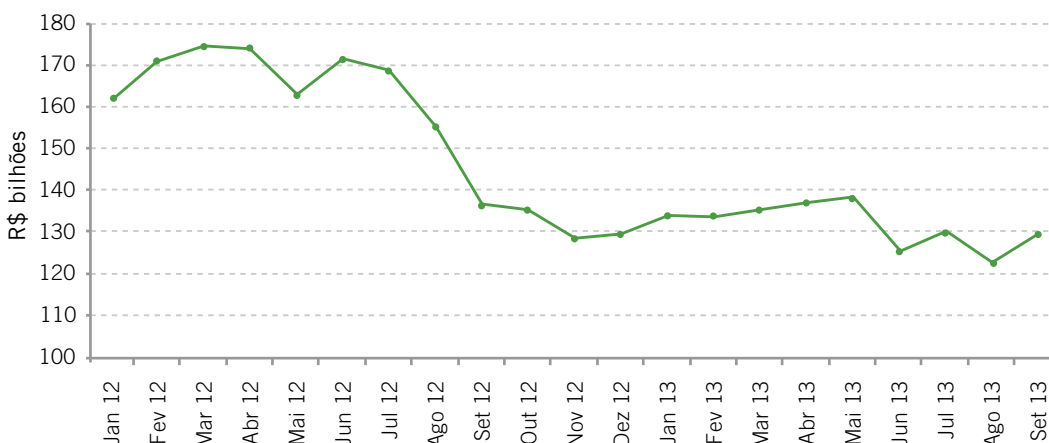
“A perspectiva negativa significa que há uma probabilidade de um terço de que o crescente endividamento governamental e a erosão da estabilidade macroeconômica provoque o rebaixamento do [rating do] Brasil nos próximos dois anos. A continuação do baixo crescimento econômico, o enfraquecimento dos fundamentos externos e fiscais, e a perda parcial da credibilidade da política econômica devido à sinalização ambígua podem vir a reduzir a capacidade do país para lidar com choques externos. Atrasos na implementação de políticas para ampliar investimento privado, principalmente em infraestrutura, podem contribuir para o baixo crescimento do PIB neste ano e no próximo, aumentando o risco de agravamento dos desvios na política fiscal, resultando numa elevação do nível de endividamento do governo⁹.” (Standard & Poor’s, 2013).

Se no âmbito da macroeconomia brasileira a perspectiva é de deterioração, no setor elétrico a perspectiva é muito mais clara: a deterioração da confiança já se materializou.

Deterioração da percepção de risco no setor elétrico

Um indicador da percepção de valor do mercado é dado pela evolução de ações das empresas de capital aberto do setor elétrico. A trajetória do valor de mercado das 16 empresas que compõe o Índice de Energia Elétrica (IEE)¹⁰ aponta uma queda de 25,8% entre março de 2012 e setembro de 2013, um atestado do grau de desilusão dos investidores (Figura 12).

Figura 12: Valor de mercado das empresas que compõe o IEE



Fonte: BMFBovespa.

A queda das ações das empresas do setor reflete a insegurança que passou a imperar no setor. Esse abalo coloca em xeque os benefícios obtidos da confiança que foi conquistada com tanto sacrifício ao longo das últimas décadas.

Em tempos recentes o cenário do setor elétrico também era positivo e a percepção de risco apresentava queda: a consolidação da regulamentação, a estabilidade de regras, o processo aberto e transparente pelo qual a Aneel regulamenta o setor (com base em princípios expostos em notas técnicas e nas reuniões públicas da Diretoria) proporcionavam previsibilidade e segurança ao investidor.

A redução do risco se traduzia em menor custo de captação de recursos para realizar os investimentos. O benefício da redução do custo do financiamento chega ao consumidor por meio de maiores deságios nos leilões de energia e de transmissão, e pela redução do Custo Médio

⁹ Tradução livre de: “The negative outlook reflects the at least one-in-three probability that a rising government debt burden and erosion of macroeconomic stability could lead to a downgrade of Brazil over the next two years. Continued slow economic growth, weaker fiscal and external fundamentals, and some loss in the credibility of economic policy given ambiguous policy signals could diminish Brazil’s ability to manage an external shock. Delays in implementing policies to boost private investment, especially in infrastructure, could contribute to low GDP growth this year and next, thereby raising the risk of further fiscal slippage and a resulting rise in the government’s debt burden.”

¹⁰ As empresas que compõem o IEE são: Cesp, Celesc, Cemig, Coelce, CPFL Energia, Copel, Eletrobras, Eletropaulo, EDP Energias do Brasil, Equatorial Energia, AES Tietê, Light, Eneva (ex-MPX Energia), Taesa, Tractebel Energia e ISA Cteep.

Ponderado do Capital (*WACC – Weighted Average Cost of Capital*) utilizado pela Aneel para definir as tarifas de transmissão e distribuição.

Mais especificamente, no caso da regulação tarifária, o benefício da redução do custo de financiamento é transferido ao consumidor pelo ajuste do 'WACC regulatório' utilizado para definição das tarifas de fornecimento de energia elétrica de cada distribuidora de energia elétrica em cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, e, também, pelo ajuste do WACC regulatório utilizado para balizar a definição da Receita Anual Permitida de novas instalações de transmissão licitadas a cada ano (apresentados na Figura 13).

Figura 13: Custo Médio Ponderado do Capital



Fonte: Aneel.

Recentemente, no entanto, o setor elétrico passou a ser surpreendido por súbitas ações do governo, ações estas seguidas de medidas improvisadas que encadearam uma série de problemas que, por sua vez, abalaram o setor elétrico como um todo, conforme será descrito na Seção 4.1.1. Soma-se a isso a forte compressão de tarifas promovida pela Aneel nas revisões periódicas de concessionárias de transmissão e distribuição, e a redução de tarifas promovida pelo governo na prorrogação das concessões de geração e transmissão.

Se a percepção de risco mais elevada para se atuar no setor persistir, haverá inversão da tendência de redução do prêmio de risco requerido pelos investidores, o que implicará um custo de capital mais elevado e energia elétrica mais cara para os consumidores.

Se, por um lado, a elevação do Wacc regulatório é ruim para os consumidores porque há elevação da tarifa de energia elétrica, por outro lado o estabelecimento de um Wacc regulatório abaixo do real custo de captação das empresas reguladas é pior ainda, pois fica comprometida a sustentabilidade do setor.

Além disso, a elevação da percepção de risco também prejudica a expansão do setor. A ocorrência de licitações mal sucedidas tornou-se rotineira. Em cada um dos últimos seis Leilões de Transmissão (Tabela 3) houve ao menos um lote que não atraiu nenhum interessado, o que implicou no atraso de investimentos da ordem de R\$2,4 bilhões. O pior caso foi o Leilão 001/2013, em que quatro dos dez lotes licitados não tiveram nenhum interessado.

Lotês de transmissão sem interessados

Tabela 3: Lotês de transmissão sem oferta nos leilões

	LOTES OFERTADOS	LOTES SEM OFERTA
Leilão de Transmissão 007/2013	13	3
Leilão de Transmissão 002/2013	7	2
Leilão de Transmissão 001/2013	10	4
Leilão de Transmissão 007/2012	8	1
Leilão de Transmissão 005/2012	6	1
Leilão de Transmissão 003/2012	4	1

Fonte: Aneel.

Esses leilões mal sucedidos são claras evidências de incompatibilidade entre preço, prazo e risco desses projetos.

Tal incompatibilidade é muito prejudicial para o setor, pois se os prazos previstos no Edital já eram muito apertados para a implantação tempestiva dos empreendimentos (como argumentado na seção 2.1), com o fracasso dos leilões a contratação dos empreendimentos é postergada para futuros leilões, o que prejudica a sincronia da expansão planejada.

4.1.1 VOLUNTARISMO, IMPROVISO E DESORDEM

Nos últimos anos o governo vem intervindo no setor elétrico de forma cada vez mais imprevisível e invasiva. Essas intervenções têm sido realizadas de forma súbita, sujeitando o setor à ocorrência de muitos equívocos – que poderiam ser evitados se houvesse maior diálogo e transparência – e elevando a percepção de risco setorial.

O ápice do imprevisto foi verificado no processo de prorrogação antecipada de concessões de geração e transmissão iniciado em setembro de 2012 com a publicação da **Medida Provisória 579**, posteriormente convertida na Lei 12.783.

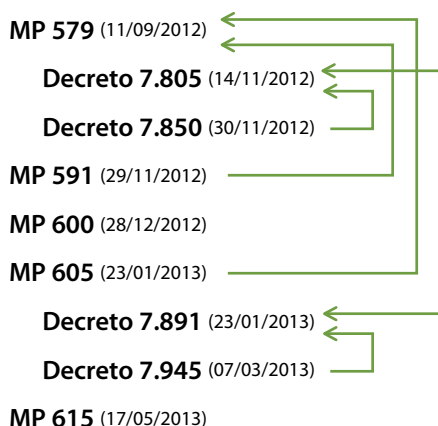
Antes mesmo de o Congresso Nacional apreciar a Medida Provisória (MP) 579, o governo já estava alterando-a por meio da **MP 591** para levar em conta a indenização de investimentos em ativos de transmissão ainda não amortizados realizados antes de 31 de maio de 2000, ativos estes que haviam sido erroneamente e arbitrariamente negligenciados na MP original.

Passadas mais algumas semanas as mudanças promovidas pela MP 579 já seriam novamente emendadas. Desta vez, pela **MP 605**, que ampliava ainda mais as destinações da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O **Decreto 7.805** que regulamentava a MP 579 passou por processo semelhante. Após meros 16 dias de sua publicação, foi publicado o **Decreto 7.850**, alterando a forma de rateio das cotas das concessões de geração prorrogadas. Mais tarde, mais algumas alterações seriam efetuadas por meio do **Decreto 7.891**, que, por sua vez, sofreria um grande número de ajustes introduzidos por meio do **Decreto 7.945**.

Para arcar com a explosão de custos incorridos pela CDE em 2013, decorrentes da agregação de novas finalidades a serem cobertas por este encargo, foram adicionados alguns artigos à **MP 600**, e depois à **MP 615**, para financiar os dispêndios realizados pela CDE em 2013.

Figura 14: Alteração da alteração



Esse emaranhado de leis e decretos (Figura 14) demonstra o grau de imprevisto que imperou no processo de legislação e regulamentação do novo regime de concessões. Embora o governo alegasse estudar a questão há anos, tornou-se óbvio que o processo foi implementado de forma precipitada.

Voluntarismo e imprevisto

Os equívocos provocados pela implementação atordoada do novo regime de concessões foram desastrosos para o setor. Tanto o Leilão de Energia A-1 quanto a sazonalização da energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – que deveriam ocorrer antes do início do ano de 2013 – foram postergados, o que expôs os agentes aos preços do mercado de curto prazo justamente num período em que os preços eram extremamente altos.

O pior é que esta foi uma crise auto-inflingida pelo governo, que subitamente decidiu adotar um novo regime regulatório para as concessões que viriam a vencer nos próximos anos.

Além do voluntarismo e imprevisto crescentes, também tem-se observado um desordenamento institucional do setor.

Na prorrogação das concessões realizadas sob a égide da MP 579, o valor das indenizações das concessões foi estipulado por meio de Portaria conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (**Portaria MME/MF 580/2012**).

Ao tomar para si a tarefa de definir o valor da indenização dos ativos revertidos à União, o Poder Concedente, representado pelos MME e MF, deturpou o arranjo institucional vigente em que caberia à Aneel zelar pelo cumprimento dos termos dos contratos firmados, assim como o valor das indenizações a serem pagas pelos ativos revertidos à União (**Lei 9.427**).

Segundo o arranjo institucional, tais tarefas devem ser exercidas por uma agência reguladora, autônoma e independente, justamente para proporcionar segurança aos investidores de que tais questões serão tratadas de forma técnica, com base em princípios e condições pactuadas nos contratos de concessão. Nesse arranjo, essas decisões poderiam ser tomadas de forma isenta, blindada dos interesses da outra parte interessada, uma vez que a União terá que pagar as indenizações.

Outra ação que demonstra o desarranjo institucional foi a alteração dos critérios de rateio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) por meio da **Resolução CNPE 03/2013**. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi criado para aconselhar o Presidente da República na formulação de políticas nacionais para promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos no país (art 2º da Lei 9.478). Na Resolução CNPE 03/2013, o CNPE extrapolou seu papel de aconselhamento, passando a interferir diretamente na regulamentação do setor elétrico por meio dessa Resolução.

4.1.2 MODELO SETORIAL MUTANTE

Além das intervenções e do desarranjo institucional, outro elemento que abala a confiança dos agentes é a perda de coesão do modelo setorial ao longo de curtos períodos de tempo. No passado, mesmo diante de severas lacunas regulatórias, havia uma visão melhor articulada do que se pretendia, de como o setor deveria ser organizado, e de como o mesmo deveria funcionar.

Hoje essa visão do modelo setorial é cada vez menos clara. Torna-se cada vez mais difícil prever como o marco regulatório do setor evoluirá no futuro. As alterações do regime regulatório são implementadas de forma súbita, sem qualquer discussão prévia com os agentes, e não há mais uma articulação que norteie a evolução do setor.

As reformas setoriais promovidas no âmbito do Programa Reseb (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) proporcionavam uma clara descrição dos seus objetivos, dentre os quais se destaca a criação de um mercado competitivo nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

No entanto, o regime regulatório estabelecido para as concessões vincendas de geração reverte essa tendência ao voltar a regular as tarifas de geração no regime de cotas.

O modelo setorial já não é mais balizado por uma única lógica. Hoje temos um modelo 'Frankenstein', composto por diferentes segmentos rudimentarmente conectados entre si:

Desordenamento
institucional do setor

Desfiguração do
modelo setorial

- o setor é segmentado entre a Energia Nova e Existente e entre Consumidores Livres e Regulados;
- a precificação segue duas lógicas diferentes: no Ambiente Regulado o preço é balizado pelo custo de cada usina, enquanto no Ambiente Livre o preço é determinado pelo custo marginal de expansão.

Diante desse quadro torna-se difícil visualizar o futuro do mercado de energia. Como será a renovação dos contratos de concessão de geração dos atuais Produtores Independentes de Energia? Qual será o futuro do Mercado Livre e de seus Consumidores Livres e Comercializadores?

As dúvidas se traduzem em incertezas, e as incertezas em maior prêmio de risco, o que, cedo ou tarde, resultará em maior custo da energia para o consumidor.

Outra fonte de ansiedade é a metodologia de precificação do mercado. Os Custos Marginais de Operação (CMO) utilizados pelo ONS para definir o acionamento de usinas e os Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) utilizados para a compensação de transações de energia realizados no mercado de curto prazo do CCEE são determinados por dois modelos oficiais: Newave e Decomp. Isso significa que a operação e a remuneração dos geradores dependem fundamentalmente desses modelos e dos seus dados de entrada.

Para um investidor num empreendimento de geração essa é uma grande fonte de incerteza, pois qualquer alteração nos modelos empregados, ou nos seus parâmetros de cálculo (Custo de Déficit, taxa de desconto, CVaR, planos de expansão, divisão dos subsistemas...), podem levar a alterações substanciais na sua perspectiva de retorno.

Uma parcela substancial do parque gerador é fortemente impactada pelo comportamento do CMO e do PLD. Quase um terço da geração é dedicado ao atendimento do Ambiente de Contratação Livre, cujos preços são muito afetados pelo PLD. Há também os Geradores Existentes cuja energia é continuamente recontratada – por prazos mais curtos que a Energia Nova – e, portanto, mais sensíveis aos preços do mercado de curto prazo.

Para os geradores, comercializadores e Consumidores Livres o processo de formação de preços é de suma importância para seu equilíbrio econômico-financeiro. Qualquer alteração na modelagem, nos parâmetros do modelo ou nos seus dados de entrada pode impactar severamente as empresas e seus consumidores.

Em 2013, o governo promoveu alterações substanciais nos modelos computacionais no setor para incorporar a aversão ao risco. A compatibilização dos modelos computacionais aos critérios operativos adotados pelo ONS promovida por meio da Resolução CNPE 03/2013 é um aperfeiçoamento desejável. No entanto, a forma pela qual o ajuste foi implementado demonstra uma fragilidade do setor, pois ficou claro que a precificação de todas as transações comerciais no mercado de curto prazo da CCEE e a operação do setor podem ser fundamentalmente modificadas, de uma hora para outra, por mera resolução do CNPE.

Finalmente, permanece a questão sobre como será a renovação de concessões de distribuição. Embora a distribuição seja uma atividade totalmente regulada que, portanto, dispensaria a necessidade de ajustes na renovação da concessão, até a data de publicação deste *White Paper* o governo havia dado manifestações públicas, pouco esclarecedoras, de que pretende promover mudanças nas concessões de distribuição.

A indefinição é prejudicial para as empresas. Algumas já começam a enfrentar dificuldades para obter financiamento de prazo mais longo por causa das incertezas quanto ao seu fluxo de caixa após o fim do contrato de concessão vigente.

4.1.3 REGULAÇÃO OPRESSIVA

A forma de regulação tarifária adotada desde a década de 1990, quando o setor passou por

Formação de preços de mercado sujeita a alterações

Incerteza relativa à política de renovação das concessões de distribuição

profundas reformas, é a ‘regulação pelo preço’, também conhecido como ‘regulação de tarifa máxima’ (ou “Price Cap”, na literatura internacional). Trata-se de uma forma de **regulação por incentivos** em que a tarifa é desatrelada dos custos efetivamente incorridos pela empresa regulada. Isso proporciona incentivos para a empresa buscar minimizar os seus custos.

Esse regime regulatório permite que a empresa obtenha um retorno maior sobre seus investimentos quando a empresa é bem gerida (ou menor quando é mal gerida).

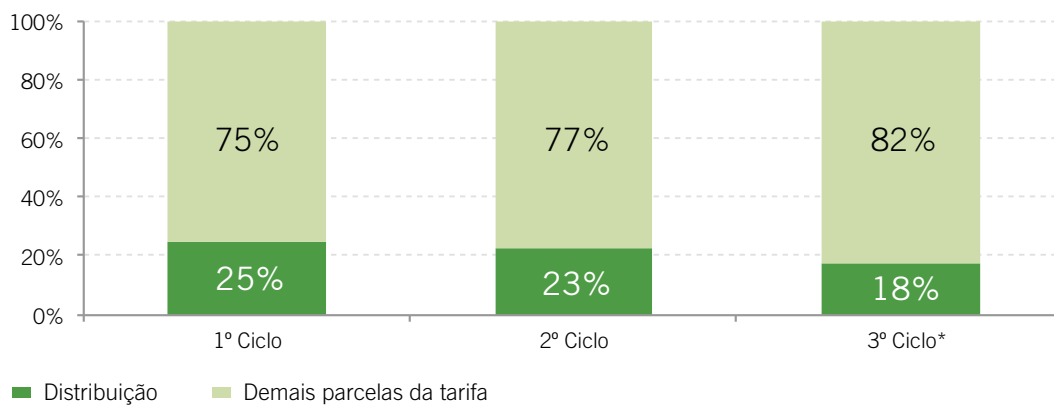
Embora isso possibilite que as empresas obtenham retornos maiores, isso não significa que os consumidores serão prejudicados. Pelo contrário, o regime regulatório não apenas salva-guarda o consumidor – ao fixar tarifa máxima no momento da Revisão Tarifária Periódica – mas também prevê o compartilhamento dos ganhos de produtividade com o consumidor ao longo do tempo por meio do ‘Fator X’, que acaba se traduzindo num desconto na tarifa de energia.

Isso é o que diz a teoria e o que a prática comprova.

Segundo as estimativas da Aneel, o ganho de produtividade ao longo do Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica foi de 1,1% ao ano (Aneel, 2011). Pode parecer pouco, mas em cinco anos isso equivale a uma redução tarifária de 5,7%. Se esse nível persistir ao longo de uma década, há uma redução de 11,7%.

O benefício do regime regulatório empregado na definição das tarifas das distribuidoras pode ser evidenciado se examinarmos a evolução da parcela da tarifa destinada à cobertura dos custos das distribuidoras, a chamada a ‘Parcela B’. A cada ciclo tarifário a parcela destinada as distribuidoras tem sido menor, contribuindo de forma material para a modicidade tarifária.

Figura 15: Compressão da remuneração da distribuição (Parcela B)



Fonte: Abradee.

* Obs.: Considera as 26 distribuidoras que passarão pelo 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

Torna-se cada vez mais evidente, no entanto, que a Aneel exagerou no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras. A redução média da ‘Parcela B’ promovida nesse Ciclo de Revisão Tarifária foi da ordem de 25%, o que propiciou uma redução média final da tarifa de 7,9%.

O Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras implicou o não reconhecimento (‘glosa’) de cerca de 20% dos investimentos já realizados, o que ampliou a percepção de risco regulatório. Em alguns casos os critérios para desconsideração dos investimentos feitos foram pouco claros. Este fenômeno abalou a confiança das distribuidoras na assunção de investimentos requeridos para atendimento ao crescimento do mercado consumidor e para o aprimoramento da qualidade dos serviços.

A regulação tarifária tem sido muito severa, comprimindo as margens das distribuidoras ao mesmo tempo em que as concessionárias de distribuição se defrontam com uma ampliação da

Arrocho tarifário promovido no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária

volatilidade dos custos de energia ocasionada pela ampliação do custo da geração termelétrica.

A margem das distribuidoras é insuficiente para lidar com os riscos inerentes à comercialização de energia no mercado brasileiro. Se não houvesse a cobertura temporária pela CDE de alguns componentes da 'Parcela A' (custos não gerenciáveis pela distribuidora) em 2013, haveria inadimplência generalizada no setor. Mesmo assim, algumas empresas de distribuição já sofreram rebaixamento de sua classificação de risco (como a Rede Energia, Cemat e a Eletropaulo), o que eleva seu custo de captação de recursos para realizar investimentos.

E não é só a distribuição que é submetida à draconiana regulação tarifária: as concessionárias de geração e transmissão que aderiram ao novo regime de concessão instaurado pela **MP 579** (Lei 12.863) também foram submetidas a um regime de tarifas austeras.

No novo regime as concessionárias de geração e transmissão passam a atuar como meras prestadoras de serviço. As tarifas contemplam apenas os custos de operação e manutenção dos ativos sem levar em conta os custos socioambientais impostos no processo de renovação das licenças ambientais. As tarifas também não preveem uma remuneração adequada para a gestão dos vastos patrimônios, o que expõe os concessionários a riscos elevados.

Os ativos ainda não amortizados da concessão devem ser indenizados, mas não se sabe quando e nem exatamente qual será o valor total da indenização, já que o fisco ameaça tributar as indenizações. Registre-se também que, até a data de publicação deste *White Paper*, ainda não havia sido definida a metodologia de cálculo do valor de parte das indenizações.

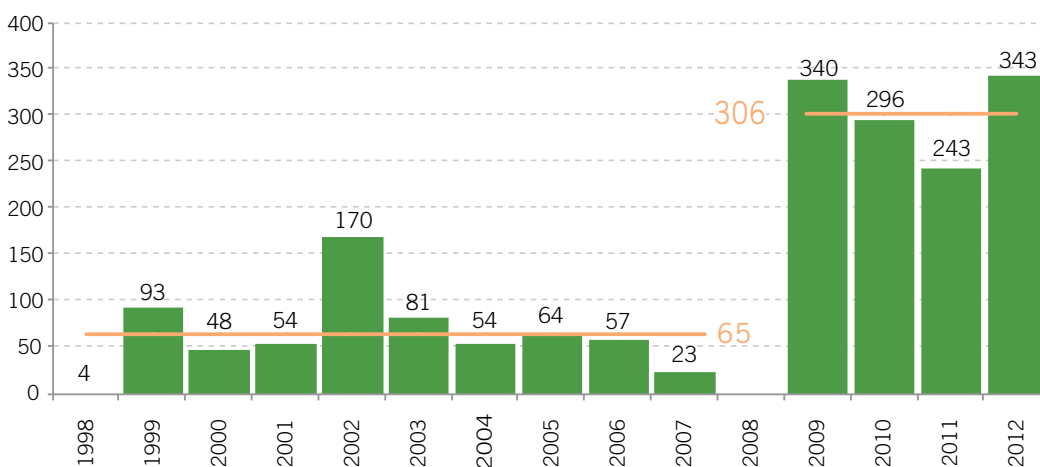
A noção de que concessões de geração e transmissão não demandam novos investimentos depois da instalação de seus ativos originais é equivocada. Embora os novos investimentos tendam a ser menores, eles são necessários. Será um grande desafio para o regulador avaliar a necessidade e adequação de investimentos a serem realizados pelos concessionários no novo regime regulatório estabelecido pela MP 579.

Não bastasse a compressão das tarifas, as empresas também têm sofrido uma elevação de punições. Nos últimos anos a Aneel tem intensificado tanto o número de multas aplicadas quanto os seus valores. A média de multas nos últimos quatro anos (306 ocorrências) é quase cinco vezes maior do que a média de 65 multas por ano aplicadas no decênio anterior (1998 a 2007).

Do novo regime de concessões estabelecido pela MP 579

Postura punitiva da Aneel

Figura 16: Número de multas aplicadas no ano

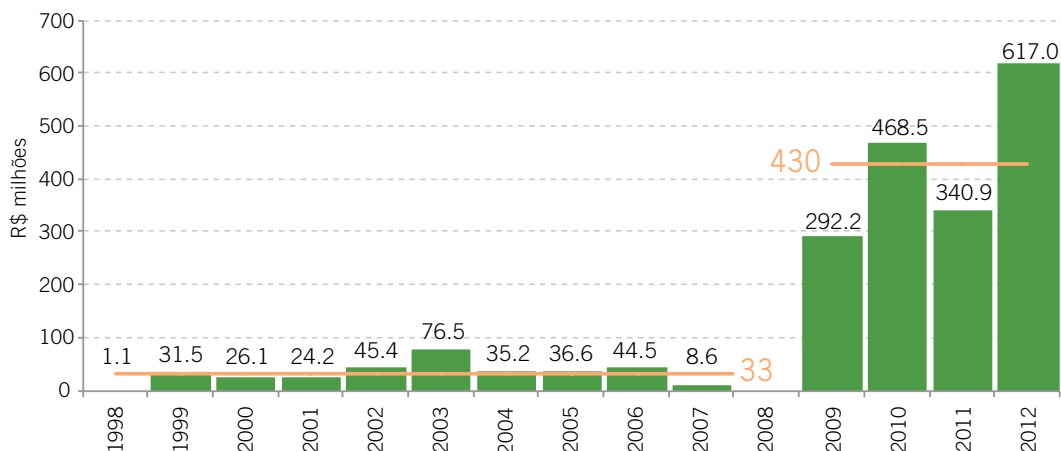


Fonte: Aneel.

*Obs.: Dados não disponíveis.

O valor das multas também se elevou substancialmente. Enquanto a soma anual de multas no decênio entre 1998 e 2007 era da ordem de R\$ 33 milhões, nos últimos quatro anos a média tem sido da ordem de R\$ 430 milhões, um valor cerca de 13 vezes maior.

Figura 17: Valor total de multas aplicadas no ano



Fonte: Aneel.

*Obs.: Dados não disponíveis.

É preciso refletir se a intensificação da aplicação de multas pela Aneel de fato contribuiu para a melhoria da prestação do serviço ao consumidor. A atividade fiscalizatória da agência reguladora é importante, mas o seu objetivo deve ser o aprimoramento do serviço, e não a mera punição do infrator. A postura punitiva pode levar a uma aplicação exacerbada de multas que, no limite, pode vir a comprometer a sua capacidade financeira de prestar o serviço.

A ação do regulador deve ser pedagógica, buscando, num primeiro momento, orientar e induzir a empresa infratora a alterar a sua conduta, para o bem dos próprios consumidores que, em última análise, querem um serviço melhor. Uma possível referência para tal postura regulatória que equilibra ações de prevenção com ações de punição é a Pirâmide de Imposição/Adequação (*'Enforcement/Compliance'*) (Ayres e Braithwaite, 1992), por meio da qual são aplicados progressivamente: persuasão, advertência, penalidade, sanção penal, suspensão da concessão e revogação da concessão.

Um bom exemplo nesse sentido foi a solução dada no caso da Celpa, discutida na **Audiência Pública 074/2012**. A concessionária de distribuição paraense apresentava forte deterioração do serviço e, conseqüentemente, crescentes punições. O pagamento de compensações e multas só agravava a situação, pois comprometia toda a geração de caixa da empresa. Para possibilitar uma reversão desse quadro terminal, a nova gestora da concessão construiu uma solução com a Aneel que prevê a possibilidade de que uma parcela das compensações a serem pagas por superação dos limites de descontinuidade do serviço seja utilizada para custear novos investimentos na concessão. Esses investimentos seriam contabilizados como 'Obrigações Especiais', ou seja, ativos pertencentes ao consumidor, pelo qual a concessionária não receberá qualquer remuneração. Desta forma, achou-se uma forma de reverter o quadro de deterioração da empresa, possibilitando uma melhoria do serviço mais rápida para o consumidor.

Solução semelhante que também merece elogios foi dada recentemente para o tratamento de perdas não-técnicas da Light. O regulador reconheceu que as perdas atuais devido a roubo de energia decorrem de fatores que extrapolam os meios gerenciais dos quais a concessionária dispõe para reduzir tais perdas. Diante disso, a Aneel autorizou o cálculo de tarifas considerando o atual nível de perdas não técnicas com o compromisso de que as receitas adicionais derivadas deste nível de perdas superior ao previsto pela metodologia vigente (Procedimentos de Revisão Tarifária – Proret) sejam investidas no combate às perdas não-técnicas. Tais investimentos também seriam contabilizados como "Obrigações Especiais" e, portanto, não comporiam a Base de Remuneração da distribuidora e, conseqüentemente, não serão remunerados por meio da tarifa.

Outro aspecto da regulação tarifária que tem sido problemática é a regulação da qualidade. A

metodologia de definição de tarifas atual não incorpora de forma adequada o custo da qualidade. Metas de qualidade são definidas por métodos estatísticos comparando o desempenho de todas as empresas (ou por conjunto no caso dos indicadores de continuidade – DEC, FEC e DMIC), sem levar em conta o nível de perdas, os níveis das tarifas (que, por sua vez, consideram os investimentos e custos operacionais das empresas) e as preferências dos consumidores.

Outro tema correlato se refere à adoção de novas tecnologias. Nos próximos anos importantes decisões terão que ser tomadas quanto à adoção de novas tecnologias, como:

- equipamentos de telemetria e de controle remoto e automatizado que constituem as chamadas ‘redes inteligentes’ (“*Smart Grid*”, na literatura internacional);
- a geração distribuída, como painéis fotovoltaicos e aerogeradores e outros mini e micro geradores instalados nas unidades de consumo (residências, comércio, fábricas etc.); e
- adaptação das redes de distribuição para novos usos eletro-intensivos tais como os veículos elétricos.

A inserção dessas tecnologias proporcionam benefícios, assim como implicam custos, para a sociedade. A solução desejada para consumidores de algumas regiões pode ser diferente das almejadas por consumidores de outras regiões. Por isso seria desejável engajar o consumidor na avaliação das alternativas disponíveis e suas implicações.

Finalmente, há questão da regulamentação em si. A Aneel tem feito importantes avanços na consolidação da regulamentação como, por exemplo, ao elaborar os **Procedimentos de Distribuição - Prodist e os Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret**. A realidade, porém, é que a regulamentação do setor ainda é muito fragmentada, contida em centenas de resoluções normativas que são frequentemente alteradas por novas resoluções.

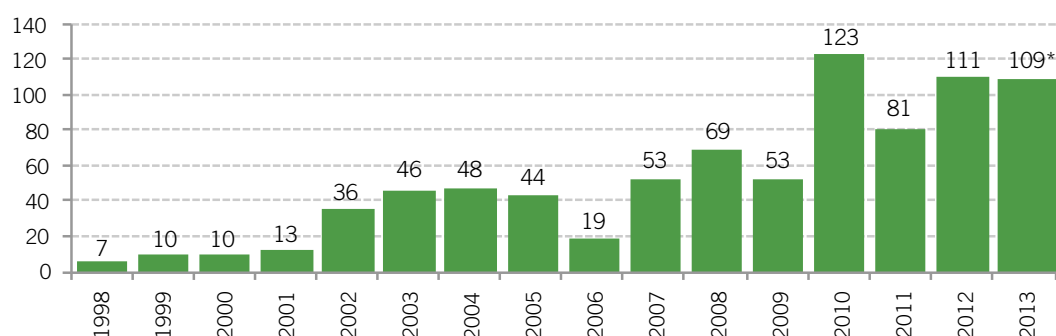
Tal fragmentação da regulamentação dificulta o entendimento da regulação, dá margem para erros de interpretação, e gera potenciais conflitos decorrentes de incompatibilidades entre as diversas partes do vasto aparato regulatório.

Isto dito, cabe registrar que o processo de regulação da Aneel é um exemplo de transparência:

- as Reuniões da Diretoria são transmitidas pela internet;
- todas as decisões são respaldadas por notas técnicas que apresentam a justificativa para a regulamentação proposta; e
- toda nova regulamentação é previamente apresentada em audiência pública para receber sugestões de aprimoramento.

No entanto, o processo de audiências públicas demanda muito tempo e esforço tanto dos agentes que buscam acompanhar e participar do processo quanto dos próprios servidores públicos da Aneel que precisam analisar todas as contribuições.

Figura 18: Número de Audiências Públicas realizadas no ano



Fonte: Aneel.

*Obs.: Número de Audiências Públicas marcadas até 11/out/2013.

Regulamentação fragmentada

Conforme se conclui da Figura 18, nos últimos anos observa-se um aumento do número de audiências públicas realizadas a cada ano. É virtualmente impossível acompanhar tantas audiências. A própria Agência não consegue dar vazão ao grande número de temas que aborda ao mesmo tempo. Propostas de regulamentação apresentadas em audiências públicas ficam anos sem resolução, o que acaba desencorajando a participação dos agentes em tais audiências.

A Aneel dá sinais de que deseja dar foco à sua atuação ao definir uma agenda dos temas a serem abordados no próximo biênio. Não obstante, o problema persiste. A sua Agenda Regulatória 2014-15 contém nada menos que 64 itens.

4.2 SOLUÇÕES

Diante do diagnóstico feito ao longo da Seção 4.1, é evidente que medidas precisam ser tomadas para estabelecer uma melhor governança institucional no setor e aprimorar o processo regulatório.

4.2.1 PARA APRIMORAR A GOVERNANÇA INSTITUCIONAL

Recomendação 22: Delimitar melhor as atribuições de cada instituição

Para que haja uma governança institucional adequada é necessário delimitar claramente as atribuições de cada instituição.

Diretrizes gerais para alteração da regulamentação relativa à estrutura, organização e funcionamento do mercado de energia podem e devem ser propostos pelos órgãos do Executivo (MME, CNPE, CMSE). Essas entidades do Executivo tendem a ser mais coesas e alinhadas à orientação do governo e são mais sintonizadas com os anseios mais imediatos da população, o que facilita a definição da orientação de políticas públicas. Isto dito, cabe enfatizar que mudanças mais profundas na política setorial requerem alteração da legislação, o que, em última instância, cabe ao Congresso Nacional.

Já as decisões que tratam do cumprimento de condições previamente pactuadas devem ser reguladas pela Aneel, órgão de Estado, e não de governo. Assim, questões como a definição do valor das indenizações de ativos revertidos à União, a regulação de tarifas, e eventuais alterações de Garantia Física de usinas dentro do período de concessão deveriam ser tratados pela Aneel.

A implementação das políticas setoriais deve ser conduzida pela Aneel, seja ela oriunda de mudança de lei pelo Congresso Nacional, seja por mudança infralegal promovida pelo Poder Executivo (via Decreto, Portaria ou Resolução).

A Agência Reguladora é a instituição que dispõe de um amplo corpo técnico especializado para esmiuçar os pormenores da regulamentação necessária para a adoção da política proposta. Além disso, a Aneel dispõe de um rito processual consolidado que permite uma implantação sem surpresas e com mecanismos de avaliação que minimizam o risco de ocorrência de erros crassos como os que afligiram o setor em 2013.

4.2.2 PARA NORTEAR A ATUAÇÃO DOS AGENTES

Recomendação 23: Restabelecer um modelo setorial coerente

Atualmente, é difícil avaliar qual modelo setorial é almejado pelo governo (isso se de fato houver uma visão coerente de modelo). O setor convive hoje com muitas ambivalências e questões mal resolvidas que requerem definição:

- as empresas de energia que atuam estrategicamente no planejamento, operação e comercialização de energia serão gradualmente substituídas por empreiteiras e prestadores de serviços subcontratadas pelo governo?

- os benefícios derivados da ‘inteligência distribuída’ dos agentes coordenadas via mercado será gradualmente suplantada pelo planejamento centralizado conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética?
- qual será o futuro dos Comercializadores, dos Consumidores Livres, dos Produtores Independentes de Energia? Haverá um Mercado Livre no futuro?

A forma pelo qual o governo vem favorecendo o Ambiente Regulado nos últimos anos indica uma postura no mínimo ambígua em relação ao Mercado Livre: ora o último recebe alguma atenção regulatória (como a recente definição de comercializador varejista), ora recebe tratamento negativo (como a alocação de cotas de energia “depreciada” exclusivamente ao Ambiente Regulado). E a tendência estatizante manifestada nos últimos anos aponta para uma reversão das reformas iniciadas na década de 1990.

É preciso articular uma visão clara e de longo prazo para o modelo setorial. Esse modelo setorial deve ser coerente e coeso. Não deve haver segmentações discricionárias. É preciso que haja uma lógica interna robusta baseada em princípios.

4.2.3 PARA TORNAR A AGÊNCIA REGULADORA MAIS EFICAZ

Recomendação 24: Alterar postura punitiva da Aneel

As atividades fiscalizadoras da Aneel são de grande importância para assegurar a qualidade do serviço. A atuação da Aneel nesse processo fiscalizatório deve ser balizada pelo seu objetivo final, que é induzir os agentes à correção de suas condutas infratoras. Nesse sentido, a Aneel deve preferir a educação à punição. Portanto, notificações e advertências se constituem em instrumentos relevantes quando aplicadas com limites. Também é necessário que as regras sejam claras, que os critérios para determinação de infrações sejam objetivos, e que a dosimetria das penalidades seja definida de forma coerente e previsível.

Recomendação 25: Dar mais foco e direção à atuação da Aneel e consolidar a regulamentação

A Aneel precisa priorizar seus esforços nas questões mais relevantes para o setor. A tendência de proliferação de temas concomitantes sendo debatidos em diferentes arenas precisa ser rompida. Essa fragmentação da regulamentação eleva o custo de compreensão e implementação da regulação. É preciso fazer um esforço para consolidar a regulamentação, aglutinando as questões correlatas e tratando-as de forma holística. Isso facilitaria o entendimento da regulamentação, dar-lhe-ia mais coerência e reduziria a ocorrência de interpretações dúbias. O aumento de foco também diminuiria consideravelmente o número de audiências públicas requeridas.

Temas regulatórios estruturantes que requerem estudos aprofundados poderiam ser pautados com anos de antecedência para possibilitar que as empresas se engajem no desenvolvimento de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento cujos resultados seriam posteriormente levados em conta pela Aneel.

Recomendação 26: Eliminar a exposição das distribuidoras à volatilidade da Parcela A

Atualmente, as distribuidoras são responsáveis pela projeção da demanda por energia dos seus consumidores e é com base nessa projeção que é feita a contratação de energia por meio dos Leilões de Energia promovidos pelo governo. As distribuidoras assumem uma parcela do risco incorrido nesse processo de contratação, pois elas são penalizadas quando erram as previsões em mais de 5%. Além disso, elas ficam expostas aos descasamentos de receitas e despesas até a data do reajuste anual de cada concessionária.

Não é possível manter as distribuidoras expostas à enorme volatilidade dos custos de aquisição de energia elétrica (um dos componentes da ‘Parcela A’) com a metodologia tarifária vigente.

Uma solução seria simplesmente permitir o repasse desses custos ao consumidor com frequência mensal. Isso resolveria o problema financeiro das distribuidoras, repassando todo o risco para os consumidores, mas não seria uma solução ideal, pois os consumidores não dispõem de ferramentas eficientes para a gestão dos riscos que lhes estariam sendo impostos.

É preciso reconhecer o importante papel de comercialização de energia desempenhado pelas distribuidoras. A contratação de energia é uma tarefa complexa e repleta de riscos.

Para compensar o serviço prestado pelas distribuidoras na gestão desse risco, a Aneel deve incluir uma margem no cálculo da Receita Requerida das distribuidoras para cobrir os custos e riscos associados à comercialização de energia elétrica.

A atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil envolve um conjunto de riscos que não são considerados quando da fixação de receita pela Aneel no processo de revisão tarifária. Diferentemente do modelo adotado em muitos países em que a distribuidora presta exclusivamente um “serviço de fio” (transporte) para comercializadores, as distribuidoras brasileiras são também comercializadoras para os seus consumidores regulados. A metodologia de regulação tarifária vigente ignora os riscos associados às oscilações de Parcela A, que compõem cerca de três quartos da tarifa. Apesar da garantia de repasse futuro desses custos, os seus impactos financeiros são relevantes.

Além disso, tem sido crescente o volume de ativos sob gestão das distribuidoras que não têm qualquer remuneração pelo modelo atual (“Obrigações Especiais”, ativos depreciados), mas que acarretam riscos para as distribuidoras. Apesar de não terem exigido aporte de capital das concessionárias, há riscos associados a eventuais sinistros, ao atendimento da qualidade de serviço requerida, a contenciosos etc.

4.2.4 PARA PREPARAR PARA O FUTURO

Recomendação 27: Engajar o consumidor na determinação do nível de qualidade almejado e na adoção de novas tecnologias

Para avaliar o nível de qualidade desejado é necessário engajar o consumidor no processo regulatório uma vez que atualmente tal processo é primordialmente produto da interação entre concessionárias e regulador. É necessário estabelecer um processo pelo qual os consumidores, seja por meio dos conselhos de consumidores, seja por outro meio de representação, possam contrapor os custos e benefícios de diferentes níveis de qualidade.

Isso não só facilitaria o processo de descoberta das preferências dos consumidores, mas também permitiria à Aneel desempenhar suas funções de forma mais eficaz.

Ao engajar os consumidores no processo, a Aneel poderia adotar uma nova forma de atuação mais próxima do que a prevista na sua Estrutura Regimental (**Decreto 2.335**):

“A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”

Hoje a Aneel desempenha um duplo papel: por um lado atua como árbitro final na definição da regulamentação e, por outro, atua como defensor dos interesses dos consumidores.

Ao trazer o consumidor à mesa de discussão, a Aneel poderia se engajar como um facilitador do diálogo mais direto entre os diversos agentes (consumidores, empresas e governo), buscando manter o equilíbrio entre as partes quanto ao nível de qualidade desejado, considerados os seus custos.

Essa forma de atuação do regulador como ensejador e mediador em negociações diretas entre empresas e consumidores é uma nova tendência na regulação apontada por Littlechild (2009 e 2011).

A definição do nível de qualidade almejado poder ser uma temática interessante para testar essa nova forma de regulação baseada no maior engajamento do consumidor.

Há pelo menos dois grandes desafios a serem enfrentados nesse processo. O primeiro é estabelecer um sistema de comunicação e representação adequado para os consumidores. O segundo consiste em definir um rito processual eficiente para conduzir as discussões e para determinar a decisão final das questões.

Eventualmente esse processo também poderia ser utilizado para lidar com outras questões como: a incorporação da mini e micro-geração distribuída; a adoção de redes inteligentes; o estabelecimento de estruturas tarifárias diferenciadas (novas formas de precificação do fornecimento de energia); e a adaptação das redes de distribuição para acomodar novas formas de uso da energia elétrica, como veículos elétricos.

CONCLUSÕES

Esta 13ª edição da série de *White Papers* Instituto Acende Brasil identifica os principais problemas que afligem o setor elétrico e recomenda uma série de soluções para eliminá-los ou mitigá-los.

O documento foi desenvolvido de forma neutra em termos políticos, eleitorais e partidários. Tanto o tom quanto o conteúdo são direcionados a horizontes de longo prazo.

Dessa forma, este trabalho tem dois objetivos que buscam endereçar as necessidades de dois momentos do próximo ciclo de eleições presidenciais.

Durante a campanha eleitoral, os diagnósticos e recomendações aqui discutidos podem ser uma ferramenta útil na construção das diretrizes dos Programas de Governo dos candidatos à Presidência da República.

Já num segundo momento pós-eleições, e qualquer que seja o candidato vencedor para o mandato 2015-2018, o diagnóstico detalhado e as recomendações aqui apresentados podem ser uma contribuição pragmática para a implementação de ações e políticas públicas que buscam o aprimoramento do Setor Elétrico Brasileiro, beneficiando, por consequência, toda a sociedade brasileira que depende do serviço público de eletricidade para o pleno exercício de sua cidadania.

A Tabela 4 resume o diagnóstico e as proposições ao longo de três dimensões que definem os pilares do setor:

- (i) adequação da oferta de energia;
- (ii) modicidade tarifária; e
- (iii) credibilidade e confiança.

Tabela 4: Resumo de diagnósticos e recomendações

DIMENSÃO Nº 1 | ADEQUAÇÃO DA OFERTA DE ENERGIA

Discute o processo atordado e distorcido de expansão do sistema

Há uma perturbadora falta de coordenação na implantação dos novos empreendimentos de energia:

- há usinas que não podem operar por falta de transmissão;
- há linhas de transmissão ociosas por falta de subestações para receber a energia;
- há distribuidoras que incorrem em sobrecustos por atraso de obras de transmissão;
- o processo de licenciamento é constante fonte de incerteza, mesmo após a emissão das licenças; e
- a construção de novos empreendimentos é prejudicada por paralisações, vandalismo e depredações.

A eficácia dos leilões como instrumentos de promoção eficiente da expansão por meio da concorrência tem sido lesada por inúmeros fatores que prejudicam a isonomia competitiva nos leilões:

- participação de empreendedores que desonram os compromissos assumidos;
- segmentação arbitrária do mercado;
- dirigismo governamental conduzido por meio de estatais de energia e fundos de pensões estatais que atuam como acionistas do grupo controlador das empresas de energia ou pela concessão de financiamentos de bancos públicos; e
- falta de iniciativa para resolver gargalos regulatórios que impedem a evolução eficiente do setor, como, por exemplo, no caso de fornecimento de gás natural para termelétricas.

PARA ORDENAR A EXPANSÃO

Recomendação 1

Realizar os Leilões de Energia Nova no início do ano

O simples ato de antecipar a data de realização dos Leilões de Energia Nova A-5 e A-3 para o início do primeiro semestre de cada ano já facilitaria bastante a entrada em operação dos empreendimentos no prazo estipulado, proporcionando mais tempo para a execução das obras e o aproveitamento da “janela hidrológica”.

Recomendação 2

Licitatar instalações de transmissão após a obtenção de Licença Prévia

O leilão de linhas de transmissão sem Licença Prévia (LP) aumenta riscos e custos, pois a LP define as medidas mitigadoras e compensadoras dos impactos ambientais. Além disso, como a LP representa a etapa em que se avalia a viabilidade ambiental do empreendimento, não faz sentido realizá-la após a licitação para construí-lo. É preciso obter as LPs dos empreendimentos de transmissão antes de leiloá-los. É também necessário leiloar as linhas com prazos de construção maiores e, portanto, mais realistas.

Recomendação 3

Aprimorar o planejamento integrado de longo prazo

É preciso planejar a expansão de forma integrada, examinando a expansão da geração e da transmissão de forma conjunta e levando em conta os custos totais de ambos os elos da cadeia produtiva na avaliação das diversas alternativas.

O papel do planejador deve ser o de mapear os recursos energéticos mais promissores para atender ao crescimento da carga da perspectiva econômica, social e ambiental e identificar os potenciais entraves.

Seria conveniente que o governo estabelecesse um interlocutor ao qual os empreendedores pudessem recorrer quando se defrontassem com os entraves burocráticos no desenvolvimento de seus projetos para melhorar a coordenação entre os diversos órgãos envolvidos nos trâmites burocráticos, eliminando duplicidades e agilizando o processo.

Recomendação 4

Planejar os leilões

Deve-se definir com larga antecedência o cronograma de realização dos diferentes tipos de leilões, oferecendo informações mais detalhadas e precisas sobre os próximos certames e as restrições a determinadas fontes para permitir que os empreendedores se preparem. Ressalte-se que a explicitação das justificativas para a adoção das políticas adotadas é tão ou mais importante que a informação em si. Além disso, a divulgação do racional por trás das decisões é crucial para que os agentes possam incorporá-lo ao seu próprio planejamento.

PARA MELHORAR O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Recomendação 5

Estabelecer Termos de Referência padronizados

Assim como já é feito para linhas de transmissão, Termos de Referência padronizados para cada tipologia de projeto (hidrelétrica, termelétrica etc.) acelerariam a elaboração dos Termos de Referência dos empreendimentos e permitiriam que o corpo técnico do Ibama dedicasse mais tempo às outras etapas do licenciamento ambiental.

Recomendação 6

Aprimorar a gestão do processo de licenciamento

A Instrução Normativa 184/2008 (IN 184) estabelece um rito processual para o licenciamento ambiental e a Portaria Interministerial 419/2011 define prazos para manifestação dos órgãos intervenientes. Mas é necessária a gestão rigorosa dos prazos e a definição de penalidades concretas e firmes para disciplinar a atuação dos diversos órgãos intervenientes (órgãos estaduais do meio ambiente, ICMBio, Secretaria de Vigilância em Saúde, Funai, Fundação Palmares e Iphan).

É também necessário regulamentar o processo de Consulta Pública dos povos indígenas impactados pelo empreendimento. Embora previsto na Constituição Federal, não há uma regulamentação sobre como proceder com essa Consulta Pública. Os critérios balizadores desse processo precisam ser definidos (Instituto Acende Brasil, 2013b).

Finalmente, é importante que a Licença Prévia seja obtida com uma antecedência mínima antes do leilão para que os empreendedores possam estimar os custos das medidas mitigadoras e compensatórias previstas na LP para inclusão nos seus orçamentos.

Recomendação 7

Capacitar o corpo técnico do Ibama e dos órgãos intervenientes federais

Para que o Ibama disponha de um bom corpo técnico é preciso oferecer melhores salários e um plano de carreira para seus funcionários. A análise socioambiental é complexa e a experiência é muito importante. Isso não se aplica apenas ao Ibama, mas também aos demais órgãos intervenientes federais: ICMBio, Funai, Fundação Palmares e Iphan.

Recomendação 8

Disciplinar os leilões

É necessário garantir que a habilitação do proponente vencedor antes da homologação dos resultados do certame seja mais rigorosa para assegurar a capacidade técnica e financeira para honrar os compromissos assumidos, incluindo a restrição da oferta global de empreendimentos apresentados por um mesmo grupo controlador.

Também é indispensável que haja estrita aderência aos cronogramas, às obrigações assumidas e, sobretudo, ao cumprimento das exigências de depósitos das Garantias de Participação e de Fiel Cumprimento.

Além dos cuidados acima, a repactuação dos termos assumidos no leilão somente deve ser permitida mediante comprovação de ocorrência de evento de caso fortuito ou força maior que afete ou impeça o cumprimento das obrigações contratuais.

Recomendação 9

Assegurar a isonomia concorrencial e disciplinar estatais

Para que haja uma concorrência leal e saudável é preciso disciplinar a atuação das empresas estatais e de sócios estratégicos como os fundos de pensão de empresas estatais, conferindo se essas empresas estão de fato atuando no interesse de maximizar o valor agregado para seus acionistas ou se estão buscando outros interesses.

A melhor forma de assegurar o bom comportamento das empresas estatais é aprimorando a sua governança corporativa e o processo de seleção de seus dirigentes (Instituto Acende Brasil, 2012b e 2013a).

Recomendação 10 Eliminar a segmentação arbitrária do mercado de energia	<p>A segmentação do mercado introduz discriminação de preços no mercado, aumenta a incerteza dos agentes e distorce o mercado. Os Leilões de Energia deveriam ser abertos para todos os agentes, sejam eles consumidores regulados ou livres, sejam eles empreendimentos novos ou existentes. Também dever-se-ia harmonizar as exigências de contratação antecipada dos consumidores regulados e livres.</p> <p>Se for permitida a participação de usinas existentes em Leilões A-3 e A-5, os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica devem ter prazos menores do que aqueles firmados com novos empreendimentos.</p> <p>Para evitar a inadimplência, é preciso que comercializadores e consumidores livres ofereçam garantias robustas para contratações de longo prazo, assim como é exigido das distribuidoras.</p>
PARA ELIMINAR GARGALOS	
Recomendação 11 Alterar metodologia de comprovação de reservas de gás natural exigida pela ANP	<p>A comprovação de reservas de gás natural para contratos de energia vinculados a geração termelétrica deve passar a ser feita com base numa análise dinâmica das reservas, contemplando a capacidade de atendimento numa “janela móvel” dos próximos anos, deixando para mais tarde a comprovação das reservas para atendimento de anos subsequentes.</p>
Recomendação 12 Limitar oferta de termelétricas ao montante total de gás natural disponível nos Leilões de Energia	<p>A sistemática dos leilões deveria ser adaptada para permitir que todos os empreendedores termelétricos habilitados pela EPE com pré-contratos de fornecimento participassem do leilão, mas limitando os empreendimentos termelétricos vencedores ao montante equivalente ao volume de gás natural disponível. Assim a isonomia na oferta de gás natural seria assegurada e a concorrência nos leilões seria preservada.</p>
Recomendação 13 Aprimorar os Leilões A-1	<p>Algumas medidas poderiam ser adotadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) definir preços-tetos mais realistas e condizentes com contratos recentes de leilões de energia nova e o PLD; b) realizar os leilões com maior antecedência, preferencialmente no primeiro semestre do ano anterior ao ano de suprimento; c) admitir a contratação de energia com prazos diferentes, variando entre três e quinze anos, conforme permitido pela Lei nº 10.848/2004.
Recomendação 14 Promover o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural	<p>Dada a situação de monopólio virtual da Petrobras, é imperativo coibir os abusos de poder de mercado: a estatal vem praticando preços diferenciados para diferentes classes de consumo. Também é essencial aprimorar o planejamento e licitação de novos ramos da rede de gasodutos.</p> <p>Como o contrato de suprimento de gás natural da Bolívia expira em 2019, é oportuno rever a forma de comercialização desse gás, repactuando preços, condições e a descentralização da comercialização.</p>

Recomendação 15

Incentivar o desenvolvimento de outras fontes de energia

Mirando o cenário de esgotamento do potencial hidrelétrico, é necessário recorrer a outras fontes para atender ao crescimento da carga. Uma das fontes à qual se pode vir a recorrer é a energia nuclear, mas são necessárias algumas mudanças no marco institucional e regulatório do setor, incluindo a separação das atividades executivas das atividades regulatórias e fiscalizatórias e a abertura desse segmento ao setor privado para conferir mais eficiência na construção e operação das usinas.

A geração distribuída (GD), principalmente de fonte solar e eólica, deve ser promovida. Se bem regulamentada, a GD pode beneficiar o sistema ao inserir energia nos centros de carga, descarregando os sistemas de transmissão e distribuição. O regime de compensação de energia elétrica pode ser ampliado e aprimorado para possibilitar a GD em escala maior, mas de forma mais criteriosa para evitar o surgimento de distorções que possam acarretar outros custos para o sistema e assegurar a adequada remuneração dos ativos e dos serviços de distribuição.

DIMENSÃO Nº 2 | MODICIDADE TARIFÁRIA

Trata da elevação dos custos da energia devido à alta incidência de tributos e encargos

Embora a redução do custo da energia elétrica tenha contribuído para conter a inflação nos últimos anos, a energia poderia ser mais barata se o país adotasse um regime de tributação mais apropriado.

A energia elétrica é tributada de forma desproporcional em relação à sua participação na economia. Esta distorção prejudica a competitividade sistêmica do país, dado que a energia é um insumo essencial em praticamente todo ramo da economia.

Outro elemento que onera desnecessariamente a energia elétrica é o conjunto de encargos setoriais decorrentes da dinâmica parlamentar que incentiva projetos de lei beneficiando alguns poucos à custa da maioria. Finalmente, verifica-se uma elevação de custos desnecessária devido à contratação de energia sem levar em conta aspectos importantes para a operação do sistema.

PARA CONTER A VORACIDADE ARRECADATÓRIA**Recomendação 16**

Adoção universal do regime não cumulativo e diminuição de alíquota para o Pis/Pasep e Cofins

A adoção do regime não cumulativo do Pis/Pasep em 2003 e do Cofins em 2004 representou um processo desastrado e com consequências desastrosas. Os consumidores de energia elétrica sofreram uma elevação de quase 70% do valor pago desses tributos.

Para simplificar o sistema, reduzir as distorções intersetoriais e desonerar a energia elétrica, poder-se-ia abolir o regime cumulativo do Pis/Pasep e Cofins, tributando todas as atividades pelo regime não cumulativo com uma alíquota menor que a atual.

Recomendação 17

Harmonizar as alíquotas interestaduais do ICMS num patamar baixo e reduzir as alíquotas internas

Há discussões no Senado para reduzir gradualmente as alíquotas interestaduais. Essa mudança proporcionaria importantes benefícios para a economia brasileira, deslocando a tributação do ICMS dos estados produtores para os estados consumidores, com uma distribuição mais equânime da arrecadação, já que a produção tende a ser mais concentrada do que o consumo. Em segundo lugar, isto disciplinaria a “Guerra Fiscal” entre os estados, proporcionando maior racionalidade econômica ao processo produtivo.

A energia elétrica é um dos poucos produtos tributados pelo ICMS exclusivamente no estado de consumo. Isso o torna um dos poucos “portos seguros” para os estados, que veem sua base de arrecadação ser gradualmente esvaecida pela Guerra Fiscal, fator que explica a tributação desproporcional da energia elétrica.

Se as alíquotas interestaduais do ICMS fossem reduzidas a base de arrecadação do ICMS seria ampliada, permitindo aos estados obter o mesmo montante de recursos com alíquotas internas mais baixas.

Recomendação 18

Coibir a incidência de IR e CSLL sobre indenizações

A tributação das indenizações com a incidência de Imposto de Renda/Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e PIS/Cofins contradiz a prática regulatória e o acordo com o Ministério de Minas e Energia.

Esta ameaça tributária, que não foi incorporada às simulações feitas para subsidiar a aceitação dos termos de renovação, desconfigura os contratos porque as indenizações calculadas não consideraram a incidência de tais tributos.

Se o governo federal insistir nessa tributação, é necessário incrementar as receitas indenizatórias para compensar a tributação não prevista inicialmente. As indenizações representam o pagamento por investimentos passados ainda não integralmente remunerados. Se tais indenizações forem tributadas, reduz-se o valor delas, configurando expropriação de investimentos.

PARA DISCIPLINAR AS POLÍTICAS PÚBLICAS**Recomendação 19**

Coibir o uso de encargos setoriais para financiar políticas públicas

É fundamental coibir a criação de novos subsídios-cruzados na tarifa de energia elétrica.

Se um parlamentar desejasse promover um projeto de lei concedendo descontos na tarifa de luz (ou alguma outra forma de benefício), ele somente poderia fazê-lo se demonstrasse a origem dos recursos orçamentários para custear o programa. Isso ajudaria a disciplinar a concessão de novos benefícios, pois forçaria os parlamentares a contrabalançar os benefícios e os custos do programa proposto.

PARA CORRIGIR DISTORÇÕES NA EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA**Recomendação 20**

Manter a coerência sistêmica

É preciso zelar permanentemente pela coerência entre os modelos computacionais empregados para fins de planejamento e operação com a prática. Futuras alterações nos procedimentos operacionais aprovados pela CMSE devem ser pontualmente incorporadas aos programas computacionais e ao planejamento do sistema.

Recomendação 21

Aprimorar os Leilões de Energia pela valorização de outros atributos

Os Leilões de Energia Nova são muito eficazes na agregação de Garantia Física ao sistema pelo menor custo, mas isso não se traduz necessariamente na minimização do custo global de suprimento. É preciso redefinir os produtos ofertados nos leilões para valorizar outros atributos relevantes das usinas, como sua localização geográfica, sua flexibilidade operacional para atender à demanda, e sua complementariedade em relação às demais usinas do sistema.

DIMENSÃO Nº 3 | CREDIBILIDADE E CONFIANÇA

Documenta a deterioração do ambiente de negócios no setor e o comprometimento dos investimentos futuros

Uma das fontes de maior preocupação atual se refere à credibilidade institucional do setor. As mudanças na legislação promovidas para possibilitar a adoção de um novo regime regulatório para as concessões vincendas de geração e transmissão causou um grande desarranjo no setor.

A Medida Provisória 579 desencadeou uma série de problemas que foram agravados pelos ‘remendos’ adotados posteriormente para tentar conter os efeitos deletérios dos erros cometidos no processo que acabou deflagrando uma grande quantidade de disputas judiciais. A judicialização e a turbulência abalaram a confiança dos investidores no setor.

As inúmeras intervenções no modelo setorial resultaram num modelo ‘Frankenstein’ que perdeu sua lógica. Além disso, há um desarranjo institucional em que não há clara delimitação das atribuições das instituições.

A própria Aneel, que tem sido reconhecida como exemplo de boa governança para outras agências reguladoras devido aos seus ritos processuais bem definidos (as propostas de regulamentação são embasadas em notas técnicas, submetidas a consulta pública e deliberadas pela Diretoria da Agência em reuniões públicas abertas e transparentes) vem perdendo a sua eficácia devido à grande fragmentação de temas tratados em centenas de audiências a cada ano.

Finalmente, constata-se uma mudança de postura do regulador nos últimos anos que lhe tem causado perda de eficácia. A adoção de uma postura cada vez mais draconiana nos processos de revisões tarifárias e de fiscalização começa a comprometer a sustentabilidade econômico-financeira das empresas reguladas.

PARA APRIMORAR A GOVERNANÇA SETORIAL

Recomendação 22

Delimitar melhor as atribuições de cada instituição

Diretrizes gerais para alteração da regulamentação relativa à estrutura, organização e funcionamento do mercado de energia podem e devem ser propostos pelos órgãos do Executivo (MME, CNPE, CMSE). Isto dito, mudanças mais profundas na política setorial requerem alteração da legislação, o que, em última instância, cabe ao Congresso Nacional.

Já as decisões que tratam do cumprimento de condições previamente pactuadas devem ser reguladas pela Aneel, órgão de Estado, e não de governo. Exemplos de decisões: definição do valor das indenizações de ativos revertidos à União, regulação de tarifas, e eventuais alterações de Garantia Física de usinas.

A implementação das políticas setoriais também deve ser conduzida pela Aneel, seja ela oriunda de mudança de lei pelo Congresso Nacional, seja por mudança infralegal promovida pelo Poder Executivo (via Decreto, Portaria ou Resolução).

PARA NORTEAR A ATUAÇÃO DOS AGENTES

Recomendação 23

Restabelecer um modelo setorial coerente

Atualmente, é difícil avaliar qual modelo setorial é almejado pelo governo e o setor convive com muitas ambivalências e questões mal resolvidas. É preciso articular uma visão clara e de longo prazo para o modelo setorial, que deve ser coerente e coeso. Não deve haver segmentações discricionárias. É preciso que haja uma lógica interna robusta e baseada em princípios.

Recomendação 24

Alterar postura punitiva da Aneel

A Aneel deve preferir a educação à punição. Portanto, notificações e advertências se constituem em instrumentos relevantes quando aplicadas com limites. Também é necessário que as regras sejam claras, que os critérios para determinação de infrações sejam objetivos, e que a dosimetria das penalidades seja definida de forma coerente e previsível.

Recomendação 25

Dar mais foco e direção à atuação da Aneel e consolidar a regulamentação

É preciso fazer um esforço para consolidar a regulamentação, aglutinando as questões correlatas e tratando-as de forma holística. Isso facilitaria o entendimento da regulamentação, dar-lhe-ia mais coerência e reduziria a ocorrência de interpretações dúbias. O aumento de foco também diminuiria consideravelmente o número de audiências públicas requeridas.

Temas regulatórios estruturantes que requerem estudos aprofundados poderiam ser pautados com anos de antecedência para possibilitar que as empresas se engajem no desenvolvimento de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento cujos resultados seriam posteriormente levados em conta pela Aneel.

Recomendação 26

Eliminar a exposição das distribuidoras à volatilidade da Parcela A

Não é possível manter as distribuidoras expostas à enorme volatilidade dos custos de aquisição de energia elétrica (um dos componentes da 'Parcela A') com a metodologia tarifária vigente. A metodologia de regulação tarifária vigente ignora os riscos associados às oscilações de Parcela A, que compõem cerca de três quartos da tarifa. Apesar da garantia de repasse futuro desses custos, os seus impactos financeiros são relevantes.

Além disso, tem sido crescente o volume de ativos sob gestão das distribuidoras sem remuneração pelo modelo atual ("Obrigações Especiais", ativos depreciados), mas que acarretam riscos para as distribuidoras. Apesar de não terem exigido aporte de capital das concessionárias, há riscos associados a eventuais sinistros, ao atendimento da qualidade de serviço requerida, a contenciosos etc.

É preciso reconhecer o importante papel de comercialização de energia desempenhado pelas distribuidoras incluindo uma margem no cálculo da Receita Requerida das distribuidoras para cobrir custos e riscos de comercialização.

PARA PREPARAR PARA O FUTURO**Recomendação 27**

Engajar o consumidor na determinação do nível de qualidade almejado e na adoção de novas tecnologias

É necessário estabelecer um processo pelo qual os consumidores, seja por meio dos conselhos de consumidores, seja por outro meio de representação, possam contrapor os custos e benefícios de diferentes níveis de qualidade.

Ao trazer o consumidor à mesa de discussão, a Aneel poderia se engajar como um facilitador do diálogo mais direto entre os diversos agentes (consumidores, empresas e governo), buscando manter o equilíbrio entre as partes quanto ao nível de qualidade desejado, considerados os seus custos.

A definição do nível de qualidade almejado poder ser uma temática interessante para testar essa nova forma de regulação baseada no maior engajamento do consumidor.

Há pelo menos dois grandes desafios a serem enfrentados nesse processo. O primeiro é estabelecer um sistema de comunicação e representação adequado para os consumidores. O segundo consiste em definir um rito processual eficiente para conduzir as discussões e para determinar a decisão final das questões.

Eventualmente esse processo também poderia ser utilizado para lidar com outras questões como: a incorporação da mini e micro-geração distribuída; a adoção de redes inteligentes; o estabelecimento de estruturas tarifárias diferenciadas (novas formas de precificação do fornecimento de energia); e a adaptação das redes de distribuição para acomodar novas formas de uso da energia elétrica, como veículos elétricos.

REFERÊNCIAS

- Aneel (2011). *Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret*, Submódulo 2.5 (Fator x). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Avila, P.; B. Bezerra; L. Barroso; J. Rosenblatt; e M. Veiga (2012). Requisito de lastro de gás natural para viabilizar a participação de termelétricas nos leilões de energia nova: análise e propostas. Rio de Janeiro: *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 2012.
- Ayres, I. e Braithwaite, J. (1992). *Responsive Regulation: Transcending the Deregulation Debate*. Oxford University Press
- Fiesp (2013). *O Peso da Burocracia Tributária na Indústria de Transformação 2012*. São Paulo: Fiesp/Decomtec – Área de Competitividade.
- Instituto Acende Brasil (2011). Licenciamento Ambiental: A Busca da Eficiência. *Boletim Energia #12*, São Paulo.
- Instituto Acende Brasil (2012a). Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. *White Paper 7*, São Paulo.
- Instituto Acende Brasil (2012b). Gestão Estatal (Parte 1): Despolitização e Meritocracia. *White Paper 10*, São Paulo.
- Instituto Acende Brasil (2013a). Gestão Estatal (Parte 2): Governança Corporativa. *White Paper 11*, São Paulo.
- Instituto Acende Brasil (2013b). Povos Indígenas e o Setor Elétrico: do Conflito ao Consenso. *White Paper 12*, São Paulo.
- Littlechild, S. (2009). RPI-X regulation: Ofgem's RPI-X@20 review and the scope for more customer involvement. *Network: The Australian Competition and Consumer Commission for the Utility Regulators Forum 34*: 1-10.
- Moody's Investors Service (2013). Moody's changes the outlook on Brazil's Baa2 sovereign rating to stable from positive. New York: Moody's Global Credit Research, 02/Oct/2013
- PricewaterhouseCoopers / World Bank (2013). *Paying Taxes 2013: The Global Picture*. London.
- Silva Filho, D.; D. Rosi e M. Itkes (2009). Competição artificial nos Leilões de Energia Nova. XX SNPTEE. Recife: 22 a 25 de novembro de 2009.
- Standard & Poor's (2013). Brazil Outlook Revised To Negative. New York: Standard & Poor's Rating Services, 06/Jun/2013.
- Tendências Consultoria Integrada (2011). Efeitos anticompetitivos da participação da Petrobras nos leilões de venda de energia gerada por termelétricas. São Paulo: Tendências Consultoria Integrada (disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/br/estudos>).

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2014). *Agenda 2015-2018: Propostas de Aprimoramento para o Setor Elétrico. White Paper 13*, São Paulo, 60 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig
Pesquisa e Desenvolvimento: Alia Rached
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Cursos e Eventos: Melissa Oliveira

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733
contato@acendebrasil.com.br

www.acendebrasil.com.br