

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

“GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: O IMPASSE DA  
RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES”

Daniel Abbud Sarquis Aiex

Nº de matrícula: 0511622

Orientador: Dimitri Melo Rodrigues Martins

Junho de 2009

**“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri  
para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando  
autorizado pelo professor tutor”**

**“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”**

## **Agradecimentos**

Agradeço ao meu orientador Dimitri Melo Rodrigues Martins por ter topado me orientar nesse trabalho mesmo não me conhecendo previamente e possuindo inúmeros outros compromissos no semestre. Suas idéias e sugestões foram fundamentais para o andamento do trabalho. Mais importante ainda foi sua confiança e incentivo diante dos problemas durante o caminho.

Agradeço também aos professores do departamento que me ensinaram lições dentro e fora de classe ao longo dos anos de faculdade. Com certeza, todos os meus professores passados contribuíram de alguma forma para a conclusão desse trabalho.

Os amigos que aqui fiz serão eternamente lembrados e os momentos de estudo, trabalho e diversão serão guardados com muito carinho. Agradeço especialmente os amigos Felipe Fingerl e Pedro Garcia pelo companheirismo e incentivo ao longo de toda a faculdade. Todos os nossos companheiros de “overs” também serão lembrados com um carinho especial, principalmente o Felipe Massari. Agradeço também ao Alex Swirski pelo apoio e companheirismo no ano que estivemos em no intercâmbio nos EUA.

Agradeço aos amigos e professores do Colégio Santo Agostinho. Minha passagem pelo colégio foi fundamental para a obtenção de minha bolsa por desempenho acadêmico na PUC-Rio. Os amigos Igor Mosso e Alexandre Zaluski merecem um carinho especial. Agradeço a Vice Reitoria Acadêmica da PUC-Rio pela bolsa de estudos a mim oferecida.

Agradeço minha família pelo incentivo e pelo esforço de me mandar para o Rio de Janeiro. Em especial o meu pai Eduardo por ser um exemplo de que tudo é possível e minha mãe Fátima pelo carinho. O companheirismo dos meus irmãos Camilo e Larissa, mesmo nos momentos de discórdia, foi fundamental ao longo desses anos que vivemos no Rio. Por fim, agradeço especialmente a Camila pela revisão desse trabalho e por todo o amor e apoio que tem me dado.

## Sumário

1	Introdução	6
2	Estrutura Básica de Regulação de Geração no Brasil	10
2.1	Leilões de contratos de energia “velha”	11
2.2	Leilões de contratos de energia “nova”	12
2.3	Contratos do mercado livre	13
2.4	O mercado spot	13
2.5	O mecanismo de realocação de energia	14
3	A Base Legal das Concessões Hidrelétricas	16
4	Propostas dos Agentes do Setor para as Concessões de 2015	20
5	As Concessões e a Recontratação da Energia “Velha”	23
6	Incentivos do Governo e Aspectos Econômicos Relacionados às Concessões	28
7	A Teoria do Agente-Principal de Vickers & Yarrow	36
7.1	Um modelo em defesa da relicitação	41
8	Conclusão	47
9	Referências Bibliográficas	49
10	Anexos	55

## **Lista de Gráficos, Tabelas e Figuras**

GRÁFICO 1: Cronograma de Término das Concessões de Geração Hidrelétrica	17
GRÁFICO 2: Preço da Ação da CESP na Expectativa de Privatização (Base 100)	20
FIGURA 1: Montantes Negociados e Preços Médios Resultantes dos Leilões	21
GRÁFICO 3: Datas de Vencimento de Concessões por Empresas	24
TABELA 1: Principais Concessões Vencendo em 2015	25

## 1 Introdução

Em uma economia, o crescimento só é possível quando insumo, capital e trabalho são empregados de forma conjunta para gerar valor. Ao longo dos anos passamos por algumas fases como a da Revolução Industrial e o advento da Máquina a Vapor movida a carvão que elevaram a capacidade do homem de construir bens finais a partir de matéria bruta. Dentre tantas outras inovações tecnológicas e fontes de abastecimento energético, a eletricidade se configura como um catalisador do avanço econômico e continua tendo um papel importante tanto para o bem estar dos indivíduos em seus lares como para a atividade industrial. Não que o homem tenha inventado a eletricidade, ela já estava presente nos relâmpagos da natureza e no próprio corpo humano, apenas desenvolvemos formas de usá-la como uma forma de energia segura e, de certa forma, barata. Hoje podemos antecipar o resultado da atividade econômica analisando dados de consumo de energia elétrica das indústrias, o que mostra a grande disseminação da eletricidade entre os meios de produção.

No Brasil, a entrada da energia elétrica se deu pela instalação de um dínamo na Estação Central da Estrada D. Pedro II no século 19 e a primeira usina, uma termelétrica movida a vapor, foi instalada no norte fluminense. Com a crise de 1929 e a falha do modelo agro exportador, o estado redefiniu a sua política econômica e passou a investir mais ativamente na capacidade instalada de geração, o que vinha sendo feito pelo capital estrangeiro nos anos anteriores. O Setor tem seu arcabouço regulatório iniciado com o Código das Águas durante a Era Vargas possibilitando o controle das concessionárias. Nas décadas de 40 e 50 muitas usinas hidrelétricas foram construídas no país, havendo a participação tanto técnica como de capital de estrangeiros em muitos desses empreendimentos. Nos anos 50<sup>1</sup>, cenário de intensificação da industrialização e da urbanização, a fragilidade do modelo hidrelétrico brasileiro é evidenciada e um racionamento foi inevitável. O Plano de Metas de Juscelino Kubitschek teve grande parte dos recursos desembolsados pelo BNDES voltados para o setor. Nos anos 60 a Eletrobrás sai do papel e passa a coordenar o setor e muitas empresas até então existentes e sob o domínio estrangeiro passam a estar sob o seu status de “holding”. O Ministério das Minas e Energia (MME) é criado e diversos outros órgãos foram

---

<sup>1</sup> Para uma análise mais profunda do histórico do setor elétrico no Brasil consultar o relatório “ANEEL 10 anos” disponível em <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Aneel\\_10\\_Anos.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Aneel_10_Anos.pdf)>.

constituídos. Na década de 70 inicia-se a construção de Itaipu que foi concluída em 1984 e pelo acordo entre Brasil e Paraguai, passamos a ter preferência de compra do excedente consumido pelo Paraguai com preço fixado previamente em moeda americana. Na década seguinte o segundo racionamento foi inevitável, mesmo sendo desenvolvido no país o projeto da Usina Termonuclear Angra I.

A Constituição de 1988 “incube ao Poder Público, na forma de lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos” (Relatório Aneel 10 anos), mas a Lei das Concessões, tema que essa monografia aborda com mais profundidade no capítulo 3, só foi aprovada em 1995 pelo Congresso. Como consequência da nova lei, extinguiu-se um Imposto Único sobre Energia Elétrica e instituiu-se o ICMS, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços o que levou a descapitalização do setor e ao fortalecimento de empresas estaduais em detrimento das federais promovendo um desarranjo e grande intervenção dos estados nas companhias. Os anos 90 são marcados por uma liberalização da economia do país, inicia-se o Programa Nacional de Desestatização e o modelo centralizador do setor elétrico brasileiro foi colocado em xeque diante do grande endividamento e ineficiência das estatais do setor que utilizavam as tarifas como meio de controlar a pressão inflacionária. Com a eleição de Fernando Henrique Cardoso em 1994 o estado abre mão do papel de investidor passando a ser o regulador do setor e transferiu seus ativos para o domínio privado<sup>2</sup>. O processo de privatização se deu antes mesmo das novas regras que determinavam a desverticalização das companhias e separação entre distribuição, transmissão e geração e da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela fiscalização do setor. Em 2001 o país experimentou um racionamento de energia devido aos baixos níveis dos reservatórios havendo um corte de 20% no consumo em quase todo o país.

Em 2004, durante o governo de Luís Inácio Lula da Silva entra em vigor O Novo Modelo do Setor Elétrico. Esse modelo é baseado em um esquema de leilões de energia em que os geradores dão lances baseado no preço da energia a ser vendida<sup>3</sup>. A utilização de leilões substituiu o modelo anterior que favorecia projetos que pagassem o

---

<sup>2</sup> Para uma entedendimento mais profundo de como se deu o processo de privatização em diversas indústrias no Brasil, consultar uma publicação do BNDES chamada “A Privatização no Brasil – O caso dos serviços de utilidade pública (fevereiro, 2000)” disponível em <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/publicacoes/catalogo/ocde.asp>>.

<sup>3</sup> Trataremos do funcionamento desses leilões mais adiante.

maior ágio para o governo. A lei nº. 10.848 detalha as regras que formam as bases de todo o modelo e o planejamento do setor passa a ser uma prioridade. Criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) que passa a ser responsável pelos contratos de compra e venda de energia enquanto o despacho ficou centralizado nas mãos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse novo arcabouço objetivou a expansão da oferta e a promoção de tarifas moderadas dando estabilidade ao sistema.

Tendo exposto uma breve história do setor elétrico no Brasil, pode-se concluir que a promoção de novos empreendimentos de geração é fundamental para garantir o crescimento econômico e a segurança do sistema. O desafio enfrentado pelo estado é coordenar os incentivos para investidores e a atuação regulatória devido à natureza estratégica do setor envolvendo aspectos políticos e socioeconômicos. No entanto, a maneira que o setor foi desenhado ao longo dos anos acabou culminando em um impasse que está sendo discutido por uma comissão do MME no momento. O problema advém do megaleilão de “energia velha” que aconteceu em 2004, quando houve a reestruturação do setor, envolvendo grande parte da capacidade instalada no país. Os contratos provenientes desse leilão são válidos por 8 anos e expirarão em 2012. O mesmo é válido para os leilões de 2005 que terão seus contratos acabando em 2013. Conforme esses contratos forem vencendo, a energia que estará “descontratada” poderá migrar para diferentes mercados a diferentes preços.

O aspecto agravante e mais polêmico desse impasse diz respeito ao término de algumas concessões hidrelétricas que serão expiradas a partir de 2015. As concessionárias que terão suas concessões vencendo a partir de 2015 não poderão negociar contratos de longo prazo de venda de sua energia que estará descontratada a partir de 2012. O desfecho desse impasse terá reflexos na decisão de investidores ofertarem novos projetos de geração, no nível tarifário do fornecimento de energia e no poder de grupos políticos.

Diante da situação descrita acima, essa monografia fará uma análise do problema relacionado às concessões de geração que vencem em 2015. O objetivo principal é apresentar uma solução eficiente sob o ponto de vista econômico. No próximo capítulo, serão tratados aspectos regulatórios de geração e organização dos leilões de energia. A seguir, será feita uma análise das concessões sob o ângulo legal e uma apresentação das propostas dos agentes do setor para o impasse. Feito isso,



trataremos dos incentivos do governo para querer prorrogar as concessões e vislumbraremos possibilidades de regulação para a obtenção do preço de energia economicamente ótimo. Por fim, apresentaremos a “Teoria do Agente-Principal” de Vickers & Yarrow e um modelo matemático sugerindo que a relicitação é a solução mais eficiente para o impasse.

## 2 Estrutura Básica da Regulação de Geração no Brasil

Como base para a discussão das concessões, apresentada mais adiante nessa monografia, será feita uma abordagem da regulação vigente de geração. O Novo Modelo do Setor Elétrico permitiu que geradores vendessem sua energia “firme”<sup>4</sup>, tanto através de contratos negociados livremente de forma bilateral como através de leilões administrados pelo regulador. Enquanto grandes consumidores podem comprar energia diretamente de uma empresa de geração qualquer, as distribuidoras, que atendem consumidores cativos, precisam estar totalmente contratadas via leilões regulados obedecendo aos níveis de sua demanda esperada. Dessa forma, a demanda agregada dos distribuidores para cobrir o suprimento de energia por certo período é determinada pela projeção de cada distribuidor responsável pelo fornecimento de energia em uma área do país.

Depois que o governo recebe as demandas estimadas dos distribuidores, organiza-se um leilão onde geradores dão lances de contratos de fornecimento de energia com previsão de início de entrega em um determinado ano futuro atendendo as projeções de demanda feitas inicialmente. De maneira simplificada, nos leilões, os geradores manifestam os preços que estariam dispostos a ofertar energia que satisfaça a demanda agregada. Os geradores com preços mais baixos são selecionados e assinam contratos separados com cada distribuidor que comprou energia no leilão. As características desses contratos podem variar sendo que empreendimentos hidrelétricos assinam contratos de 30 anos, enquanto empreendimentos termelétricos, movidos a diferentes combustíveis, assinam contratos de fornecimento com 15 anos de duração.

Como o custo de operação dos empreendimentos varia bastante de acordo com a matriz energética e com a amortização de investimentos passados, o governo organiza leilões de diferentes naturezas. Os leilões de energia “velha” são aqueles envolvendo plantas que já estavam construídas e sua energia já foi contratada anteriormente enquanto os leilões de energia “nova” envolvem plantas que ainda não foram construídas ou por plantas existentes que são conhecidas como “botox”<sup>5</sup>. Além desses

---

<sup>4</sup> A energia firme de uma usina corresponde à máxima produção *contínua* que pode ser obtida supondo a ocorrência do registro histórico de vazões.

<sup>5</sup> Plantas “botox” são aquelas que tiveram suas concessões outorgadas até 16 de março de 2004, que entraram em operação a partir de janeiro de 2000 e que não estavam contratadas até 16 de março de 2004.

leilões, o governo pode organizar leilões exclusivos para determinadas fontes de energia incentivando a diversificação da matriz energética ou para viabilizar projetos mais ambiciosos<sup>6</sup>, como foi o caso do leilão do empreendimento hidrelétrico de Santo Antonio localizado no Rio Madeira, na região Norte do Brasil.

Para garantir a segurança do sistema, todo consumo de energia deve estar coberto por contratos de energia. Os contratos por sua vez devem estar lastreados fisicamente por capacidade instalada ou projetos de geração. Para ter controle dessas regras, o MME associa cada usina a uma capacidade de produção medida em Mwh/ano que passa a ser a garantia física para lastrear os contratos. Essas regras são fundamentais para a segurança do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), pois criam um elo entre o crescimento da demanda e a criação de novos empreendimentos.

Existem quatro alternativas de venda para os geradores que atuam no setor ofertarem sua energia. Explicito essas alternativas adiante, ressaltando que foge do escopo dessa monografia fazer uma descrição minuciosa dos mecanismos de leilões e despachos envolvidos nas vendas direcionadas ao Mercado Regulado.

## **2.1 Leilões de contratos de energia “velha”**

Em novembro de 2004, ocorreu no Brasil o primeiro megaleilão de energia “velha”, onde geradores venderam aproximadamente 17 GW de energia para distribuidores no Mercado Regulado com contratos de oito anos de fornecimento. Esse foi o maior leilão de eletricidade da história e o preço médio foi de R\$ 62,7/Mwh, o que causou muita frustração para os empreendedores do setor que estavam com uma expectativa de tarifa mais alta. A razão para preços tão baixos foi a grande oferta da Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal, que vendeu 65% do total da capacidade contratada através de suas subsidiárias. Empresas que anteciparam o comportamento da Eletrobrás nesse leilão, Tractebel por exemplo, se baseando em aspectos políticos que pudessem jogar o preço para baixo, optaram por não participar desse leilão e acabaram vendendo parte de sua energia no Mercado Livre. Como consequência desse primeiro leilão de energia velha, grande parte da capacidade

---

<sup>6</sup> Os projetos do Rio Madeira de Santo Antônio e de Jirau acrescentarão 3,150 MW e 3,300 MW respectivamente à capacidade de geração do país.

instalada do país ficará descontratada em 2012, oito anos depois, e o destino dessa energia que ficará descontratada está sujeito à resolução a respeito do final de algumas concessões que ocorrerá em 2015, tema que será tratado mais adiante.

Ao longo de 2005 ocorreram mais três leilões de “energia velha”, vendendo energia com contratos para início de entrega em 2008 e 2009. Desde então, leilões de energia velha passaram a realizar-se anualmente para ajustar os contratos existentes de acordo com a necessidade dos distribuidores. Esses leilões são conhecidos como leilões A-1 uma vez que a entrega da energia vendida ocorre apenas um ano depois que o contrato é assinado. A duração desses contratos pode variar entre 5 e 15 anos e a quantidade de energia contratada pode mudar de acordo com a migração de consumidores cativos, que são servidos pelas distribuidoras, para o Mercado Livre.

## **2.2 Leilões de contratos de energia “nova”**

O primeiro leilão de energia “nova” aconteceu em dezembro de 2005 e sua estrutura é diferente da dos leilões de energia existente uma vez que objetiva incentivar a entrada de novos empreendimentos necessários para atender ao crescimento da demanda. Na ocasião do primeiro leilão de 2005, antes de serem feitos os lances, foram negociadas concessões para a construção e operação de sete novas hidrelétricas representando 798MW em capacidade já com as respectivas licenças ambientais resolvidas. O desfecho do primeiro leilão de energia “nova” também foi influenciado pela Eletrobrás, que acabou pressionando os preços para baixo ao adquirir 58% do total das novas concessões oferecidas.

Os contratos desse tipo de leilão são de 15 anos para fontes térmicas e de 30 anos para hidrelétricas. Existem dois tipos de leilões de energia nova: os leilões A-5 onde os contratos são assinados cinco anos antes do fornecimento e os leilões A-3 em que a energia contratada só começa a ser suprida após três anos da realização do leilão. O maior prazo para a entrada em operação se deve à necessidade de planejamento do empreendedor para decidir se é viável a construção da nova planta de acordo com o preço da energia. Esse tipo de leilão desenvolve um papel importante para diminuição do risco do sistema em um cenário de incerteza de demanda uma vez que os prazos de

entrada de novos empreendimentos são mais curtos mesmo se tratando de usinas com custos mais altos<sup>7</sup> (termelétricas).

### **2.3 Contratos do Mercado Livre**

O Mercado Livre corresponde a cerca de 25% do mercado de energia. Qualquer consumidor industrial com demanda acima de 3MW e conectado a uma voltagem superior à 69KV não precisa necessariamente comprar energia através do distribuidor local, podendo escolher diretamente o gerador que quiser para adquirir energia. Muitos desses consumidores elegíveis como livre optam por deixar seus distribuidores como um meio de reduzir custos e ter um preço de energia previsível para realizarem seus planos de negócios uma vez que os preços no Mercado Livre ficam travados no momento em que se entra em um contrato.

Esses são assinados bilateralmente com prazos mais curtos podendo variar entre dois e seis anos. Os consumidores livres devem informar sua intenção de saída do Mercado Regulado até 15 dias antes das declarações de necessidade de energia da concessionária para o leilão A-1. Já o período necessário para retornar ao mercado cativo é de 5 anos depois de informado a distribuidora local. O preço da energia nesse mercado não é de conhecimento público e, mesmo que as geradoras optem por vender parte de sua energia nesse mercado, nem sempre é possível devido ao tamanho restrito. A limitação do Mercado Regulado, apesar de corresponder a ¼ do mercado de energia, se deve a existência de autoprodutores<sup>8</sup> que produzem grande parte da energia que consomem em suas plantas industriais.

### **2.4 O Mercado Spot**

O Mercado Spot é bastante pequeno e reflete o excesso de oferta no sistema. Seu papel é fazer ajustes em desequilíbrios temporários no mercado. As vendas ocorrem

---

<sup>7</sup> Os custos a que me refiro dizem respeito ao combustível utilizado por essas plantas. Normalmente as plantas que são mais caras para serem operadas são mais baratas para serem construídas. Por outro lado, projetos hidrelétricos que dependem de um investimento maior são mais baratos para serem operados uma vez que o combustível é a própria água dos reservatórios.

<sup>8</sup> As empresas Vale do Rio Doce e Alcoa, por exemplo, são autoprodutores que em momentos de crise e como em 2008/2009 diminuem seu consumo de energia e ofertam sua energia excedente no Mercado Livre.

quando a demanda está mais alta do que a energia assegurada do sistema enquanto plantas específicas podem ofertar mais do que sua energia garantida. Nesse caso, o excesso de capacidade pode ser vendido ao sistema a preços determinados pelo ONS baseado no custo marginal teórico do sistema.

O preço spot caiu ao longo dos anos passados por reflexos dos ganhos de eficiência, como a utilização de lâmpadas fluorescentes, uso de maquinário industrial mais econômico depois do racionamento de 2001 e cenário de chuvas favorável. No entanto, depois da segunda metade de 2007, o preço spot disparou chegando a atingir R\$569/Mwh devido ao despacho de plantas termelétricas caras que utilizam óleo diesel em seu funcionamento.

## **2.5 O Mecanismo de Realocação de Energia**

Trata-se de um mecanismo financeiro utilizado por geradores hidrelétricos que dividem seu risco hidrológico. Através deste mecanismo, a energia eventualmente produzida por cada agente acima da energia assegurada é transferida para agentes deficitários, isto é, os que tenham gerado um volume inferior ao patamar imposto pelo ONS<sup>9</sup>, responsável pelos despachos.

A energia gerada pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) pode ser superior, inferior ou semelhante à energia assegurada somada de todas as usinas que participam do MRE. Caso a totalidade da energia gerada pelas usinas seja superior ou semelhante a soma das suas energias asseguradas, haverá uma energia excedente, que será redistribuída entre os geradores. De forma oposta, quando a totalidade da energia gerada for inferior à soma das suas energias asseguradas, não haverá energia suficiente para que todas as geradoras recebam a soma de sua energia assegurada. Será, portanto, calculado para cada gerador, obedecendo a proporção de sua energia assegurada, um montante novo de energia disponível, somente para efeito do Mecanismo de Realocação (CUNHA, 2009).

---

<sup>9</sup> O Operador Nacional do Sistema (ONS) age como um planejador central dos despachos obedecendo um critério de eficiência entre diferentes plantas de diferentes matrizes. Nessa monografia não trataremos de aspectos econômicos relacionados ao despacho. Abordaremos apenas questão da eficiência e bem estar advindos de se ter concessionários privados ou estatais.

Tendo exposto as regras de geração do setor, podemos tratar especificamente das concessões. Começaremos com uma exposição sobre o que a Lei diz sobre as concessões antes de tratarmos do problema envolvendo algumas concessões hidrelétricas e os aspectos econômicos que daí decorrem.

### 3 A Base Legal das Concessões Hidrelétricas

Como já mencionado anteriormente, o primeiro megaleilão de energia “velha” do Novo Setor Elétrico realizado em 2004, com contratos de fornecimento de energia de oito anos, acabou concentrando os vencimentos desses contratos a partir de 2012. No entanto, parte dessa energia que será descontratada a partir de 2012 não possui um destino claro, pois são oriundas de plantas que terão suas concessões vencendo em 2015. Portanto, existe um descasamento entre contratação e concessão que precisa ser resolvido pelos órgãos responsáveis. Além disso, a renovação ou prorrogação dessas concessões envolve uma grande alocação de excedentes entre consumidores, integrantes do Governo e acionistas das geradoras sendo um dos maiores entraves atuais do setor. Antes de fazermos uma discussão sobre os interesses e incentivos dos diferentes agentes envolvidos nesse evento e nos aprofundarmos em conceitos econômicos de eficiência e distribuição ótima de excedente, será feito um estudo da legislação brasileira no tratamento das concessões.

Não existe uma regra única para a decisão de prorrogação de concessões fazendo-se necessário um tratamento específico para diferentes casos (LUSTOSA, 2008)<sup>10</sup>. São eles, “Novíssimas” concessões de geração outorgadas após a MP 144/03 em 2003, “Novas” concessões outorgadas através da Lei n° 9074 de 1995 e anterior a publicação da medida provisória de 2003 citada anteriormente, concessões outorgadas no momento da privatização, concessões “antigas” outorgadas antes da publicação da Lei n° 8987 de 1995 e concessões de uso de bem público para geração de “energia botox”.

Em relação às “novíssimas” concessões de geração, não existe previsão legal de prorrogação limitando a outorga aos anos necessários para a amortização dos investimentos com um teto em 35 anos. A possibilidade de prorrogação das “novíssimas” concessões fica dependente da alteração da legislação vigente e na ausência de previsão legal, os bens vinculados às concessões devem ser revertidos ao poder concedente indenizando o concessionário. Portanto, a expiração dessas “novíssimas” concessões só acontecerão a partir de 2038 não sendo problema no curto prazo.

---

<sup>10</sup> Isabel Lustosa (Ulhoa Canto, Rezende e Guerra Advogados) distingue os diferentes casos de concessões previstos na legislação brasileira. Nessa monografia será tratada apenas os aspectos econômicos das concessões “antigas”.



O segundo grupo conhecido como “novas” concessões possuem um prazo máximo de prorrogação de 20 anos para a geração. Para que a prorrogação ocorra, a concessionária deve fazer um requerimento pelo menos três anos antes do final da concessão e o Poder Concedente deve se manifestar dentro de um ano e meio antes do encerramento. Uma condição para o pedido de prorrogação é regularidade com obrigações fiscais e encargos específicos do setor. Apesar de não estar claro na Lei qual seria o custo da prorrogação para esse tipo de concessão, pode haver cobrança de uma tarifa pelo uso do bem público, pode impor deveres à concessionária ou ainda criar encargos específicos que devem ser pagos pelas geradoras.

Dentre as geradoras que foram privatizadas, todas receberam novos contratos de concessão na privatização<sup>11</sup>. Esses contratos têm duração de 30 anos e podem ser renovados por mais 20 anos facilmente, uma vez que existe previsão legal incluída nos contratos desde que as empresas estejam cumprindo a regulação e pagando os devidos encargos do setor. Isso foi permitido pela Lei nº9074 de 1995, criada durante o Governo do PSDB, para incentivar a privatização e gerar caixa para os governos estaduais. Para esse tipo de concessão, não é necessária aprovação no Congresso para prorrogar por mais 20 anos (em se tratando da primeira prorrogação), cabendo ao MME e a ANEEL julgar se concede a prorrogação ou não.

Dentre as concessões conhecidas como “antigas” as que nunca foram prorrogadas no passado, que foram outorgadas sem licitação ou que tiveram suas obras atrasadas, podem requerer prorrogação apenas uma vez por até 20 anos ou até 35 anos. Para que a prorrogação ocorra, a concessionária deve estar em dia com os encargos do setor e apresentar um requerimento em até seis meses antes do final da concessão. O poder concedente (União) pode decidir pela prorrogação pelo prazo de 20 anos a partir da data de expiração das outorgas, prorrogação baseada na necessidade de tempo para que os ativos das usinas se depreciem, com um teto de 20 anos ou não prorrogação, havendo reversão dos ativos à União para que ocorra uma nova licitação. Caso haja prorrogação, as usinas que ganharem a prorrogação devem destinar sua energia assegurada, obrigatoriamente, ao Mercado Regulado e, existe ainda, a possibilidade delas terem que pagar uma tarifa pelo uso de bem público. Na prática, as usinas que fizeram o requerimento de prorrogação, tiveram o direito prorrogado gratuitamente,

---

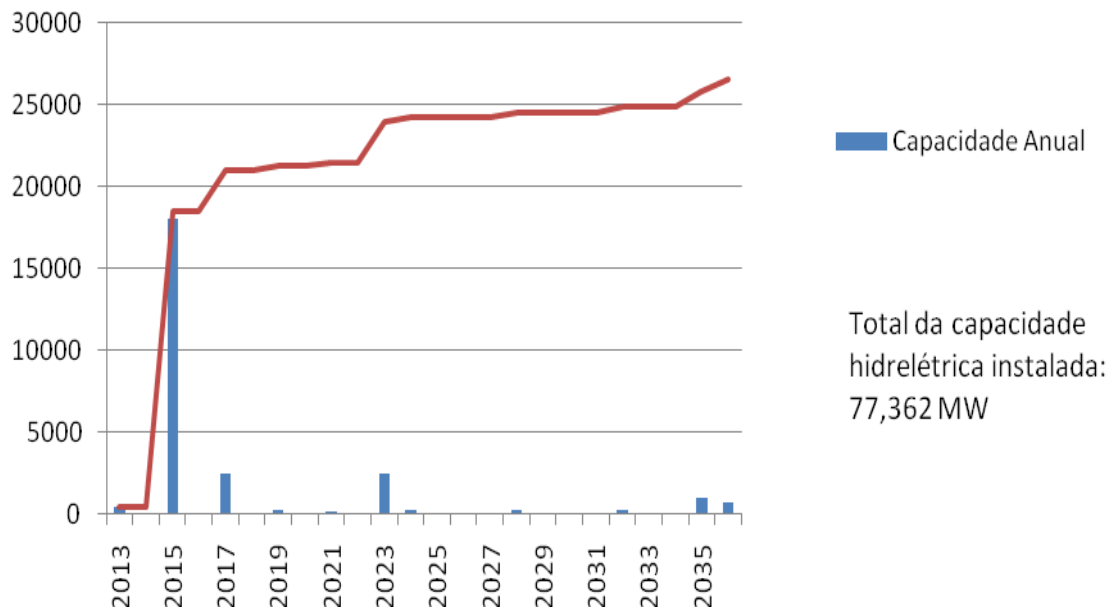
<sup>11</sup> Para um entendimento maior sobre essas concessões advindas da privatização consultar a obra de Carlos Kawall Leal Ferreira – Cap. 6 de “A Privatização no Brasil – O caso dos serviços de utilidade pública (fevereiro, 2000)”.

como foi o caso de Sérgio Motta e Porto Primavera, que pertencem à CEMIG e à CESP, respectivamente, enquanto plantas privadas tiveram que efetuar o pagamento de uma tarifa pelo uso de bem público. Usinas que já se beneficiaram com uma prorrogação, não podem usufruir desse direito por uma segunda vez e, ao término, devem reverter seus ativos ao poder concedente, recebendo pelos investimentos não amortizados. Quando os ativos já tiverem sido amortizados não existe previsão de pagamento algum aos concessionários. Essa é a situação específica das usinas hidrelétricas de Ilha Solteira e Jupia, pertencentes à CESP, que estão incluídas no grupo de concessões vencendo em 2015, e que estão tendo seus destinos discutidos pelo MME. Esse é o grupo de concessões sobre o qual, através desse trabalho, será feito um estudo mais aprofundado de como os excedentes econômicos serão alocados dependendo de como a situação se desenrole. Será feito um argumento baseado na Teoria do Agente Principal de que a relicitação dessas usinas é ótimo sob a ótica da eficiência econômica.

Por fim, as concessões da “energia botox” podem ser prorrogadas apenas uma vez diante de requerimento. Apesar de não haver previsão legal de um pagamento específico pela renovação, 60% da energia assegurada pela planta deve ser destinada ao Mercado Livre. É importante resaltar que a Lei das Concessões (Lei nº9074 de 1995) deixa claro que a prorrogação deve ser decidida “a critério do Poder Concedente” e deve favorecer a prestação do serviço adequado, não sendo, portanto, um direito subjetivo assegurado às concessionárias (LUSTOSA, 2008).

No GRÁFICO 1, abaixo, segue o cronograma de vencimentos das concessões e da respectiva capacidade instalada vencendo. Pode-se notar a grandiosidade do evento em 2015, quando, cerca de 18 mil MW de capacidade terão suas concessões expiradas, o que equivale a cerca de 23% da capacidade de geração nacional. A linha que acompanha as barras no GRÁFICO 1 corresponde à capacidade acumulada que será descontratada ao longo dos anos.

GRÁFICO 1 - Cronograma de Término das Concessões de Geração Hidrelétrica



Fonte: Aneel e ONS (capacidade instalada inclui Itaipu).

#### 4 Propostas dos Agentes do Setor para as concessões de 2015

Grupos econômicos distintos possuem interesses diferentes em relação ao futuro dos ativos de geração de acordo com a alocação dos excedentes existentes. As alternativas apresentadas para o problema são a relicitação ou a prorrogação das concessões, com diferentes propostas de oneração, que envolvem a determinação de um “price cap”, impostos específicos, obrigatoriedade de destinação da energia gerada, investimento mínimo no *CAPEX*<sup>12</sup> das usinas, entre outros. Mesmo que não previsto na Lei, novas prorrogações não são intrasponíveis por existir a possibilidade de se fazer uma Emenda Constitucional (BATISTA, 2009)<sup>13</sup>. Portanto, a polêmica sobre a resolução das concessões com vencimento em 2015 além de conter aspectos jurídicos e políticos, já explorados, também é campo fértil para argumentos que aludem à eficiência econômica. A seguir será apresentado o posicionamento de alguns agentes do setor em relação ao caso.

A Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica (ABCE) defende a prorrogação, pela segunda vez, com alterações legais mínimas (LANDAU, 2008). A ABCE afirma que prorrogação deve ser onerosa, transmitindo os benefícios provenientes da amortização dos investimentos aos consumidores de energia, com objetivo de manter a modicidade tarifária. Para isso, defende-se a criação de um “*encargo bom*”<sup>14</sup> (COUTO, 2008) que deve ser pago pela concessionária. Em contraponto, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE) defende a reversão e nova outorga mediante licitação (SILVA, 2008). Caso haja mudança na Lei, alegam que a prorrogação deve ser onerosa, para evitar distorção de preços e o estabelecimento de vantagem para os grupos que obtiverem a prorrogação. A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica (ABIAPE) também defende a prorrogação onerosa envolvendo a criação de um encargo com uma parte dos benefícios destinados a consumidores de baixa renda (MENEL, 2008). Já a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE)

---

<sup>12</sup> *CAPEX* é uma sigla derivada da expressão *Capital Expenditure*, que significa o capital utilizado para adquirir ou melhorar os bens físicos de uma empresa, tais como equipamentos, propriedades e imóveis.

<sup>13</sup> Romário de Oliveira Batista faz uma exposição completa sobre o tema das concessões sob a ótica jurídica em “*Debate Sobre Uma Segunda Prorrogação de Concessões no Setor Elétrico: Verdades, Meias-Verdades e Pontos para Reflexão*”.

<sup>14</sup> O aspecto “bom” desse encargo diz respeito a alguma forma de transferir excedente dos acionistas das usinas já depreciadas para o consumidor.

posiciona-se a favor da prorrogação mantendo a geração nas mãos dos atuais concessionários (SOARES, 2008), o que está em linha com os interesses dos associados que possuem quase 18.000MW vencendo em 2015. Por fim, a Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) também se posiciona a favor da prorrogação em conjunto com regras bem definidas para futuros leilões de energia “velha” (LIMA, 2008).

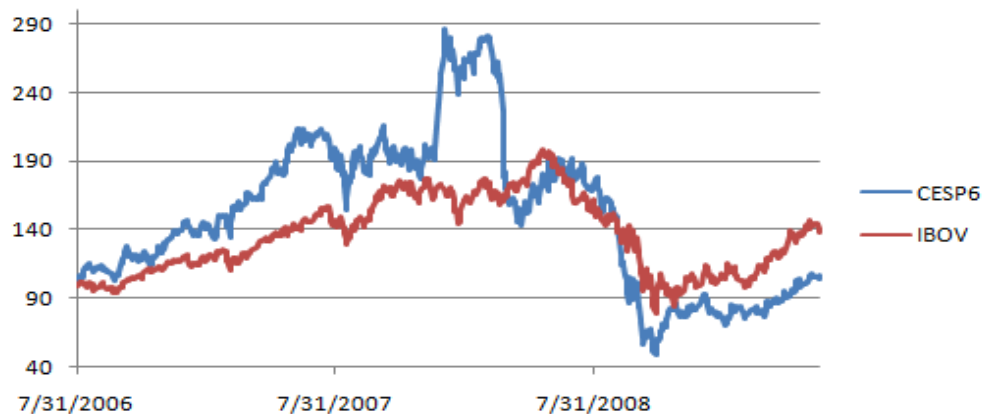
No governo, existe um Projeto de Lei na Câmara para prorrogar os prazos de concessões de geração por mais 15 anos, mas a questão política envolvida nesse assunto é bem complicada. Fazer uma análise das questões partidárias relacionadas às concessões não é o objetivo central dessa monografia, mas podemos citar como exemplo a tentativa frustrada de privatização da Companhia Energética de São Paulo (CESP) em 2008. Apesar de terem interessados na ocasião, não houve lances de compra uma vez que o valor da companhia é fortemente afetado pelo fluxo de caixa proveniente de concessões prestes a vencer. A CESP possui duas usinas, UHEs Ilha Solteira e Jupia, que, juntas, correspondem a aproximadamente 65% da capacidade de geração da empresa e ambas estão inclusas no grupo de concessões que vencem em 2015 e que já foram prorrogadas uma vez. Como mencionado anteriormente, sob a legislação vigente, é impossível uma nova prorrogação dessas concessões, de forma que o investimento ao preço mínimo que foi levado a leilão em 2008 não assegurou o retorno pela aquisição do controle da companhia devido a não garantia das concessões. Faz sentido pensar que o Governo Federal, na época comandado pelo Partido dos Trabalhadores (PT), não se movimentou a tempo para resolver o problema das concessões da CESP para que a venda não ocorresse, prevenindo assim uma entrada de receita nos cofres do Governo de São Paulo, comandado pelo Partido Social da Democracia Brasileira (PSDB). Caso a venda da CESP ocorresse, a receita da venda poderia financiar gastos do Governo de São Paulo e fortalecer a campanha política do PSDB para a concorrência à presidência da República em 2010. Para ilustrar aspectos econômicos de alocação de excedente associados ao vencimento das concessões<sup>15</sup> faz sentido observar como investidores se comportaram diante da não privatização. O GRÁFICO 2 abaixo reflete o valor de mercado da CESP antes e depois da companhia ser ofertada pelo Governo de São Paulo comparado ao Ibovespa partindo-se de uma “base 100”. O preço das ações da

---

<sup>15</sup> Vale lembrar que, de acordo com as regras de privatização, existia naquele momento a possibilidade, mas não a garantia, de se prorrogar as concessões na ocorrência da privatização.

companhia despencou quando o investidor percebeu que as concessões de Ilha Solteira e Jupiá poderiam não ser renovadas.

GRÁFICO 2 - Preço da Ação da CESP na Expectativa de Privatização (Base 100)



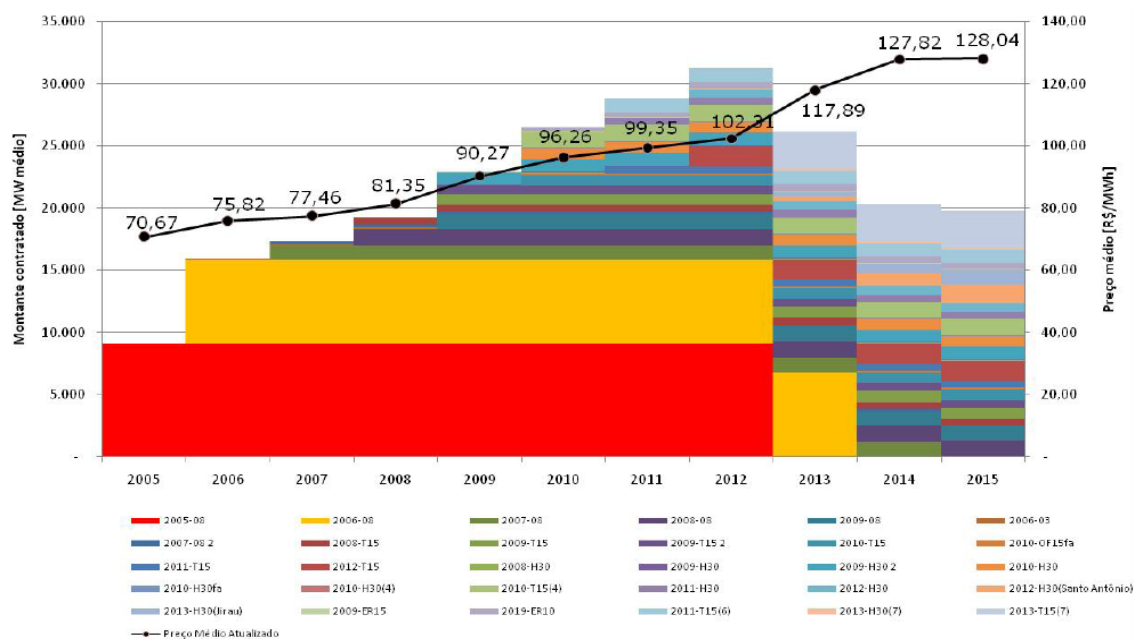
Fonte: Elaboração própria com dados do programa Econômica.

Além das empresas de geração e dos grandes consumidores industriais, o consumidor cativo, aquele que tem o seu fornecimento de energia realizado por um distribuidor do Mercado Regulado, deve ser levado em conta no debate sobre as concessões que estão vencendo. O que o consumidor deseja é consumir energia através de um suprimento de qualidade ao menor preço possível. Neste ponto, o Governo, aparentemente, sempre estará alinhado com o seu eleitor respeitando o argumento da modicidade tarifária e afastando pressões inflacionárias que implicariam em risco político – será mostrado mais adiante, através da Teoria do Agente-Principal, que manter as concessões sob domínio das estatais não é ótimo para o bem estar do consumidor. Por outro lado, não é desejo do consumidor pagar tão barato pela energia hoje de maneira que empreendedores se sintam desmotivados a realizar investimentos em projetos de geração – que são de natureza capital intensiva, dependentes de crédito e incertezas de licenciamentos ambientais – que assegurem o fornecimento de energia no futuro. Portanto, deve haver uma solução ótima para o problema das concessões que atenda todos esses grupos de maneira a aumentar o bem estar social através de ganhos de eficiência.

## 5 As Concessões e a Recontração da Energia “Velha”

O impasse das concessões que vencem em 2015 precisa ser resolvido o quanto antes, pois grande parte da energia “velha” que está com concessão pendente estará descontratada a partir de 2012. Cerca de 9.000 MW que foram contratados nos leilões destinados ao Mercado Regulado em 2004, provenientes de usinas já amortizadas, são objeto dessas descontratações. Uma preocupação do Governo é que enquanto as concessões não forem asseguradas, existe a possibilidade das geradoras que possuem suas concessões vencendo venderem sua energia no Mercado Livre via contratos mais curtos, o que poderia levar ao não suprimento da demanda das distribuidoras em 2013. Nesse caso, uma possível solução para o impasse, seria renovar as concessões com obrigatoriedade de destino da energia ao Mercado Regulado. Uma alternativa considerada pela EPE é a antecipação do leilão de energia “velha” para evitar o risco de não atendimento da demanda das distribuidoras. Outras propostas veiculadas na imprensa e nos eventos do setor englobam a diluição dos blocos de energia em porções menores ou variações disso mediante alteração da legislação. Abaixo segue a FIGURA 1 contendo o montante de energia contratada no Mercado Regulado e os preços médios resultantes dos leilões.

FIGURA 1 - Montantes Negociados e Preços Médios Resultantes dos Leilões



Fonte: XIV Encontro Anual Cemig-Apimec, maio de 2009.

Na FIGURA 1 acima, pode-se observar o tamanho do retângulo na esquerda inferior da FIGURA 1 ilustrando o bloco de energia que ficará descontratada no final de 2012, consequência do megaleilão de energia “velha” ocorrido em 2004. O segundo maior retângulo da FIGURA 1 representa a energia que foi vendida em 2005 e que será descontratada em 2013. No final de 2013 essa situação se repetirá e, somente a partir de 2014, não existirá mais esse problema, pois, daí em diante, as descontrações de energia ocorrerão em blocos menores.

A maneira como se dará a recontração da energia velha de 2012 para frente e a indefinição quanto ao desfecho das concessões também está afetando os preços do Mercado Livre, pois um número grande de empresas que migraram para o Livre tem seus contratos a serem expirados a partir do fim de 2009 e, estão relutantes em travarem novos contratos sem ter clara perspectiva de preço para 2012 (GOULARD, 2009). Caso as usinas já depreciadas sejam obrigadas a vender sua energia “barata” no Mercado Regulado, os preços podem ser pressionados para baixo, dependendo de como se resolva o impasse das concessões favorecendo os consumidores desse mercado. De acordo com as perspectivas de preços aos consumidores da energia do Mercado Livre em relação ao Mercado Regulado, pode haver uma migração do consumo Livre para o Consumo Regulado, aumentando a demanda declarada pelas distribuidoras ao Governo antes da realização do leilão A-1. Por outro lado, existe um argumento contrário a antecipação do leilão de energia velha, pois, mesmo que as empresas geradoras se contratem no Mercado Livre, empresas controladas pelo Governo Federal sob o guarda chuva Eletrobrás são “bem comportadas” e não se atreveriam a deixar de oferecer sua energia no Mercado Regulado, o que interessa ao Governo Federal para manter tarifas baixas para os consumidores cativos (VEIGA, 2009) <sup>16</sup>. Outro argumento complementar ao anterior diz respeito ao tamanho limitado do Mercado Livre, pois mesmo correspondendo a  $\frac{1}{4}$  do mercado, grande parte dele é composta por autoprodutores. Dessa forma, mesmo que as geradoras tentassem vender sua energia nesse mercado, não encontrariam demanda a preços atraentes e as geradoras, que tiveram chance de alocar parte de sua energia que será descontratada no Mercado Livre, já realizou a venda de sua energia via contratos bilaterais com os grandes consumidores (VEIGA, 2009).

---

<sup>16</sup> Apesar desse argumento não estar registrado em nenhuma bibliografia escrita, foi feito pelo consultor Mario Veiga, que é uma autoridade do setor, em um evento organizado pela empresa MPX Energia, em junho de 2009.



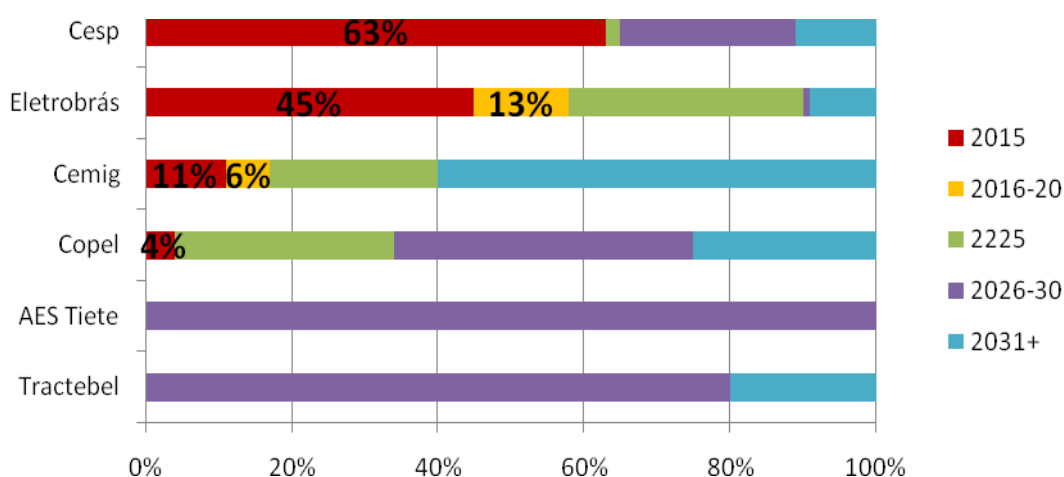
As empresas que mais estão expostas ao evento do fim das concessões de 2015 são CESP (63% da capacidade instalada), Eletrobrás (45% da capacidade instalada), CEMIG (11% da capacidade instalada) e COPEL (4% da capacidade instalada). Quando procuradas para falar sobre suas concessões, através do canal de relação com investidores, as empresas apresentaram um consenso de que suas concessões seriam prorrogadas através de uma Emenda Constitucional com imposição de alguma forma de custo a ser pago pela empresa concessionária a ser revertido ao consumidor final através de tarifas módicas. Caso de fato essas concessões sejam renovadas, as geradoras concessionárias poderão vender sua energia que ficará descontratada em 2012 e 2013 no leilão A-1 de energia “velha” a ser realizado em 2012. Dentre as possíveis onerações, as companhias mencionaram: o destino de grande parte da energia ao mercado regulado, imposto sobre uso de bem público, necessidade de investimento no *CAPEX* das usinas e adoção de um preço teto de venda para essa energia. Nenhuma das companhias acredita que irá haver um relicitação das concessões alegando que isso poderia resultar em uma “privatização indireta” de plantas da Eletrobrás, o que não é interesse do atual Governo. Relicitar através do maior pagamento à União seria voltar ao modelo instituído no Governo Fernando Henrique, o que foi criticado no passado pelo atual Governo. Além disso, relicitar envolveria um processo complexo de realocação de ativos e passivos entre plantas que não estão necessariamente consolidados no balanço das companhias e a ANEEL não teria estrutura para a realização dessa tarefa.

Outro argumento a favor da prorrogação das concessões é a necessidade das empresas estatais terem geração de caixa suficiente para realizarem investimentos de expansão no setor. Um exemplo disso seria o interesse das estatais em estar presente nos grandes projetos hidrelétricos do Rio Madeira e no empreendimento da usina de Belo Monte, que irá ser leiloado ainda em 2009. O andamento desses megaprojetos é prioridade do Governo e das agências reguladoras no curto prazo uma vez que são projetos hidrelétricos que darão origem a uma energia “barata” e podem ser possíveis *hedges* para o controle do preço de energia caso as estatais percam suas concessões em 2015. Um agravante para o andamento desses projetos é o fato das obras serem localizadas em áreas que não são de tão fácil acesso como as usinas mais antigas o que aumenta os custos de construção. Além disso, o processo para a obtenção de licenças

ambientais<sup>17</sup> é bastante burocrático e pode atrasar ainda mais o andamento do empreendimento, pois requer um mapeamento detalhado dos danos ao meio ambiente.

Contrapondo-se ao argumento de que as estatais necessitam de caixa para expandir o setor e que a prorrogação das concessões viabilizaria o investimento em novos projetos, a CESP necessita saldar dívidas elevadas com qualquer geração de caixa que tenha enquanto a CEMIG tem empregado o seu caixa em distribuição de dividendos aos acionistas e feito aquisições com caixa restante. Recentemente a CEMIG adquiriu participação no capital da Terna Participações, uma empresa de transmissão, e demonstrou interesse pelos ativos da Companhia Energética de Brasília (CEB) (GATTASS, 2009)<sup>18</sup>. Já a Eletrobrás, possui em caixa cerca de R\$ 9 bilhões referente a dividendos não pagos a acionistas ordinários que poderiam ser utilizados na exploração de novos empreendimentos, se essa fosse a prioridade do Governo. No fundo, a Eletrobrás é um instrumento utilizado pelo Governo para controlar o preço de energia para o consumidor final e é evidente o interesse do atual Governo em continuar utilizando esse trunfo para atuar no setor. Abaixo segue o GRÁFICO 3 ilustrando os casos mais críticos de vencimento de concessões.

GRÁFICO 3 - Datas de Vencimento de Concessões por Empresas



Fonte: Confecção própria a partir de dados do UBS-Pactual e Relatório Anual das Empresas

<sup>17</sup> Multas e compensações ambientais aumentam a imprevisibilidade dos custos, uma vez que o impacto dos montantes requeridos para compensações pode incrementar em até 25% o custo do empreendimento.

<sup>18</sup> Na elaboração dessa monografia, foram utilizados relatórios de bancos de investimento para a obtenção de uma visão mercadológica do comportamento das empresas envolvidas no problema das concessões de 2015.

Como se pode notar no GRÁFICO 3 acima, a decisão de prorrogar as concessões de energia “velha” que vencem em 2015 – ato inconstitucional pela atual Constituição – ou relícitar essas usinas não é uma situação trivial em que regulador determina o que empresas devem fazer para aumentar a eficiência mercadológica. Trata-se de um caso onde o regulador é o próprio regulado e isso deve ser levado em conta nessa discussão já que pode mudar completamente o desfecho do impasse.

Abaixo, na TABELA 1, seguem as usinas que terão suas concessões vencendo em 2015 e o quanto da capacidade instalada nacional esses vencimentos correspondem. Como se pode perceber, a impotência do tema para o setor se deve ao envolvimento de cerca de 23% da capacidade instalada e à presença das estatais. Vale salientar que “Chesf” e “Furnas” são subsidiárias da Eletrobrás<sup>19</sup>. No final desse trabalho, está anexado um mapa das usinas de geração do Brasil com suas respectivas localizações e data de vencimento das concessões.

TABELA 1 - Principais Concessões Vencendo em 2015

Usina	Fim da concessão	Concessionária	Potência em Mw	% da Capacidade Instalada
Ilha Solteira	Julho de 2015	CESP	3.444	4,5%
Xingó	Outubro de 2015	Chesf	3.162	4,1%
Paulo Afonso IV	Outubro de 2015	Chesf	2.462	3,2%
Jupiá	Julho de 2015	CESP	1.551	2,0%
Luiz Gonzaga	Outubro de 2015	Chesf	1.479	1,9%
Furnas	Julho de 2015	Furnas	1.216	1,6%
Estreito	Julho de 2015	Furnas	1.050	1,4%
Santa Cruz	Julho de 2015	Furnas	1.000	1,3%
Paulo Afonso III	Outubro de 2015	Chesf	794	1,0%
Paulo Afonso II	Outubro de 2015	Chesf	443	0,6%
Apolônio Sales	Outubro de 2015	Chesf	400	0,5%
Boa Esperança	Outubro de 2015	Chesf	237	0,3%
Funil	Julho de 2015	Furnas	216	0,3%
Paulo Afonso I	Outubro de 2015	Chesf	180	0,2%
Funil	Julho de 2015	Chesf	30	0,0%
Pedra	Julho de 2015	Chesf	20	0,0%
Araras	Julho de 2015	Chesf	4	0,0%
Piloto	Julho de 2015	Chesf	2	0,0%
Total			17690	23,1%

Fonte: Confecção própria a partir de dados da Aneel e de matéria do Valor Econômico, 8. Jun. 2009. Caderno B, p.9.

<sup>19</sup> Na condição de *holding*, a Eletrobrás controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear. Além de principal acionista dessas empresas, a Eletrobrás, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital de Itaipu Binacional. A capacidade de geração da Eletrobrás corresponde a 38% da capacidade nacional (fonte: site da Eletrobrás <<http://www.eletronuclear.com.br/eletronuclear/Pages/LUMISBF7839BFPTBRIE.htm>>).

## 6 Incentivos do Governo e Aspectos Econômicos Relacionados às Concessões

Saber quais são os incentivos do regulador diante do impasse das concessões é fundamental para querer entender o desfecho do evento. Apesar de a prorrogação depender de uma Emenda Constitucional e envolver um pleito de aprovação no Senado, processo que demanda um grande esforço político uma vez que requiere a aprovação pela maioria dos votantes da casa, ainda assim existe incentivos para o regulador desejar a prorrogação.

Desde sua criação em 2004, o Novo Setor Elétrico se propôs a realizar leilões de venda de energia segmentados entre energia “velha” e “nova”. Além disso, possibilitou a realização de leilões de energia provenientes de diferentes matrizes energéticas evitando que a energia “barata” competisse com a energia “cara”<sup>20</sup>. Existem também leilões especiais de fontes alternativas como a de “biomassa”<sup>21</sup> para incentivar a entrada de nova capacidade. A segmentação desses leilões gerou uma distinção entre o preço marginal de energia pago pelo consumidor e o recebido pelo gerador uma vez que empreendimentos térmicos ou eólicos vendem sua energia em leilões que competem apenas com empreendimentos com custo de produção tão elevado quanto. Já pelo lado do consumo, o preço marginal de energia é um agregado de preços resultantes de empreendimentos “baratos” e “caros”, ou seja, o regulador garante tanto que empreendedores vendam sua energia provenientes de novos projetos a um preço elevado, quanto que consumidores possam consumir energia a um preço bem mais baixo do que o preço da energia “nova” entrando no sistema. Portanto, a maneira utilizada pelo Governo de “subsidiar” o setor foi separar a energia “velha”, majoritariamente controlada pelos Governos Estaduais e Federal (através da Eletrobrás) e com algumas poucas plantas pertencentes ao setor privado, da energia “nova”. O ponto relevante dessa discussão para essa monografia é que grande parte das concessões que vencem em 2015 estão associadas a empresas controladas pelo Governo, sobretudo a Eletrobrás, que justamente “subsidiar” o setor -mais adiante veremos que na verdade subsidia os trabalhadores de suas subsidiárias- e a entrada de nova capacidade. Para

---

<sup>20</sup> Por energia “cara”, entendem-se plantas térmicas (cada vez mais caras se movidas a carvão, gás ou óleo, respectivamente) e eólicas.

<sup>21</sup> Energia proveniente de biomassa tem data para acabar, pois a partir do momento que a tecnologia para a produção de etanol celulósico seja disponibilizada, o custo de oportunidade para o emprego da biomassa em plantas termelétricas será muito alto.

ilustrar, de forma simplificada, o argumento de que a segmentação dos leilões nada mais é do que a presença de um “subsídio” do governo ao setor, apresento o seguinte modelo simplificado<sup>22</sup>:

*Estatál = estatal que possui hidrelétricas amortizadas gerando 80 % da energia destinada ao Mercado Regulado a um custo R\$ X/Mwh e vendendo essa energia para distribuidoras, sem lucro, nos leilões de energia “velha” no Mercado Regulado ao preço R\$ X/Mwh.*

*Privada = empresas privadas que possuem termelétricas e campos eólicos gerando 20% da energia destinada ao Mercado Regulado a um custo R\$ 2X/Mwh e vendendo essa energia para distribuidoras nos leilões de energia “nova” no Mercado Regulado ao preço R\$ 3X/Mwh.*

O Governo não deseja correr risco de falta de suprimento de energia, pois um novo apagão significaria retração econômica e risco político para as próximas eleições significando que incentiva a entrada de nova capacidade instalada no sistema. O Governo também não gosta que seus eleitores paguem caro pela energia que consomem. Portanto, a utilidade do Governo pode ser sintetizada pela seguinte função:

$$U_G(p, P^*) = e(p) + n(P^*)$$

Onde “e” representa o nível de aprovação do Governo pelos eleitores e é uma função decrescente do preço da energia “p” por Mwh paga pelos consumidores e, “n” é a entrada de nova capacidade no sistema que é uma função crescente do preço “P\*” por Mwh recebido pelos empreendedores por sua energia proveniente de novas plantas vendida nos leilões de energia “nova”.

Dessa forma, o preço que o consumidor acaba pagando pelo consumo de energia pode ser, simplificadaamente, representado por:

$$p = 0,8 * X + 0,2 * 3X = R\$ 1,4X \text{ por Mwh}$$

---

<sup>22</sup> O interesse aqui é simplesmente ilustrar o uso das concessionárias estatais pelo Governo como meio de “subsidiar” o setor. Mais adiante, será argumentado que na verdade esse “subsídio” não é eficiente do ponto de vista econômico, pois o custo por Mwh de concessionárias estatais é mais elevado do que deveria ser.

Portanto, enquanto o consumidor paga apenas R\$1,4X pelo Mwh de energia, o empreendedor recebeu R\$3X pelo Mwh de forma que a diferença entre esses valores só é possível através de um “subsídio” oferecido pelo governo ao setor.

O ponto apresentado acima torna mais rica a discussão sobre a prorrogação ou relicitação dessas concessões, uma vez que grande parte delas são utilizadas pelo governo para controlar o preço de energia. Caso o Governo Federal não disponha mais dessas usinas depreciadas para pressionar para baixo os preços nos leilões de energia “velha”, pode haver uma realocação de excedente do consumidor para a empresa geradora, se os termos da licitação envolvendo o novo concessionário e o regulador não limitar as ações do concessionário. Por outro lado, ao passar a concessão dessas usinas já amortizadas para agentes do setor privado, a operação pode ser feita de maneira mais eficiente incorrendo em corte de custos e despesas desnecessárias, o que poderia acabar levando a tarifas ainda mais baixas para o consumidor mesmo gerando uma receita da operação da planta para o concessionário dependendo de como os preços sejam determinados. Uma consequência dessa alternativa seria um alto custo político<sup>23</sup> para o Governo uma vez que essas estatais, que já possuem usinas construídas e depreciadas, empregam mais trabalhadores do que o necessário para a operação da planta e, em uma possível administração privada, o corte de custos seria inevitável.

Independentemente da relicitação ou prorrogação das concessões, o regulador terá que obrigar que o operador da usina realize investimentos no *CAPEX* da usina e escolher uma maneira de controlar o preço dessa energia proveniente das usinas amortizadas. Se o preço for alto, as concessionárias e os acionistas dessas empresas saem favorecidos e, se o preço for baixo, o benefício é do consumidor. A necessidade de realização de investimentos no *CAPEX* das plantas está baseada na informação fornecida pelas empresas, através do canal de relacionamento com investidores, de que estavam relutantes em investir na manutenção dos equipamentos e reforma das usinas enquanto a situação de suas concessões não é resolvida. Mesmo que não tenham feito esse investimento, alegaram que o investimento no *CAPEX* dessas usinas já depreciadas é fundamental para que as turbinas e máquinas das plantas resistam ao desgaste operacional dos próximos vinte anos.

---

<sup>23</sup> No capítulo 7 formalizaremos essa afirmativa com a Teoria do Agente-Principal.

Dito isso, vamos desconsiderar que possa haver um problema de assimetria de informação, que somente as próprias concessionárias sabem quão debilitadas suas usinas estão. Se esse fosse o caso elas poderiam manifestar a necessidade de um *CAPEX* mais alto do que o realmente necessário diante de uma situação em que as concessões sejam prorrogadas e que conseguiriam extrair um preço mais alto para sua energia em função dessa assimetria de informação. A forma de se definir o faturamento futuro desses concessionários deve levar em conta a competitividade da usina em obter recursos no mercado de capitais, de forma que a taxa de retorno seja equivalente ao custo de capital necessário para o investimento somente no *CAPEX* de manutenção e ao custo de operação daquela usina, uma vez que o investimento inicial de construção da usina já foi amortizado. O que deve ficar claro aqui é que se estivéssemos tratando de uma usina nova, a maneira de se pensar sobre o nível de faturamento adequado seria permitir um retorno que considere a obtenção do custo de reposição daquele empreendimento que ainda não vendeu energia e, portanto, não iniciou o seu processo de amortização, o que não é o caso das usinas que estamos tratando. De fato, essas usinas já estão prontas e receberam, ao longo dos anos, um fluxo de caixa que amortizou o seu custo de construção. Apesar dos livros de finanças prescreverem receitas para a viabilidade do investimento e um faturamento justo, na prática, as informações sobre o verdadeiro custo de operação de uma planta são privadas e garantir um preço que torne o negócio viável sob o ponto de vista operacional não é tão trivial.

Para se chegar ao preço apropriado, os seguintes objetivos devem ser atendidos: alocação de excedentes que levem a um nível aceitável de comprometimento entre firmas e consumidores, eficiência pelo lado da oferta através de incentivos que levem os geradores a aumentar a performance da planta, eficiência pelo lado da demanda através de incentivos para o consumo de energia na quantidade correta evitando desperdícios e instalação de “gatos” (consumo informal), permitir um faturamento adequado para atrair investimentos no setor e preços razoáveis sem que se criem distorções que prejudiquem objetivos de fornecedores e consumidores (JOSKOW, 1998). Na tentativa de alcançar esses resultados, os *tradeoffs* encarados pelos reguladores são inevitáveis, pois ao se instituir preços baixos, alocando excedente para os consumidores, pode-se levar a uma ineficiência pelo lado da oferta e não atrair novos investimentos. Por outro lado, segundo Laffont & Tirole (1993, apud KESSIDES, 2004) se o concessionário conseguir captar para si toda a economia de custo através de inovações, existirá um incentivo que

eleve a eficiência pelo lado da oferta, mas isso não significa necessariamente que o consumidor pagará tarifas módicas.

Apesar do mercado brasileiro de geração ser parcialmente competitivo, podemos fazer algumas suposições a respeito do controle de preço específico da energia proveniente das usinas depreciadas. Uma das alternativas para a regulação dessas usinas depreciadas é a precificação *cost-plus* que permite que o concessionário lucre o suficiente para cobrir seus custos operacionais, de forma que qualquer despesa eventual seja repassada ao consumidor garantindo uma taxa de retorno ao *CAPEX* empregado no momento seguinte à prorrogação ou relicitação. A vantagem dessa opção é que os concessionários sabem que terão seu retorno garantido e estarão dispostos a ofertar energia mesmo com preços perto do custo de operação da usina. No entanto, o problema dessa opção é que o concessionário tem um incentivo a revelar seus custos de operação acima do custo real, dado que possui uma informação privada sobre esses custos. Caso o regulador seja tecnicamente capaz de auditar de forma precisa as estimativas de custo utilizadas ainda é possível a ocorrência de problemas devido à informação assimétrica em relação ao esforço do concessionário a cortar custos irrelevantes e se empenhar na obtenção de um orçamento mais enxuto. Dessa forma, segundo Armstrong & Sappington (2003, apud Kessides, 2004) a precificação *cost-plus* por si só não cria um incentivo a minimização de custos da concessionária uma vez que ela não é recompensada por esse esforço e quem se beneficia são os fornecedores e empregados dessas empresas ao invés do consumidor. No caso particular das estatais brasileiras que terão suas concessões vencendo, esse ponto é muito importante, pois existem mais funcionários do que o necessário para se ter uma operação eficiente, uma vez que as plantas já estão concluídas e, existe ainda uma razão política para se manter esses empregos. Portanto, caso a prorrogação ocorra é muito improvável que haja essa economia de custos.

Outra opção levantada pelos agentes do setor é a imposição de um preço teto para essa energia velha. Esse tipo de medida pode atender os objetivos desejados parcialmente caso o regulador acerte o teto que faça sentido, uma vez que a performance da empresa influi no seu resultado. Por exemplo, um corte de custo ou ganho de eficiência pode ser apropriado pela empresa. O preço teto não poda o resultado da empresa regulada, apenas controla os preços para o consumidor e evita artimanhas contábeis em relação ao custo real da operação por parte das empresas. Sob



essa maneira de precificar a energia, o regulador determina um intervalo permitido e especifica uma fórmula para ajustar os preços de acordo com um indexador inflacionário. Segundo Laffont & Tirole (1993, apud KESSIDES, 2004), a determinação de um preço teto corrigido pela inflação é semelhante a um preço fixo em que todo o resíduo de corte de custo é apropriado pelo concessionário de maneira que se crie um incentivo de investimento em inovação, declaração correta dos custos de operação e busca pela eficiência operacional. Na prática, a determinação de um teto de preços sofre revisões periódicas evitando que o teto esteja muito acima do que deveria ser e, de acordo com a frequência dessas revisões, estimula-se a eficiência da operação ou reduz-se o seu faturamento em prol dos consumidores. Quanto mais tempo passa sem que haja revisão tarifária revendo o teto permitido, melhor para a empresa, enquanto revisões mais frequentes beneficiam consumidores, que só melhoram de situação quando há revisão tarifária para baixo. No caso extremo, em que as revisões ocorrem em períodos muito curtos, a instituição de um preço teto seria equivalente a assegurar uma taxa de retorno ao investimento (KESSIDES, 2004) <sup>24</sup>. No entanto, segundo Di Tella & Dyck (2002, apud KESSIDES, 2004), dados empíricos do setor elétrico do Chile evidenciam um comportamento de aumento de custos das empresas de distribuição antes das revisões tarifárias mostrando uma curva em formato de “U”. Além dessa desvantagem, a evidência empírica mostra que nos regimes em que se institui um preço teto, existem mais chances de renegociação de contratos por iniciativa do concessionário reivindicando um melhor retorno. Na América Latina, 38% dos contratos com preço teto foram renegociados antes do fim de vigência acordado, comparado a 13% no caso de contratos que garantiam uma taxa de retorno (GUASH et al., 2003).

É verdade que conceder um contrato imediatamente ao concessionário atual ou a outro qualquer instituindo uma forma de precificação *cost-plus* ou preço teto é mais rápido do que a implementação de um leilão. No entanto, organizar uma competição entre possíveis candidatos a obter uma concessão pode levar a uma situação de maior bem estar social. Mesmo com os custos incorridos na organização de um leilão, quando se trata de grande parte da capacidade de geração de energia de um país, esses custos de transação passam a ser mínimos. Os participantes do leilão que se propuserem a fornecer energia a um determinado preço estarão, a cada lance dado, ajustando suas

---

<sup>24</sup> Excelente manual publicado pelo Banco Mundial para uma referência de investimento privado em setores de infraestrutura em países subdesenvolvidos. O título da obra está na lista de bibliografia.

premissas de viabilidade do empreendimento de forma endógena. Portanto, premissas como taxa de juros de financiamentos, necessidade de emissão de ações, necessidade de investimento em pesquisa, contratação de especialistas, entre outras, são ajustadas de maneira intrínseca para a decisão de continuar ou não dando lances no leilão. Dado o preço da energia, o candidato a concessionário decide quão eficiente deve ser a planta para suprir energia considerando a restrição de preço.

Um esquema de lances competitivos para a obtenção das concessões que vencem em 2015 especificando um nível de performance das usinas permite ao setor privado desenvolver novas soluções e inovações. Um exemplo promissor de combinação de incentivos e inovação com elementos competitivos faz parte das leis da Espanha (KLEIN, 1998). Quando a autoridade concedente recebe uma proposta de inovação, estipula um prazo de noventa dias para que os concorrentes apresentem uma proposta alternativa para a exploração da concessão. Transparência no processo de relicitação é fundamental para que os lances sejam dados em um ambiente de regras claras evitando a intervenção do Governo em favor de suas concessionárias. Um ponto fundamental da competição via leilões é aumentar o poder de barganha do poder concedente. E é através de regras claras na organização de um leilão de relicitação e não de uma negociação bilateral entre concessionárias estatais e Governo (o que equivale a prorrogação) que surgirá o preço mais baixo. Segundo Bulow & Klemperer (1994, apud KESSIDES, 2004) tanto a teoria<sup>25</sup> quanto a prática evidenciam essa visão. No entanto, é necessário saber se o lance que o candidato a concessionário está dando é crível para se evitar custos como renegociação e interrupção do fornecimento de energia. Uma maneira de selecionar bons candidatos é dividir o leilão de concessão em dois estágios. No primeiro estágio são recebidos lances referentes a requisitos técnicos. Apenas na segunda rodada o preço da energia gerada é levado em conta. Dessa forma o candidato à concessão que satisfazer os requisitos técnicos para a operação das plantas e se comprometer a vender a energia ao preço mais barato possível assume a concessão.

Tendo discutido possíveis alternativas para determinar o preço da energia velha, outros pontos devem ser discutidos para desenharmos uma alternativa ótima para o impasse. Diante de uma relicitação das plantas depreciadas, o setor privado pode acabar não tendo incentivos para investir em nova capacidade instalada uma vez que os riscos

---

<sup>25</sup> Será mostrado o que diz a teoria no capítulo 7 desse trabalho.

dos investimentos são maiores. Se o agente privado puder escolher entre um contrato onde a usina já está construída e outro em que deva construir a usina desde o projeto, os riscos são muito menores na primeira opção. Os riscos<sup>26</sup> presentes em um novo empreendimento envolvem: incertezas associadas a variações cambiais, custos ambientais, legais, de atraso de entrada de operação e, por fim, os custos regulatórios de serem criadas taxas ou encargos que não estavam previstos originalmente. Portanto, passar a disponibilizar empreendimentos amortizados para operadores privados pode acabar criando um incentivo contra o investimento em novas usinas. Outro problema envolvido na relicitação dessas usinas é o destino de seu passivo. Quem deverá pagar pela previdência dos “funcionários de Furnas”<sup>27</sup>? A dívida deverá ser paga pelo Governo e, portanto, pelos pagadores de impostos ou a concessionária privada que ganhar a concessão diante da relicitação deve levantar fundos para cobrir esse rombo?

Por fim, outra ponderação que deve ser feita diz respeito à credibilidade das instituições envolvidas. Para que um país atraia investimentos e a iniciativa privada se sinta disposta a realizar investimentos em infra-estrutura, o risco regulatório deve ser minimizado (BELL, 2002). Em 2002, o governo argentino decidiu congelar as tarifas dos serviços de transmissão de energia e ordenou a conversão de contratos denominados em moeda estrangeira para a moeda nacional, o que acabou prejudicando o retorno esperado pelos investidores nas linhas de transmissão argentinas. O oportunismo do governo argentino serviu como um sinal negativo para futuros investimentos em infra-estrutura (ABDALA, 2006). Exemplos semelhantes onde o Governo se mostrou oportunista, movido por incentivos eleitorais, também ocorreram no Peru e em El Salvador (ABDALA, 2006). O paralelo entre esses exemplos e a situação atual do setor elétrico brasileiro é que uma mudança na lei em favor da prorrogação das concessões que vencem em 2015, pode ser interpretada pelo setor privado como um sinal de aumento de risco regulatório, uma vez que as regras originais não estão sendo levadas adiante. Mudar a lei pode acabar desagradando agentes privados que pretendem se candidatar à operação das usinas diante da relicitação dessas concessões.

---

<sup>26</sup> Para um aprofundamento dos riscos envolvidos em um novo empreendimento consultar o artigo produzido pela PSR Consultoria “*Precificação e seleção de novos empreendimentos de geração no setor elétrico brasileiro: Um enfoque risco retorno*”.

<sup>27</sup> O termo “funcionários de Furnas” é utilizado aqui e mais adiante, quando tratarmos da teoria do agente-principal, como uma representação de todos os funcionários das concessionárias estatais.

## 7 A Teoria do Agente-Principal de Vickers & Yarrow

Tendo feito uma exposição completa do tema e analisado os aspectos políticos envolvidos na decisão de prorrogar ou relimitar as concessões, recorreremos à teoria econômica para defender a relimitação das concessões que vencem em 2015. Esse capítulo se estrutura na “Teoria do Agente-Principal” desenvolvida por John Vickers e George Yarrow. O capítulo é iniciado com uma explicação da Teoria do Agente-Principal e termina com o desenvolvimento de um modelo aplicado às concessões.

A análise do comportamento de concessionários privados assume que o objetivo principal das empresas é maximização de lucros. No entanto, apesar da relimitação das usinas implicar em um comportamento de maximização de lucros por parte dos novos concessionários, caso um grupo privado assumas as concessões, as mudanças incorridas são mais complexas do que simplesmente virem a maximizar lucros. Portanto, será proveitoso considerar alguns aspectos envolvidos no problema do agente-principal e as implicações da transferência das usinas depreciadas da mão do estado para o comando privado através de uma relimitação.

Uma descrição geral do problema do agente-principal envolve um principal e um agente, por exemplo, o dono e o administrador de uma concessionária, que não possuem o mesmo objetivo. O principal gostaria que o agente tomasse decisões de acordo com seu (do principal) interesse, mas ele não tem informações completas sobre as circunstâncias e comportamento do agente existindo um problema de monitoramento. A teoria do agente-principal se dedica a explicar esse problema informacional e a existência de incentivos buscando a seguinte resposta: qual é o incentivo ótimo que o principal pode oferecer ao agente?

Representando a utilidade do principal e do agente por “ $\Pi$ ” e “ $W$ ” respectivamente, “ $a$ ” a ação do agente, que pode sintetizar o seu nível de esforço em uma tarefa, e “ $\theta$ ” o estado da natureza (por exemplo, chove ou não chove aumentando ou diminuindo a performance da usina). O principal não observa “ $a$ ” ou “ $\theta$ ” individualmente mas ele pode observar o produto  $x(a, \theta)$  da ação do agente dado o estado da natureza “ $\theta$ ” e tomar sua própria decisão “ $y$ ” (por exemplo, quanto ele paga de

salário ao agente) que é uma função do produto “ $x$ ” observado. Portanto, o problema do principal se resume a escolher  $y(x)$ , que é o incentivo apresentado ao agente. Para que o incentivo funcione é importante o principal saber que o agente se comporta de maneira a maximizar sua própria utilidade e que o incentivo oferecido deve ser atrativo o suficiente para que o agente se disponha a satisfazer as necessidades do principal.

Considerando que o agente não observe o estado da natureza “ $\theta$ ” e seja neutro ao risco<sup>28</sup>, o incentivo ótimo se dá da seguinte forma: o principal “vende” sua concessionária (na teoria microeconômica isso é equivalente a vender a firma) ao agente, ou seja, o principal recebe um montante fixo do agente independente do produto “ $x$ ” resultante. Nesse caso, o agente assume todo o risco e não se importa com isso de forma que o incentivo seja perfeito e, assim, o problema de monitoramento desaparece. No entanto, caso o agente seja avesso ao risco, é necessário que o principal ofereça alguma forma de seguro ao agente caso o estado da natureza não seja bom. Isso inibe os incentivos do agente uma vez que ele não se beneficia de qualquer esforço extra que ele faça em suas tarefas<sup>29</sup>.

Partiremos da hipótese que os acionistas de uma companhia esperam que seus empregados sejam maximizadores de lucro, mesmo no caso de uma geradora de energia elétrica onde acionistas também são consumidores. Nesse caso, o bem estar proveniente da maximização de lucros se contrapõe ao bem estar advindo do consumo próprio de energia. Dito isso, o primeiro ponto preocupante diz respeito à estrutura acionária dispersa para um monitoramento eficiente dos agentes da companhia. Quando a estrutura de capital de uma companhia é dividida entre muitos, especificar e forçar contratos com os administradores gera externalidades a outros indivíduos que não se dedicaram a essa tarefa. Nesse caso, o acionista que incorre nesse custo recebe apenas uma fração desse ganho total. Nessa circunstância, na perspectiva dos acionistas como um todo, existe o perigo de que a intensidade de monitoramento dos administradores da firma seja extremamente baixa. Este sendo o caso, os administradores da companhia podem desejar outros objetivos que não seja a maximização do lucro da companhia.

No caso das usinas que terão suas concessões vencendo em 2105, cabe ao Governo a tarefa de monitoramento da performance dos administradores das

---

<sup>28</sup> John Vickers & George Yarrow consideram outras variações dessa suposição.

<sup>29</sup> Variações desse modelo podem ser encontradas em Rees, 1985.

concessionárias. Comparado a empresas privadas, a maior diferença entre administradores (agentes) e seu principal vem do fato de o principal (o Governo) não querer, necessariamente, maximizar lucro além de não existir as ameaças de que a companhia quebre ou seja adquirida por um *player* mais agressivo. O interesse das concessionárias públicas é baseado na premissa de que os departamentos do Governo buscam a maximização do bem estar econômico. Podemos assumir que os objetivos dos departamentos do Governo são definidos por uma função de bem estar social que agrega preferências individuais de maneira que o bem estar social é uma soma do excedente dos consumidores de energia e das firmas geradoras, que pode ser representado por “*C*” e “*F*”, respectivamente. Em outras palavras, o Governo maximiza uma medida de equilíbrio parcial de eficiência econômica, uma vez que possui um viés a agradar os consumidores. Existem duas razões para o Governo atribuir pesos diferentes a excedentes do consumidor e do produtor.

A primeira advém de objetivos distributivos. Indivíduos de baixo poder aquisitivo, quando agregados, são grandes consumidores de energia elétrica uma vez que a elasticidade-renda<sup>30</sup> do consumo de energia é baixa e que a população de baixa renda precisa de energia para viver, o que pode levar o governo a determinar um peso extra aos interesses dos consumidores por razões distributivas. Outra razão para o Governo não ser indiferente entre transferir excedente entre consumidor e gerador vem do fato de custar ao Governo levantar fundos para beneficiar a firma geradora. Por exemplo, diminuir impostos para empresas do setor elétrico significa ter que aumentar impostos para um outro grupo de empresas ou ter que emitir moeda para equilibrar as contas públicas, o que pode levar a um ônus inflacionário. Incorporando a consideração feita acima podemos escrever o objetivo do Governo:

$$G = C + \alpha F - \lambda T, \text{ onde } 0 < \alpha < 1 \text{ e } \lambda > 0$$

Na função objetivo acima, “*T*” representa transferências que aumentariam o excedente das firmas geradoras e “ $\lambda T$ ” captura o custo de outras distorções criadas na economia<sup>31</sup>. Se fizermos a afirmação extrema que o monitoramento dos administradores de uma companhia é igualmente efetivo tanto em firmas públicas como privadas, sob a ótica de

<sup>30</sup> Thomas Ackermann aprofunda o tema da elasticidade relacionada ao consumo de energia elétrica em “*Distributed resources and re-regulated electricity markets*”.

<sup>31</sup> Por exemplo, impressão de moeda ou impostos em outros setores.

maximização do bem estar social, firmas públicas possuem mais vantagens do que firmas privadas uma vez que dá ao Governo um instrumento para corrigir desvios entre retornos sociais e privados em situações de falha de mercado. No entanto, assumir que o interesse público pode ser sintetizado por uma função objetivo que o Governo maximiza não é tão claro quanto assumir que uma companhia privada maximiza lucros, uma vez que esse é o interesse do acionista e que os administradores agem da melhor maneira para satisfazer o interesse de seus acionistas.

Podemos aplicar o raciocínio do problema do agente-principal originalmente apresentado por Vickers & Yarrow na lógica das usinas estatais que terão suas concessões vencendo em 2015. O problema nesse caso fica um pouco mais complicado pois envolve dois tipos de principais no monitoramento das ações dos agentes, políticos em relação aos administradores das concessionárias públicas (agente) e cidadãos em relação aos políticos (nesse caso, agente), sendo necessário analisar separadamente as relações principal-agente.

Primeiramente, vamos considerar a relação entre eleitores e seus representantes. As prováveis variáveis nas preferências dos políticos não são fáceis de prever, mas podemos imaginar que fatores como recompensas financeiras, nível de esforço e poder sejam fatores presentes em suas preferências. Por outro lado, o tempo de exercício disponível ao cargo público é limitado e, existem duas possibilidades para o político no futuro: se reeleger ou cair politicamente. Além disso, faz sentido afirmar que a utilidade do político no cargo é maior do que fora do cargo e que mudanças nas outras variáveis que compõem sua preferência são infinitamente menores do que estar ou não ocupando o seu cargo público. Esse argumento parece convincente o bastante para se acreditar que o objetivo político é maximizar sua aprovação eleitoral.

Dando continuidade ao raciocínio, mantendo a hipótese que políticos gostariam de manter suas concessionárias operando de maneira a atingir a eficiência econômica, ou seja, se os excedentes não estão sendo alocados em uma maneira eficiente deve existir uma alternativa para melhorar o bem estar de alguns grupos sociais sem que isso prejudique outros grupos, o que deve aumentar a aprovação eleitoral do político como um todo. No entanto, esse argumento depende do fato do o eleitor ser bem informado sobre as decisões dos políticos e seu (eleitor) benefício. Na prática, os eleitores não incorrem no custo de monitorar as ações de seus representantes que são responsáveis

por monitorar as empresas públicas dado que o seu voto, ou incentivo, exerce uma probabilidade quase zero de influenciar o sucesso ou fracasso eleitoral daquele político.

Relacionando essa teoria microeconômica com o caso das concessionárias estatais que terão suas concessões vencendo, supondo que os ganhos de eficiência dessas subsidiárias estatais são possíveis mas, na ausência de uma compensação, esses ganhos de eficiência diminuiriam o bem estar dos “funcionários de Furnas”<sup>32</sup>, por exemplo. A ação política determinando que os “administradores de Furnas” reduzam o custo do Mwh de energia gerado será observada pelos trabalhadores que sofrerem as consequências materiais, mas os benefícios de impostos mais baixos, espalhados pela população, não serão percebidos pelos cidadãos. Por outro lado, se os “trabalhadores de Furnas” fossem compensados por suas perdas, isso chamaria a atenção dos cidadãos que pagam impostos que teriam que aumentar sua (cidadãos) eficiência em suas ocupações para que os trabalhadores de Furnas continuem aproveitando os frutos de sua ineficiência anterior.

Portanto, além da teoria do agente-principal aplicado a estatais sugerir que o Governo atribui pesos diferentes aos excedentes do consumidor e do fornecedor de energia, os argumentos de informação assimétrica apresentados acima demonstram que o bem estar dos “trabalhadores de Furnas” também é um fator que afeta a preferência dos políticos eleitos. Portanto, podemos rerepresentar a função objetivo do Governo:

$$G = C + aF - \beta x - \lambda T$$

onde “x” representa uma medida esforço incorrido pelos “trabalhadores de Furnas” para redução do custo operacional e seu sinal negativo captura o resultado eleitoral de afrouxar a pressão sob o nível de esforço dos “funcionários de Furnas”. Quanto menos metas os políticos imporem aos “funcionários de Furnas” maior a chance de serem reeleitos. Pode parecer que o número de votos em jogo aqui seja baixo demais para construirmos esse argumento mas pensando na margem esse raciocínio é perfeitamente válido.

---

<sup>32</sup> Como mencionado anteriormente, o termo “funcionários de Furnas” está sendo empregado para representar todos os funcionários públicos das concessionárias estatais.



## 7.1 Um modelo em defesa da relicitação

O objetivo dessa seção é examinar o possível *tradeoff* entre eficiência interna operacional das concessionárias e de alocação de excedentes através de um modelo no contexto da prorrogação ou relicitação das concessões das estatais. O modelo matemático apresentado abaixo é uma extensão simplificada do modelo de Vickers e Yarrow que, por sua vez, é inspirado por um *paper* de 1986 de Bos e Peters. Faremos uma suposição que o operador das concessões de usinas já depreciadas ocupa uma posição de monopólio, pois não existem outras usinas já amortizadas e com um custo de operação tão baixo.

Primeiramente, vamos considerar a situação de um concessionário privado agindo como um monopolista que, em função dos problemas do agente-principal, possui incentivos imperfeitos para melhorar a eficiência operacional de uma usina através de cortes de custo. Em outras palavras, os administradores da concessionária se beneficiam parcialmente do ganho de eficiência proveniente do corte de custos. Sendo “ $q$ ” a energia gerada expressa em Mwh, “ $x$ ” o gasto empregado em se obter corte de custos, “ $F$ ” o excedente da firma, “ $p$ ” o preço de venda do Mwh de energia produzido, “ $c(x)$ ” o custo do Mwh de energia produzido e “ $a$ ” uma medida do custo de esforço do administrador privado relativo ao seu (administrador privado) benefício proveniente do aumento do lucro. Quanto maior o “ $x$ ” (gasto empregado em se obter corte de custos), menor é o custo unitário do Mwh “ $c(x)$ ”. Portanto, na função objetivo do administrador privado, o fator “ $x$ ” simultaneamente abaixa o custo por unidade de Mwh produzido, o que o administrador privado gosta, e possui um termo negativo associado ao esforço feito pelo administrador privado para a obtenção de corte de custos. O administrador privado maximiza:

$$A(q, x) = F(q, x) - (a - 1)x, \text{ distribuindo o termo } x$$

$$A(q, x) = F(q, x) - ax + x, \text{ reorganizando}$$

$$A(q, x) = F(q, x) + x - ax, \text{ considerando } F(q, x) + x = (p - c(x))q$$

$$A(q, x) = (p - c(x))q - ax \quad (1)$$

Se  $a = 1$ , o administrador privado teria o incentivo certo para seu esforço e seria um maximizador de lucros, mas em geral podemos assumir incentivos imperfeitos de forma que o custo de esforço do administrador privado é maior do que o seu benefício proveniente do aumento do lucro ( $a > 1$ ). A função (1) acima representa os objetivos do administrador privado caso haja um leilão de relicitação das concessões que vencem em 2015 e que o lance vencedor seja de um operador privado.

Caso haja a prorrogação das concessões e a manutenção do concessionário público, sendo “ $S$ ” o excedente do consumidor, o administrador público maximiza:

$$B(q, x) = S(q, x) + F(q, x) - (b - 1)x, \text{ distribuindo o termo } x$$

$$B(q, x) = S(q, x) + F(q, x) - bx + x, \text{ reorganizando}$$

$$B(q, x) = S(q, x) + F(q, x) + x - bx, \text{ considerando } S(q, x) + F(q, x) + x = V(q) - cq$$

$$B(q, x) = V(q) - cq - bx \quad (2)$$

Onde  $V(q)$  é a soma a do excedente do consumidor  $S(q, x)$ , do excedente da firma  $F(q, x)$  e do gasto empregado em se obter corte de custos “ $x$ ”. No caso acima, consideramos o peso dado ao excedente do consumidor e da firma concessionária igual na função objetivo dos políticos. O parâmetro “ $b$ ” da equação (2) acima mede o custo de esforço do administrador público relativo ao seu benefício diante de um aumento de bem estar social (= excedente do consumidor  $S$  + excedente da concessionária  $F$ ). Todas as outras imperfeições no monitoramento da estrutura pública, incluindo o peso dado ao benefício dos “trabalhadores de Furnas” na função objetivo dos políticos, estão refletidos no fato do custo de esforço do administrador público ser maior do que o seu benefício diante de um aumento de bem estar social ( $b > 1$ ). Caso o monitoramento do concessionário público seja tão efetivo quanto o monitoramento do concessionário privado, teríamos “ $a = b$ ”, mas caso os incentivos de monitoramento do setor privado, como acreditamos que seja, for mais efetivo, teremos “ $a < b$ ”.

O ponto relevante aqui é que diante de uma relicitação das concessões que vencem em 2015, haveria uma mudança do objetivo do principal de maximizador de bem estar social para maximizador de lucros, portanto, invertendo o monitoramento e o incentivo (de  $b$  para  $a$ ) da função objetivo do administrador. Portanto, administradores

públicos escolhem gerar a quantidade de energia socialmente ótima para um dado nível de custo enquanto administradores privados objetivam o lucro de monopólio<sup>33</sup>. Para ilustrar como os termos “*a*” (custo de esforço do administrador privado relativo ao seu benefício proveniente do aumento do lucro) e “*b*” (o custo de esforço do administrador público relativo ao seu benefício diante de um aumento de bem estar social) interferem no resultado de se ter uma prorrogação ou relicitação das concessões, vamos supor que o monitoramento do concessionário público seja pelo menos tão eficaz quanto aos mecanismos de monitoramento de um concessionário privado (*a* maior ou igual a *b*). Nessa ilustração, vamos denotar os resultados obtidos por um concessionário privado por “*p*” e os resultados obtidos por um concessionário público por “*g*”. Quando o monitoramento de um concessionário público é, pelo menos, tão eficaz quanto no caso do concessionário privado (e estamos fazendo uma afirmativa extrema aqui), obtemos os seguintes resultados:

$$\begin{aligned}
 q^g &> q^p \\
 p^g &< p^p \\
 x^g &> x^p \\
 c^g &< c^p \\
 W^g &> W^p.
 \end{aligned}$$

Isso significa que manter as concessões sob domínio público, ou seja, prorrogar as concessões que vencem em 2015, seria melhor tanto do ponto de vista da eficiência operacional das usinas quanto do ponto de vista da alocação. A proposição matemática acima pode ser explicada de maneira intuitiva: concessionários públicos ofertariam mais energia proveniente de suas usinas e estariam dispostos a vender essa energia a um preço mais baixo por Mwh do que concessionários privados com o mesmo nível de custo, uma vez que concessionários públicos praticam o preço igual ao custo marginal e não receita marginal igual a custo marginal. Uma vez que eles ofertam mais energia, também possuem incentivos de reduzir custos, pois essa economia incide sobre um volume maior de energia gerada. Portanto, administradores públicos, diante de uma hipotética prorrogação, produzem mais e fazem mais esforço de redução de custo o que

---

<sup>33</sup> Como dito anteriormente, estamos considerando que o operador das usinas deprecidas está dispondo de uma situação de monopólio caso essas usinas sejam relicitadas e passem a ser operadas por um concessionário privado.

leva a um bem estar social mais elevado do que se teria em uma situação de relicitação em que o concessionário privado operasse as usinas. Portanto, uma condição necessária para que a relicitação (novo domínio privado) seja superior a prorrogação (manutenção do domínio público) é que “ $a$ ” é deve ser menor que “ $b$ ”, ou seja, os mecanismos de incentivos sob a esfera privada devem ser bem melhores do que sob a esfera pública.

Seguindo adiante na formulação de Vickers e Yarrow para defender a superioridade da ocorrência de um leilão de relicitação para o impasse das concessões, sendo “ $\epsilon$ ” a elasticidade da demanda inversa e “ $\alpha$ ” a elasticidade do custo do Mwh de energia elétrica em relação aos gastos relevantes, podemos adotar formas isoelásticas a  $p(q)$  e  $c(x)$ :

$$p = \sigma q^{-\epsilon} \quad \sigma, \epsilon > 0; \quad (3)$$

$$c = \beta x^{-\alpha} \quad \beta, \alpha > 0. \quad (4)$$

Dada as condições de demanda, pode-se obter a integral da demanda inversa  $V(q)$  no intervalo  $[0, q]$ :

$$V(q) = \sigma q^{1-\epsilon} / (1-\epsilon)$$

$V(q)$  é igual a receita da firma ( $pq$ ), ou seja ( $\sigma q^{-\epsilon} q = \sigma q^{1-\epsilon}$ ), multiplicada por  $1/(1-\epsilon)$ . Nesse caso, deve se ter  $\epsilon < 1$  para que essa função seja bem definida.

Resolvendo o problema de maximização para o caso em que ocorra um leilão com as características apontadas no capítulo 6, ou seja, as concessões sejam relicitadas e fiquem sob domínio privado (e usando “ $q^p$ ” como denotação de privado acompanhado as variáveis “ $q$ ” e “ $x$ ”) obtemos as seguintes condições de primeira ordem:

*Apartir da equação (1):  $A(q^p, x^p) = (p^p - c(x^p)) q^p - ax^p$*   
*substituindo (3) e (4) em (1) obtemos  $A(q^p, x^p) = (\sigma q^{p-\epsilon} - \beta x^{p-\alpha}) q^p - ax^p$*   
*distribuindo o termo em “ $q$ ”, obtemos  $A(q^p, x^p) = \sigma q^p I^{-\epsilon} - q^p \beta x^{p-\alpha} - ax^p$*

$$d A(q^p, x^p) / dq^p = \sigma(1-\epsilon) q^{p-\epsilon} - \beta x^{p-\alpha}$$

*condição de primeira ordem 1:  $\sigma(1-\epsilon) q^{p-\epsilon} - \beta x^{p-\alpha} = 0$*  (5)

$$d A(q^p, x^p) / dx^p = \alpha \beta x^{p-1-\alpha} - a$$

$$\text{condição de primeira ordem 2: } \alpha \beta x^{p-1-\alpha} - a = 0 \quad (6)$$

Podemos resolver o mesmo problema para o caso em que não ocorra a relicitação das concessões, ou seja, o caso em que as concessões são prorrogadas e mantidas sob a companhia estatal. Nesse caso, o termo quantidade na primeira equação é  $\sigma q^{-\varepsilon}$  e “b” substitui “a” na segunda equação; caso contrário as expressões seriam equivalentes no caso da relicitação e da prorrogação. Para que a condição de segunda ordem<sup>34</sup> seja satisfeita em ambos os casos, temos que ter  $\varepsilon > \alpha / (1 + \alpha)$ . Resolvendo para ambos os casos e comparando o equilíbrio, conclui-se que “ $q^p$ ” é diferente de “ $q^g$ ” uma vez que  $(1 - \varepsilon)^{(1 + \alpha)/\alpha}$  é diferente de  $\alpha/b$ . Dessa forma, Vickers e Yarrow demonstram que a quantidade de energia ofertada e, portanto, preços sob o regime concessionário privado e público dependem da elasticidade da demanda e da sensibilidade do esforço de conter custos, assim como do monitoramento incorrido. Conforme a demanda fique mais elástica, ou seja, o termo “ $\varepsilon$ ” diminua, o poder de monopólio do concessionário privado é reduzido, a quantidade de energia ofertada aumenta e o preço diminui. Esse mecanismo cria um incentivo à redução de custos de maneira que o preço da energia pode vir a ser mais baixo quando operada por um concessionário privado.

Comparando a redução de custos, outro resultado do modelo é que “ $x^p$ ” é diferente de “ $x^g$ ” uma vez que  $(1 - \varepsilon)^{1/\varepsilon}$  é diferente de  $\alpha/b$ . Para qualquer “ $\alpha$ ” e “ $b$ ”, se a elasticidade é suficientemente baixa ( $\varepsilon$  perto de 1), então “ $x^g > x^p$ ” e os custos são mais baixos diante no caso de um concessionário público. Por outro lado, quando a elasticidade “ $\varepsilon$ ” converge para zero<sup>35</sup>, “ $\alpha$ ” deve ser bem menor do que “ $b$ ” e “ $x^p > x^g$ ”, significando que o corte de custo é muito maior no caso de um concessionário privado, ou seja, faz sentido relicitar as concessões que terminam em 2015.

Por fim, as condições apresentadas acima (“ $x^p$ ” ser diferente de “ $x^g$ ” e “ $q^p$ ” ser diferente de “ $q^g$ ”) combinadas ao fato de que “ $\alpha < b$ ” (essa afirmativa vem do fato de consideramos o consumo de energia elétrica inelástico) e que “ $\varepsilon > \alpha / (1 + \alpha)$ ” (essa condição, como dito anteriormente, vem da condição de segunda ordem dos problemas de maximização resolvidos) implicam que tanto a quantidade de energia gerada quanto o corte de custos é maior no caso de um concessionário privado ( $q^p >$  ou igual a  $q^g$  que

<sup>34</sup> Concavidade das preferências.

<sup>35</sup> No caso de energia elétrica faz sentido pensar que a elasticidade seja baixa.

implica em  $x^p > x^s$ ). Intuitivamente, se o concessionário privado consegue gerar mais energia do que o concessionário público, então ele alcança reduções de custo maiores uma vez que os incentivos privados são mais fortes.

No modelo acima, não foi considerada qualquer forma de regulação sobre o concessionário das usinas depreciadas. Apenas formalizamos o debate entre prorrogar ou relícitar as concessões sob a ótica da eficiência econômica considerando que relícitar seria equivalente a privatizar essas usinas. Os ganhos de eficiência e aumento do bem estar social advindos da organização de um leilão competitivo para a relicitação das concessões são visíveis. O maior corte de custos combinado ao aumento da quantidade de energia ofertada demonstra o poder dos argumentos microeconômicos em favor da relicitação e em detrimento da prorrogação das concessões que vencem em 2015.

## 8 Conclusão

Esse trabalho apresentou a existência de um evento do setor elétrico que terá repercussões em outras esferas da economia de acordo com o seu desfecho. Como pano de fundo para a discussão do destino das concessões, foi introduzido um pouco da história e da regulação do setor. Além disso, o trabalho buscou os fundamentos legais das concessões e as propostas dos agentes atuantes no setor para resolver o impasse levando em consideração a desconstrução de energia velha que ocorrerá em 2012.

No entanto, a melhor maneira possível de se resolver um problema depende da ótica abordada e dos incentivos oferecidos aos diferentes agentes que enxergam o impasse sob diferentes ângulos. Enquanto os consumidores querem ter acesso à energia barata, o Governo quer obter aprovação eleitoral e os “funcionários de Furnas” querem continuar sendo “funcionários de Furnas”. Os problemas inerentes a relicitação das concessões são inevitáveis: será que o setor privado não investirá mais em novos empreendimentos, uma vez que pode obter contratos de usinas existentes com menor risco? Quem assumirá o peso previdenciário dos “funcionários de Furnas”?

Parece razoável assumir que investimentos privados terão apetites para risco, desde que haja retorno. Quanto a repassar o ônus previdenciário dos “trabalhadores de Furnas” para os pagadores de impostos parece ser um tema para outra monografia. No entanto, como apresentado pela teoria do agente-principal, manter os “trabalhadores de Furnas” na folha de pagamento do estado não deixa de ser um imposto por si só. Portanto, prorrogar as concessões que vencem em 2015 significa diminuir o bolo e dividi-lo mal, uma vez que o excedente é desviado em favor dos “trabalhadores de Furnas”.

A melhor maneira de promover a relicitação sob a ótica econômica é a promoção de um leilão competitivo e não a negociação bilateral entre o candidato a concessionário e o poder concedente. Os lances a cada rodada do leilão incorporam as decisões dos candidatos a concessionários de como operar a usina de forma endógena dado um nível de preço. Dessa forma, o leilão competitivo evidencia da melhor forma os custos reais de operação uma vez que os candidatos a concessionários não param de dar lances até que o preço da energia vendida corresponda ao preço mínimo para a viabilidade do empreendimento.

Apesar do modelo de Vickers e Yarrow apresentado nessa monografia não levar em conta a regulação advinda da relicitação, o simples fato de relicitar, portanto privatizar indiretamente as usinas amortizadas, é economicamente melhor do que manter essas usinas sob o domínio público. O fim das concessões é uma grande oportunidade involuntária de se obter ganhos de eficiência, caso haja uma relicitação.

No entanto, dado que essas usinas já foram amortizadas, o preço praticado por um concessionário privado deve ser menor do que os preços praticados por um concessionário público. Além disso, os ganhos de eficiência provenientes de uma operação onde os incentivos sejam bem definidos e não exista o problema do monitoramento apresentado na teoria do agente-principal induz uma tarifa de energia elétrica mais baixa do que a *pseudo* “subsidiada” ao consumidor pelo estado. Como foi demonstrado, o “subsídio” proveniente de uma operação estatal gera excedente somente para os “trabalhadores de Furnas” e, para os empreendedores de plantas novas que vendem sua energia a preços elevados por meio de leilões exclusivos de energia “nova”.

Finalmente, faz mais sentido deixar que forças mercadológicas guiem preços e ações dos agentes do que permitir que braços políticos interfiram em variáveis que afetem uma função objetiva onde a variável mais importante é a pura e descarada ascensão política.



## 9 Referências Bibliográficas

ABDALA, M. **Governance of competitive transmission investment in weak institutional systems.** *Energy Economics*, Elsevier, Washington, v. 30, p. 1306 - 1320, January 2008.

ACKERMANN, T. **Distributed resources and re-regulated electricity markets.** *Electricity Power Systems Research*, Elsevier, Stockholm, v. 77, p. 1148 - 1159, September 2006.

AMORIN, F. **Mais prazo para as concessões de energia.** *Jornal Valor Econômico*, Rio de Janeiro, 22 jan. 2009. Disponível em <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogs/gesel-ufrj/index.php/?/archives/217-Artigo-de-Fabio-Amorim-Concessoes-de-energia-e-seguranca-juridica.html>>. Acesso em: 8 mai. 2009.

ARAUJO, A. **Prorrogação do prazo das concessões.** In XIV SEPEF, Rio de Janeiro, novembro de 2008.

ARAUJO, J. **Regulação e concorrência em setores de infraestrutura.** In: XVII FÓRUM NACIONAL DO INAE – INSTITUTO NACIONAL DE ALTOS ESTUDOS, Rio de Janeiro, maio de 2005.

AROCENA, P; CONTÍN, I; HUERTA, E. **Price regulation in the Spanish energy sectors: who benefits?** *Energy Policy*, Elsevier, Canterbury, v. 30, p. 885 - 895, 2002.

ANDREW, D.; DOCHIA, S. **The growing and evolving business of private participation in airports: New trends, new actors emerging.** *Grid Lines*, note n°15, September 2006.

BAPTISTA, R.O. *Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico: verdades, meias-verdades e pontos para reflexão.* UNB, Brasília, janeiro de 2009.

BELL, M. **Regulation in developing countries is different: avoiding negotiation, renegotiation and frustration.** *Energy Policy*, Elsevier, London, v. 31, p. 299 - 305, 2003.

BONELLI, C.; SERAPHIM P.G. **Renovação de concessões no setor elétrico**. São Paulo: TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, maio de 2009.

BOS, D; ROSE, M; SEIDL, C. **Welfare and efficiency in public economics. Privatization of Public Enterprises**. Berlim: Springer-Verlag, 1988. C.3, p. 339-362.

BRAGA, L. **Leilões de energia nova**. In: Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica. Cap 4, p. 44 - 49.

BRASIL. **Decreto n°5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Diário Oficial da República do Brasil, Brasília, DF, 2 de agosto de 2004. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>>. Acesso em 2 de abril de 2009.

BRASIL. **Lei n°9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. Diário Oficial da República do Brasil, Brasília, DF, 8 de julho de 1995. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19959074.pdf>>. Acesso em 2 de abril de 2009.

BRASIL. **Lei n°10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no Brasil. Diário Oficial da República do Brasil, Brasília, DF, 16 de março de 2004. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf>>. Acesso em 2 de abril de 2009.

CUBBIN, J; STERN, J. **Regulatory effectiveness: the impact of good regulatory governance on electricity industry capacity and efficiency in developing countries**. *Regulation Initiative Working Paper*, n. 57, 2004.

CUNHA, F. **Energia assegurada alta, mas retorno moderado**. São Paulo: VOTORANTIN, Abril de 2009.

GATTASS, G. **2009 Outlook: When concession (re)calls**. Rio de Janeiro: UBS PACTUAL, February 2009.

GIRARDI, C. **Prorrogação das concessões**. In XIV SINPÓSIO JURÍDICO ABCE, Brasília, setembro de 2008.

GOULART, J. **Fim das concessões divide distribuidoras.** Valor Econômico. Rio de Janeiro, 8. Jun. 2009. Caderno B, p.9.

\_\_\_\_\_. **Indefinição das concessões afeta mercado livre.** Valor Econômico. Rio de Janeiro, 12. Jun. 2009. Caderno B, p.7.

\_\_\_\_\_. **Na Aneel, uso político é um temor recente do setor.** Valor Econômico. Rio de Janeiro, 5. Jun. 2009. Caderno A, p.4.

GUASH, J; LAFFONT, J; STRAUB, S. *Concessions of Infrastructure in Latin America: Government-led Renegotiation.* Edinburgh, University of Edinburgh, April, 2005.

GUSMÃO, M. **Energia como fator competitivo para os grandes consumidores e consumidores livres.** In: WORKSHOP ABRACE: O SETOR ELÉTRICO E O GRANDE CONSUMIDOR, 2007, São Paulo.

JANNUZZI, G. M. **Power sector reforms in Brazil and its impacts on energy efficiency and research and development activities.** *Energy Policy*, Elsevier, Campinas, v. 33, p.1753-1762, 2005.

JOSKOW, P. L. **Competitive electricity markets and investment in new generating capacity.** *AEI- Brookings Joint Center Working Paper*, n. 06-14, May 2006.

JOSKOW, P. L. **Electricity sector restructuring and competition: lessons learned.** *Cuadernos de Economía: Latin American journal of economics*, v. 40, n. 121, p. 548-559, December 2003.

JOSKOW, P.; TIROLE, J. **Retail Electricity Competition.** *Social Science Research Network Paper Collection Working Paper*, n. 04-18, April 2004.

KAWALL, C. **Privatização do setor elétrico no Brasil.** *Aprivatização no Brasil: O caso de utilidade pública.* BNDES, Rio de Janeiro, fevereiro de 2002, Cap 6, p.179 – 220.

KESSIDES, I. **Reforming Infrastructure: Privatization, Regulation and Competition.** *A co publication of the World Bank and Oxford University Press.* Oxford University Press, 2004. Cap 3, p 131- 182.

KLEIN, M. **Infrastructure Concessions – To auction or not to auction?** *Public policy for the private sector*, note n° 159, November 1998.

LANDAU, E. **Renovação das concessões.** In XIII SIMPÓSIO JURÍDICO ABCE, Brasília, agosto 2007.

LUSTOSA, I. **Prorrogação de concessões - geração e distribuição de energia elétrica.** In XIV SIMPÓSIO JURÍDICO ABCE, Brasília, setembro de 2008.

MIRANDA, J.M. **Concessões de geração e de transmissão - questão ambiental.** 4° CONGRESSO E EXPOSIÇÃO INTERNACIONAL SOBRE PLANEJAMENTO E GESTÃO AMBIENTAL EM CENTROS URBANOS. Florianópolis, dezembro de 2002.

NAVARETE, F. **Latin American Electricity Models - 5<sup>th</sup> Edition.** São Paulo: BERN STERNS, January 2008.

\_\_\_\_\_. **Concession renewal: government signals 1Q09 for final solution.** . São Paulo: GOLDMAN SACHS, December 2008.

NEGRI, J.C. **A questão das concessões.** In XIV SEPEF - SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO, São Paulo, novembro de 2008.

NEIVA, F.A. **Renovação de concessões de geração e oportunidades de maximização de energia assegurada.** XIV ENCONTRO ANUAL CEMIG - APIMEC. Uberlândia, maio de 2009.

**Plano Decenal de Energia 2006-2015.** Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 12 abr. 2009.

PRADO, M. **Public and private; reinitiating coverage of tractebel with a buy and cesp with a hold.** São Paulo: SANTANDER, April 2008.

**Relatório ANEEL 10 anos** / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília : ANEEL, 2008. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Aneel\\_10\\_Anos.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Aneel_10_Anos.pdf)>. Acesso em 12 abr. 2009.

RITTNER, D. **Concessão de 18 usinas vence em 2015**. Valor Econômico. Rio de Janeiro, 20. março de 2008. Disponível em <<http://www.acendebrasil.com.br>>. Acesso em 12 abr. 2009.

\_\_\_\_\_. **Prorrogar contratos é a melhor opção, avalia relatório do ministério**. Valor Econômico. Rio de Janeiro, 16. Jun. 2009. Caderno A, p.12.

\_\_\_\_\_. **Governo planeja antecipar leilão de energia “velha”**. Valor Econômico. Rio de Janeiro, 3. Jun. 2009. Caderno A, p.8.

SANTANA, E. **Economia dos custos de transação, direito de propriedade e a conduta das empresas no setor elétrico brasileiro**. In: XXXIV ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA – ANPEC, Salvador, dezembro de 2006.

VEIGA, M. et al. **Precificação e seleção de novos empreendimentos de geração no setor elétrico brasileiro: um enfoque risco retorno**. In: XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro, outubro de 2007.

\_\_\_\_\_. **Estudo de viabilidade MPX Energia**. Rio de Janeiro: PSR CONSULTORIA, 2007. Disponível em <<http://ri.mpx.com.br/>>. Acesso em 12 abr. 2009.

VIANNA, L. **Recontratação da energia existente - solução complexa, abrangente e no curto prazo**. Entrevista concedida a Agência Canal Energia, de 2009. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/>>. Acesso em 12 abr. 2009.

VICKERS, J; YARROW, G. **Ownership and Incentives. Privatization: An economic analysis**. *MIT Press series on the regulation of economic activity*. Cambridge: The MIT Press, 1988. Cap 2, p 7 - 44.

WALTENBERG, D.A. **As múltiplas dimensões da questão: desafios e oportunidades: aspectos jurídicos**. WORKSHOP CNI SOBRE O FIM DAS ATUAIS CONCESSÕES NO SETOR ELÉTRICO, Brasília, maio de 2009.

YANG, L. **Eletrobras: Meeting Highlights with CFO in New York**. New York: J.P. MORGAN, April 2009.

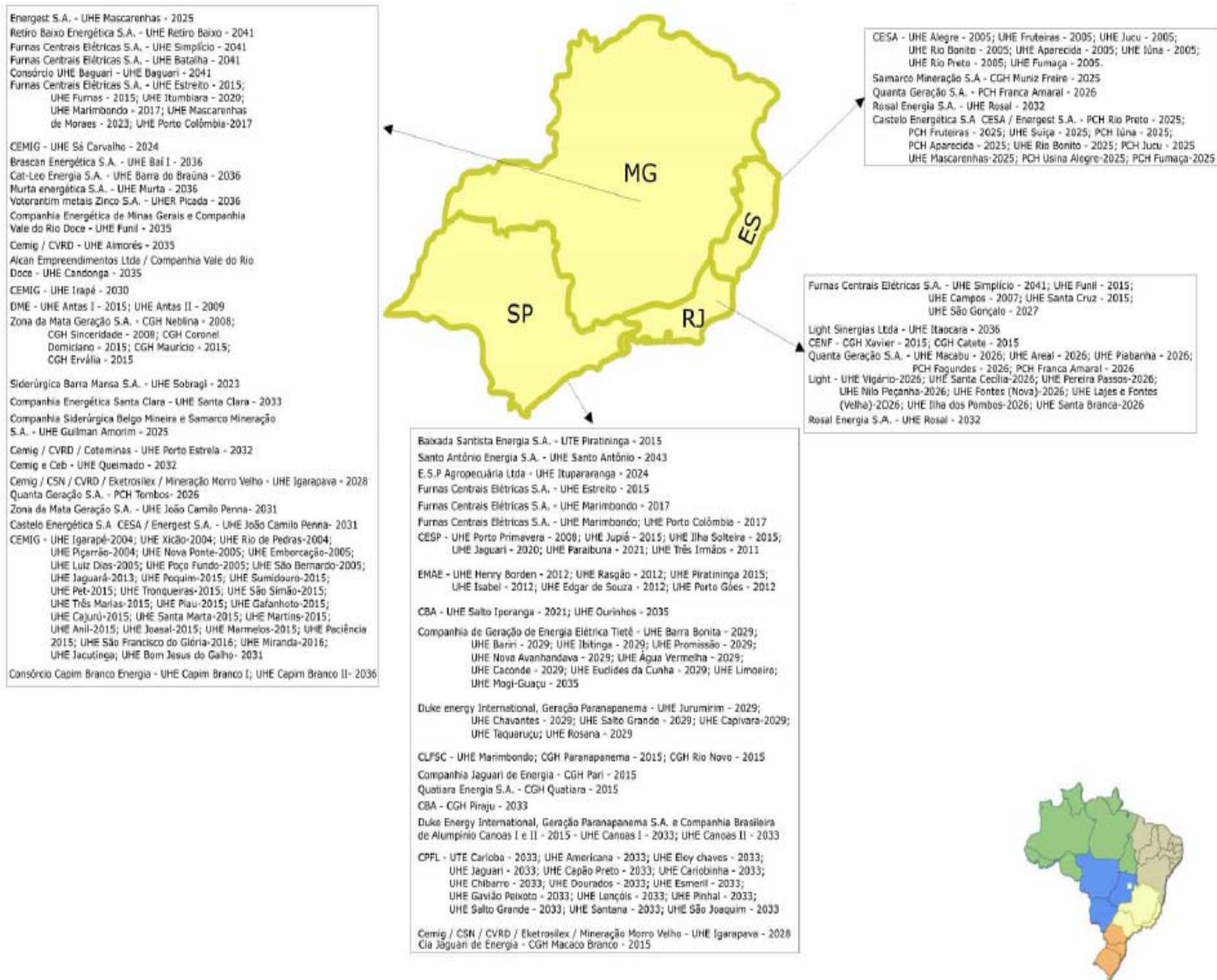
\_\_\_\_\_. Latam utilities: **What happens if CESP's Privatization Fails?** New York: J.P. MORGAN, March 2008.

\_\_\_\_\_. **Key Call: Regulatory Risk Shifts from Discos to Gencos on Concession Renewal Risk.** New York: J.P. MORGAN, March 2008.

\_\_\_\_\_. **Latam utilities: Meeting with Brazil's Deputy Minister of Mines and Energy on Concession Renewal Risk.** New York: J.P. MORGAN, March 2008.

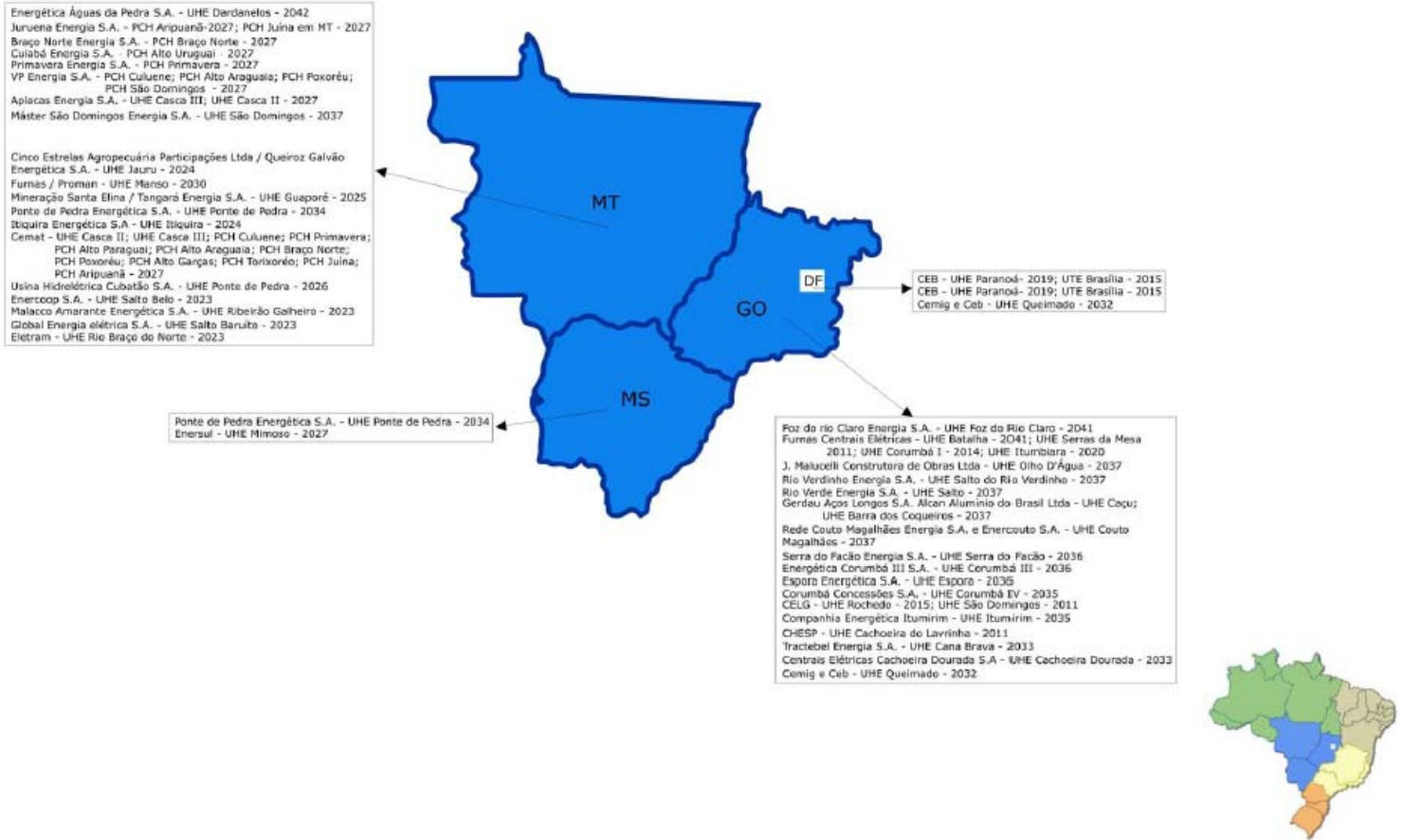
\_\_\_\_\_. **Key Call: Simplifying ELETROBRAS with Eyes on its 2009-12 Strategic Action Plan.** New York: J.P. MORGAN, April 2009.

## ANEXO A - Vencimento de Concessões de Geração no Sudeste

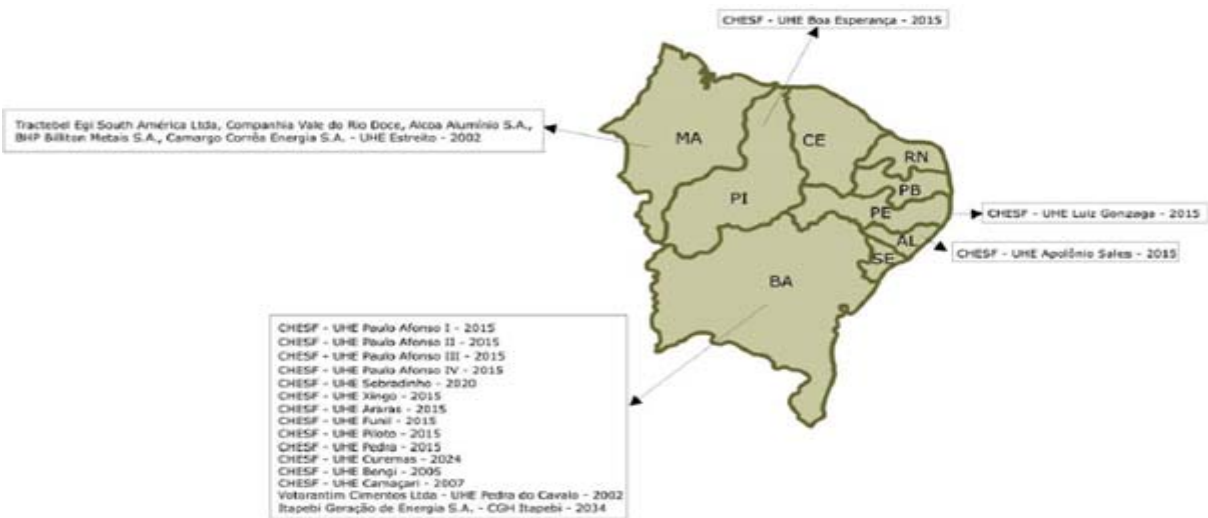


Fonte: Escritório de Advocacia Tozzini Freire

## ANEXO B - Vencimento de Concessões de Geração no Centro-Oeste

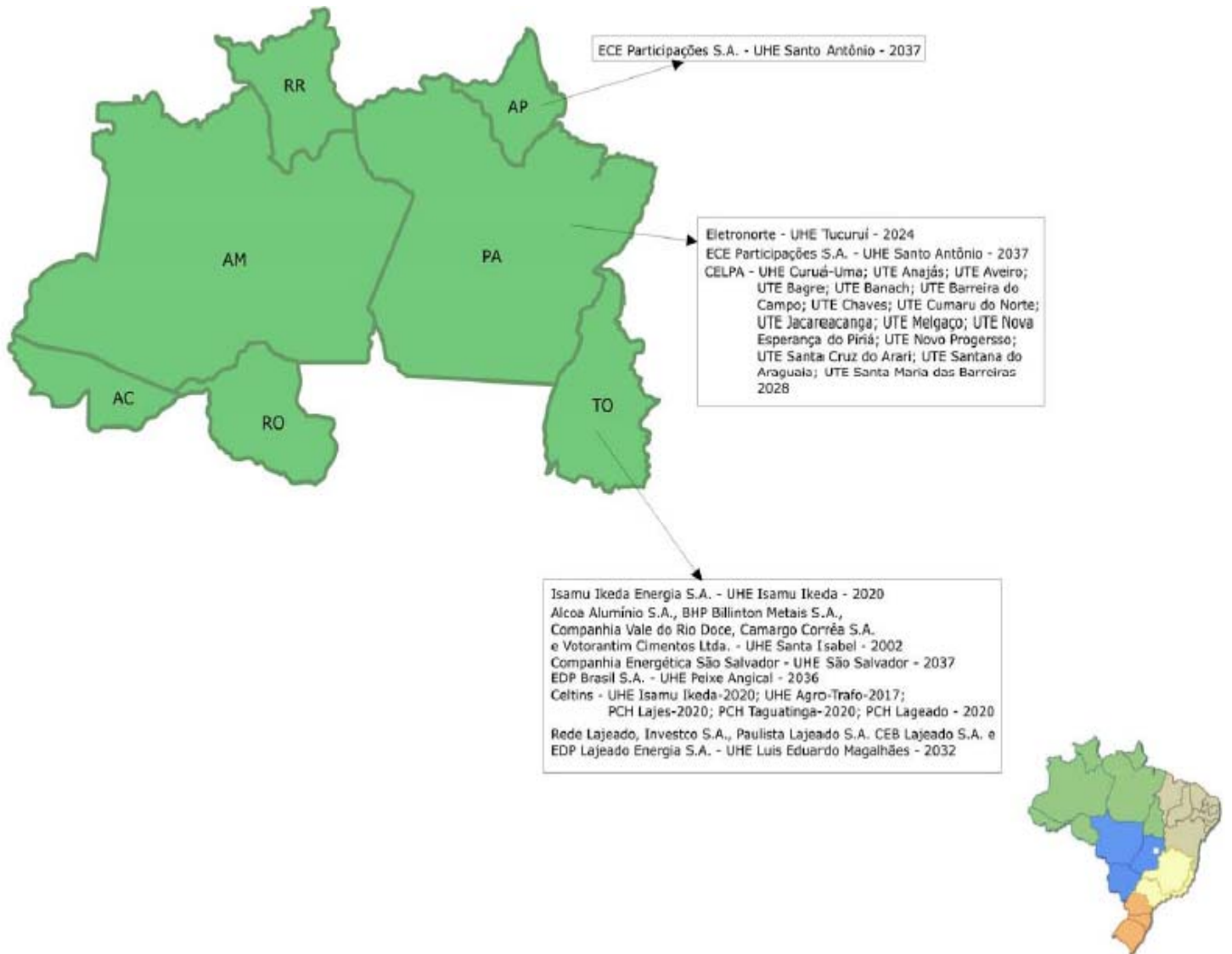


## ANEXO C - Vencimento de Concessões de Geração no Nordeste



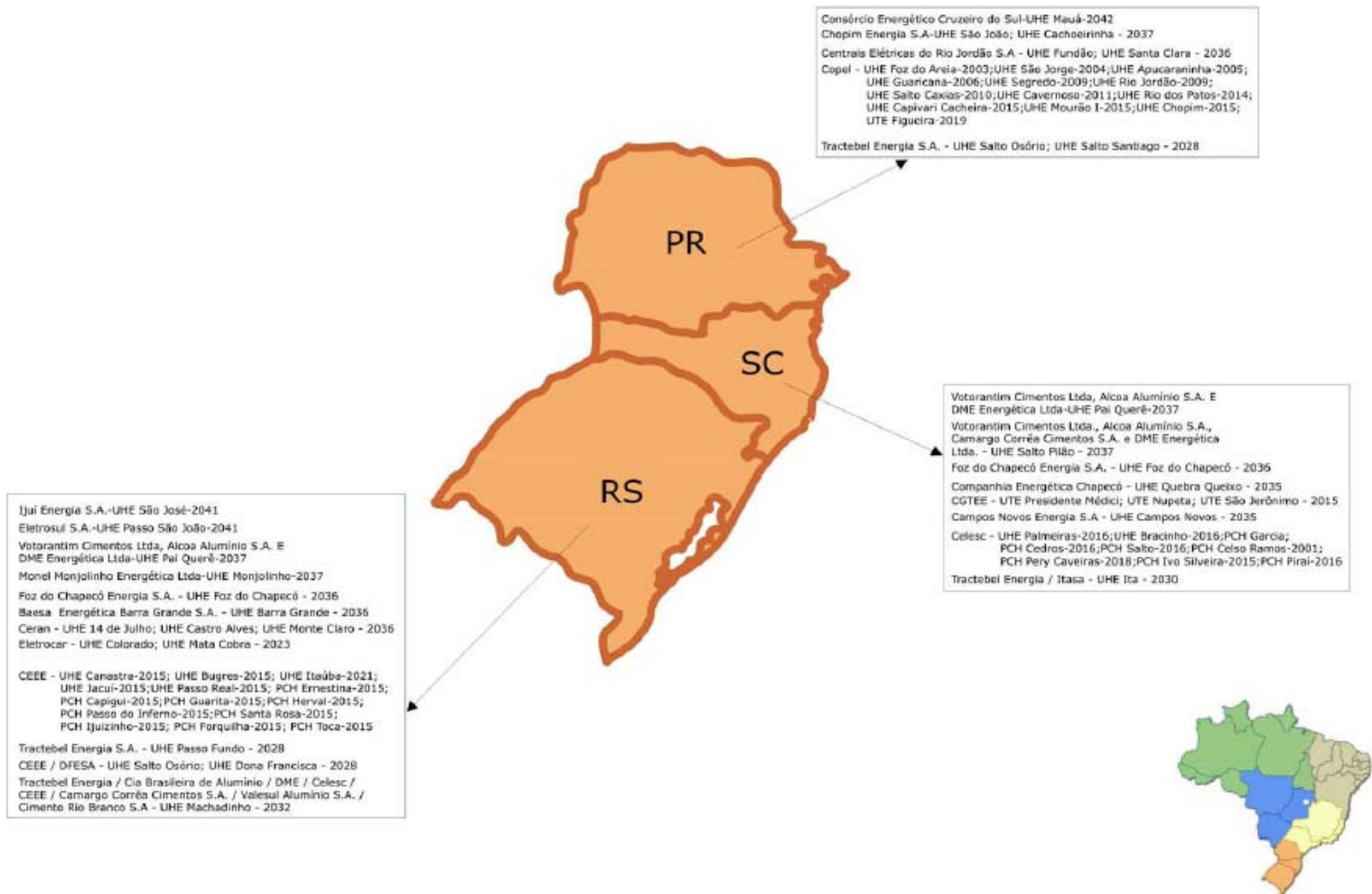


## ANEXO D - Vencimento de Concessões de Geração no Norte



Fonte: Escritório de Advocacia Tozzini Freire

## ANEXO E - Vencimento de Concessões de Geração no Sul



Fonte: Escritório de Advocacia Tozzini Freire