



Universidade de Brasília
Departamento de Economia
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da
Informação e Documentação (FACE)
Mestrado Profissional em Economia do Setor Público

Definição de mercado relevante no setor elétrico e
articulação entre a Agência Nacional de Energia
Elétrica (Aneel) e os órgãos do Sistema Brasileiro de
Defesa da Concorrência

Patrícia Trindade Dotal

Brasília

2012

Patrícia Trindade Dotal

Definição de mercado relevante no setor elétrico e
articulação entre a Agência Nacional de Energia
Elétrica (Aneel) e os órgãos do Sistema Brasileiro de
Defesa da Concorrência

Dissertação apresentada ao Departamento de
Economia da Universidade de Brasília, como parte
dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em
Economia do Setor Público

Orientador: Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos

Brasília,

2012

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas que colaboraram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho. Para algumas delas, realço meus agradecimentos:

Ao professor César Costa Alves de Mattos, pela dedicação na orientação deste trabalho e pelo compromisso com as atividades acadêmicas.

Ao colega de trabalho e grande amigo Ricardo Takemitsu Simabuku, pelas valiosas contribuições e paciência em esclarecer minhas dúvidas no decorrer do trabalho.

Ao meu chefe Frederico Rodrigues pelo apoio, paciência e compreensão durante o decorrer do curso.

A todos os professores responsáveis pela minha educação profissional e pessoal.

Em especial, aos professores José Guilherme de Lara Resende e Vander Lucas.

Aos amigos e colegas do MESP, pelo convívio harmonioso e agradável, pela amizade e companheirismo.

Aos colegas da Aneel pelo apoio e incentivo em todos os momentos da dissertação.

Aos meus pais, José Carlos Dontal e Oraci Trindade Dontal, por tudo, formação, estímulo, amor e apoio incondicional em todos os momentos da minha vida.

A Deus, a quem por vezes pedi ajuda, e sempre tive a certeza de ser atendida.

Definição de mercado relevante no setor elétrico e articulação entre a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e os órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência.

Autora: Patrícia Trindade Dontal

Orientador: César Costa Alves de Mattos

RESUMO

O objetivo do trabalho foi constatar se existe congruência entre a ótica dos órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) e a visão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Para tal, foram verificados os procedimentos de análise dos atos de concentração no âmbito do setor elétrico, com foco no segmento de geração de energia elétrica. Utilizou-se a definição de mercados relevantes do antitruste, enfatizando a dimensão geográfica e a de produto; conjuntamente com uma análise da legislação de defesa da concorrência tanto na perspectiva da agência de concorrência (CADE) quanto do setor elétrico; e uma análise histórica do setor elétrico. A partir dos dados obtidos, conclui-se que: as decisões do CADE sobre a definição de mercado relevante tanto na dimensão do produto quanto na dimensão geográfica são contraditórias ao longo do tempo e algumas vezes equivocada; Dada a dissociação das transações físicas e financeiras no atual modelo do setor elétrico, indicamos que não se deve segmentar nem o mercado de produtos por fontes de energia e nem o mercado geográfico por distintas regiões do território nacional.

Palavras-Chave: mercado relevante, defesa da concorrência, setor elétrico, regulação setorial, Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC)

Definition of relevant market in the electric sector and institutional articulation by the regulatory agency (Aneel) and the organs of the competition's defense in Brazil (SEAE, SDE and CADE).

Author: Patrícia Trindade Dotal

Advisor: César Costa Alves de Mattos

ABSTRACT

The research aimed to determine whether there is harmony between the perspective of the agencies of the Brazilian Competition Policy System (BCPS), and the view of the National Agency of Electricity (Aneel). To this end, we observed the procedures of analysis of a few merger cases in the electricity sector, focusing on power generation. The theory of relevant markets was used with an emphasis in the geographical dimension and product scope as well; Jointly with an analysis of antitrust law in general and the specific laws used by Aneel, besides presenting an analysis of the history of the electric sector. The data obtained shows that CADE (Administrative Council of Economic Defense) decisions about the definition of relevant market in the product dimension and the geographical dimension are contradictory and sometimes misleading; Given the dissociation of physical and financial transactions in the current model of the electricity sector, we pointed out that the market of products should not be segmented in energy sources and neither the geographic market through different regions of the country.

Keywords: relevant market, antitrust policies, regulatory agency, Brazilian electric power sector.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Sistema de transmissão brasileiro - Horizonte de expansão 2012	13
Figura 2. Os submercados que compõem o SIN.....	15
Figura 3 Arranjo comercial no ACR e no ACL.....	21
Figura 4 Dois submercados sem restrição de transmissão	34
Figura 5 Atos de concentração: procedimento	49

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 Empreendimentos de geração em operação em 30/04/2012	13
Tabela 2 Principais mudanças do Setor Elétrico Brasileiro	22
Tabela 3 Capacidade de geração e custos marginais	35
Tabela 4 Limites de participação de mercado Resolução Aneel 278/2000	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica

APE - Autoprodutor de Energia Elétrica

CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CVU - Custo Variável Único

DPDC - Departamento de Proteção e Defesa dos Consumidores

ELETRORBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MF – Ministério da Fazenda

MJ - Ministério da Justiça

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

PND - Programa Nacional de Desestatização

RAP - Receita Anual Permitida

RBE - Retiro Baixo Energética S/A

RESEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SBDC - Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência

SDE - Secretaria de Direito Econômico

SEAE - Secretaria de Acompanhamento Econômico

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE TABELAS	vi
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	vii
INTRODUÇÃO	1
2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	5
2.1. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	6
2.2. O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	8
2.3. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	12
2.3.1. A operação do sistema e a operação do mercado	15
2.3.1.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico	15
2.3.1.2. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	16
2.3.2. Os ambientes de contratação regulada e de contratação livre	18
2.3.3. Os leilões no ACR	22
2.3.4. Contratos por disponibilidade e contratos por quantidade	24
3. A DEFESA DA CONCORRÊNCIA NO BRASIL	25
3.1. A ANÁLISE ANTITRUSTE: ATOS DE CONCENTRAÇÃO E CONDUTAS ANTICONCORRENCIAIS	25
3.2. SISTEMA BRASILEIRO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA	27
3.3. ÓRGÃOS COMPONENTES DO SISTEMA BRASILEIRO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA DURANTE A VIGÊNCIA DA LEI N. 8.884/94	29
3.3.1. A Secretaria de Direito Econômico – SDE	29
3.3.2. A Secretaria de Acompanhamento Econômico – SEAE	29
3.3.3. O Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE	30
3.4. PRINCÍPIOS UTILIZADOS NA ANÁLISE DE FUSÕES E AQUISIÇÕES POR ÓRGÃOS DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA	30
3.5. PODER DE MERCADO EM MERCADOS DE ELETRICIDADE	33
4. ATUAÇÃO DA AGÊNCIA REGULADORA NA DEFESA DA CONCORRÊNCIA NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	39
4.1. EVOLUÇÃO DOS NORMATIVOS	39
4.2. RESOLUÇÃO Aneel 094/1998	41
4.3. RESOLUÇÃO Aneel Nº 278/2000	41

4.4.	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 378/2009	44
4.4.1.	Da transferência de concessão e reorganização societária da UHE Retiro Baixo	45
4.5.	ACORDOS DE COOPERAÇÃO ENTRE A ANEEL E OS ÓRGÃOS DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA	48
4.5.1.	Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e SDE.....	48
4.5.2.	Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e SEAE	49
4.5.3.	Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e CADE	50
4.5.4.	Termo de compromisso celebrado entre Aneel, SDE, SEAE e CADE.....	50
5.	ANÁLISE SISTEMÁTICA DOS JULGADOS ACERCA DA DEFINIÇÃO DE MERCADO RELEVANTE NA SUA DIMENSÃO PRODUTO E NA SUA DIMENSÃO GEOGRÁFICA.....	51
5.1.	O MERCADO RELEVANTE NA DIMENSÃO GEOGRÁFICA	51
5.2.	O MERCADO RELEVANTE NA DIMENSÃO PRODUTO	59
5.3.	A INCONSISTÊNCIA NA DEFINIÇÃO DO MERCADO RELEVANTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO.....	64
5.3.1.	A inconsistência na análise do mercado relevante na dimensão do produto	64
5.3.2.	A inconsistência na análise do mercado relevante na dimensão geográfica	67
5.3.3.	Os atuais problemas na definição de mercado relevante e as soluções possíveis.....	69
6.	CONCLUSÃO	71
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74
	ANEXO A	76
	ANEXO B	94

INTRODUÇÃO

O setor elétrico é classificado no âmbito das atividades de infraestrutura como uma indústria de rede. São características desse tipo de indústria as presenças de externalidades, economias de escala e de escopo, e o grande montante de recursos necessários para os investimentos requeridos. Em outras palavras, o setor elétrico é uma indústria intensiva em capital, constituída por ativos específicos, cujo produto energia elétrica é um bem essencial para os seus consumidores.

No caso brasileiro, outra característica importante da indústria de energia elétrica diz respeito a que, atualmente, a legislação adota a competição ou livre concorrência nos segmentos de geração e de comercialização de energia elétrica. Por sua vez, os segmentos de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólios naturais e são os segmentos onde a atuação regulatória é mais acentuada na direção da modicidade tarifária. De forma complementar, adota-se a proibição da integração vertical no segmento de distribuição, ou seja, como regra geral um agente do segmento de distribuição não pode deter ativos de transmissão ou de geração¹, e também é livre o acesso à rede no intuito de garantir que empresas de geração e consumidores possam conectar suas usinas e suas cargas, respectivamente.

Tal conformação é resultado de um processo de reforma da política energética a partir do ano de 2004, baseada essencialmente no planejamento da expansão do sistema elétrico, na alteração da formatação dos leilões para concessão de empreendimentos direcionados a critérios de modicidade tarifária (licitação na modalidade de menor preço da energia), e na imposição, às distribuidoras de energia, da contratação da totalidade de suas demandas, em contratos de longo prazo.

Por outro lado, é usual em economias de mercado que atos de concentração econômica sejam submetidos à apreciação de órgãos encarregados por zelar pela defesa da concorrência. Dessa forma, no Brasil, em consonância com o disposto na Lei 8.884/94, a apreciação dos atos de

¹ O art. 8º da Lei n. 10.848, de 2004, estabeleceu que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica, que atuam no Sistema Interligado Nacional (SIN), não poderão desenvolver atividades de geração de energia elétrica. Dessa forma, a prática de autocontratação (*self dealing*) não é mais permitida e só é possível a celebração de contratos de compra e venda de energia entre partes relacionadas, apenas quando decorrentes de processo de contratação de energia em leilões promovidos no ACR.

concentração e a análise de infrações à ordem econômica são desempenhadas pelos órgãos que compõem o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC).

No caso específico do setor elétrico brasileiro, a Lei federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (com as modificações feitas pela Lei 9.648/98) estabelece que a agência reguladora setorial, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), deverá zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência e para tanto deverá se articular com a Secretaria de Direito Econômico (SDE), vinculada ao Ministério da Justiça (MJ). Dessa forma, ao longo do tempo, foram celebrados acordos de cooperação técnica entre a Aneel e os órgãos do SBDC no intuito de estreitar as relações entre esses órgãos e definir a sua forma de atuação no exercício de suas competências na análise de atos de concentração do setor elétrico brasileiro.

Contudo, os procedimentos de definição dos mercados relevantes nas análises dos atos de concentração no segmento de geração de energia elétrica carecem de uma reflexão, tendo em vista que existe uma percepção no setor elétrico de que os casos julgados pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) não apresentam uma uniformidade em relação à definição de mercado relevante, tanto na dimensão do produto quanto na dimensão geográfica.

Diante da importância econômica da energia elétrica, o presente trabalho tem como objetivo geral verificar se existe congruência entre a ótica dos órgãos do SBDC e a visão do agente regulador por meio da verificação dos procedimentos de análise dos atos de concentração no âmbito do setor de energia elétrica, mais especificamente quanto à definição do mercado relevante do segmento de geração de energia elétrica, com ênfase na dimensão geográfica e na dimensão do produto.

Não obstante, pretende-se por meio da análise do histórico da legislação do setor elétrico, a exemplo do novo modelo de comercialização do setor elétrico trazido pela Lei 10.848, de 2004, identificar os marcos regulatórios que influenciaram tanto os procedimentos de análise de atos de concentração, bem como a legislação setorial de defesa da concorrência.

Pretende-se também apresentar uma breve caracterização das políticas de defesa da concorrência no âmbito do setor elétrico, com foco na agência reguladora setorial, Aneel e na agência de defesa da concorrência, CADE; uma visão geral dessa indústria considerando o processo de

reestruturação ocorrido no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e o processo de articulação entre a Aneel e os órgãos do SBDC.

Os dados utilizados nesse trabalho, de caráter público, e a legislação pertinente foram obtidos de fontes oficiais e estão disponibilizados nos sítios eletrônicos da Aneel, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entre outros.

Este trabalho apresenta seis partes, incluindo esta. A seção 2 apresenta as características da indústria de energia elétrica no Brasil, com destaque para o processo de reestruturação do SEB, as mudanças ocorridas com o advento da crise de abastecimento de energia elétrica em 2001, a evolução da estrutura legal do setor, o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, a atuação do Operador do Sistema e da Câmara de Comercialização e os ambientes de contratação regulada e de contratação livre. O objetivo dessa seção não é trazer um histórico detalhado, uma vez que esse não é o foco desta dissertação, e sim mostrar um panorama do SEB, de forma a contextualizar o atual momento do mercado, bem como ilustrar as especificidades do setor, os atores envolvidos e as suas áreas de atuação.

A seção 3 contém uma descrição detalhada da conformação do SBDC ainda sob a vigência da Lei 8.884, de 1994, apresenta os princípios utilizados na análise de fusões e aquisições pelos órgãos antitruste e as etapas percorridas pelo GUIA SEAE/SDE. Dentro dessa seção, a subseção Poder de Mercado em Mercados de Eletricidade buscar reportar alguns casos ilustrativos sobre operações envolvendo agentes do SEB com uma possível análise sobre o ponto de vista concorrencial, considerando as características econômicas e as peculiaridades do setor. A intenção dessa seção é mostrar a forma de atuação dos órgãos que compõe o SBDC e o estágio de evolução da defesa da concorrência no Brasil de forma a facilitar o entendimento da interação destes com a agência reguladora setorial no âmbito da proposta dessa dissertação.

A seção 4 está dividida em duas partes. A primeira retrata a evolução dos normativos expedidos no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), tendo em vista suas atribuições legais de zelar pelo cumprimento da legislação da defesa da concorrência. A segunda parte mostra, ao longo dos anos, o histórico dos acordos de cooperação técnica celebrados entre a Aneel e os órgãos do SBDC. O objetivo dessa seção é ilustrar como a defesa da concorrência e o

incentivo à competição foram sendo, ao longo do tempo, gradativamente inseridos no Setor Elétrico Brasileiro por meio da atuação da agência reguladora setorial.

A seção 5, parte central do trabalho, está dividida em cinco partes. A primeira retrata, por meio de casos envolvendo atos de concentração no segmento de geração de energia elétrica, como o Conselho vem definindo o mercado relevante na dimensão geográfica. A segunda mostra, de forma análoga, como o Conselho vem se posicionando sobre o mercado relevante na dimensão do produto.

A terceira discute as inconsistências encontradas nas análises do mercado relevante na dimensão produto, mais especificamente em relação aos leilões de energia nova e as compara com a sistemática dos leilões de energia existente. A quarta parte mostra as inconsistências encontradas nas análises do mercado relevante na dimensão geográfica. Por fim, a quinta parte mostra os problemas causados pela inconstância nas decisões do CADE e algumas possíveis formas de solucionar este problema.

Na última seção é apresentada a Conclusão.

O anexo A traz uma síntese de atos de concentração do segmento de geração de energia elétrica, no período de 2000 a 2011, com um breve resumo de como o conselheiro-relator do ato de concentração no âmbito do Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE), se posicionou em seu voto acerca da definição do mercado relevante na sua dimensão produto e na dimensão geográfica.

O anexo B traz os atos de concentração elencados no anexo A, compilados em formato de tabela, com as seguintes informações: número do ato de concentração (nº do processo), data de redação do voto do conselheiro-relator, que coincide com a data de sessão de julgamento do ato de concentração pelo Plenário do CADE, nome do conselheiro-relator do processo, empresas envolvidas, e como o Conselho se posicionou em relação à definição de mercado relevante na dimensão do produto e na dimensão geográfica.

A intenção desses anexos, além de deixar a leitura mais simples no corpo do trabalho, é facilitar o acesso aos atos de concentração citados nesta dissertação pelas pessoas interessadas.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A compreensão do funcionamento do setor elétrico necessariamente passa pelo entendimento de conceitos de indústria em rede e indústria de energia elétrica, que permite compreender como as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica interagem.

Uma indústria de rede é caracterizada por uma cadeia de ativos que constitui a infraestrutura essencial para a produção de determinado bem. Em geral, a coordenação dessa cadeia de ativos aumenta os ganhos e minimiza os custos de transação. No caso da indústria de energia elétrica, essa coordenação se torna mais relevante pelo fato de o bem produzido por essa indústria, a energia, não ser armazenável (HUNT, 2002).

São características comuns a tais indústrias a presença de externalidades, economias de escala e escopo, e a necessidade de mobilizar um grande volume de recursos para os investimentos requeridos. Estes investimentos são marcados por longos prazos de maturação, alto grau de especificidade de ativos e pela presença de custos irrecuperáveis. Diante de tais características, essas atividades foram desenvolvidas, primordialmente, sob alguma forma de intervenção estatal. O Estado assumia riscos que a iniciativa privada não estava disposta a assumir, garantindo a provisão desses serviços essenciais (PÊGO E NETO, 2008).

A indústria de energia elétrica é, por sua natureza, uma indústria intensivo em capital, constituída por ativos específicos, cujo produto é um bem essencial para os consumidores. Além dos benefícios proporcionados pela eletricidade no campo social, a indústria de energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento das demais atividades produtivas dentro da economia.

Assim, algumas características próprias da indústria de energia elétrica são (1) a energia elétrica é um bem que, após produzido, não tem viabilidade econômica de armazenagem em grande quantidade para uso posterior; (2) em consequência, oferta e demanda devem ser equilibradas, de forma instantânea; (3) devido às incertezas intrínsecas do processo de produção, as quantidades de energia efetivamente geradas e consumidas ao longo do dia raramente coincidem com o que foi planejado no dia anterior; (4) o fluxo de energia elétrica ao longo das redes de distribuição/transmissão obedece invariavelmente a leis da física, de forma que não é possível associar a energia consumida por um determinado usuário à proveniente de um fornecedor específico.

Tendo em vista essas características próprias da indústria, e no caso de o mercado não ser atendido sob a forma de monopólio, isto é, quando uma única empresa verticalmente integrada presta todos os serviços, existe ainda o mercado de curto prazo ou mercado *spot*. O mercado *spot* consiste de um ambiente virtual onde são transacionadas as quantidades de energia necessárias para balancear (equilibrar), em tempo real, a oferta e a demanda. De uma maneira geral, os preços nesse mercado de curto prazo seguem os custos marginais. Em outras palavras, mesmo que uma transação de compra e venda de energia seja realizada a partir de contratos de longo prazo, ainda assim torna-se necessário o mercado *spot*, uma vez que a oferta e a demanda raramente estão equilibradas sem que para isso seja necessário um balanço em tempo real, que leve em conta os custos marginais (SANTANA, 2011).

Em um modelo de organização do tipo centralizado, o operador independente do sistema elétrico, levando em consideração os custos marginais, as condições atuais e as expectativas de oferta e de custos marginais futuros, realiza uma ordenação das usinas do sistema elétrico. Usualmente, o operador se utiliza de programas de otimização homologados pelo órgão regulador para executar sua tarefa, sendo os dados de entrada validados pelo órgão regulador e os resultados obtidos por tais programas reproduzíveis por qualquer agente interessado.

Uma característica importante da indústria de energia elétrica no Brasil atual é a conformação adotada pelo setor a partir de meados da década de 1990, que consiste na competição ou livre concorrência nos segmentos de geração e de comercialização de energia elétrica. Já os segmentos de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólios naturais, onde a atuação regulatória é acentuada na direção da modicidade tarifária. De forma complementar, adota-se a proibição da integração vertical no segmento de distribuição, ou seja, um agente de distribuição não pode deter ativos de transmissão ou de geração, e o livre acesso à rede no intuito de garantir que empresas de geração e consumidores possam conectar suas usinas e suas cargas respectivamente.

2.1. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica no Brasil eram essencialmente privadas. A partir de meados dos anos 1950, devido à necessidade de prover

infraestrutura para a industrialização, iniciou-se um gradual processo de estatização, concluído por volta de 1970.

O Estado foi um empreendedor importante nos primeiros momentos de constituição e formação das empresas do setor elétrico no Brasil, participando como acionista e financiador no setor. Destaca-se sua participação nas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS), o que permitiu a consolidação das *holdings* setoriais bem como a separação dos orçamentos públicos e dos orçamentos das empresas estatais (ABREU, 1999).

Nesse sentido, e seguindo um modelo então utilizado na maioria dos países do mundo, o SEB era, até a década de 80 do século passado, um monopólio estatal, com os serviços prestados por empresas federais e estaduais, de estrutura predominantemente verticalizada na geração, transmissão e distribuição. A operação e o planejamento da expansão do sistema eram efetuados de modo cooperativo, sendo as tarifas, cobradas dos consumidores finais da energia, definidas pelo custo incorrido por essas empresas, em regime de remuneração garantida.

Durante quase três décadas, o setor elétrico brasileiro atendeu de maneira bem-sucedida às necessidades de energia elétrica do Brasil, permitindo o seu desenvolvimento econômico e social. Contudo, na virada da década de 90, o modelo de financiamento, estruturado basicamente pelo Estado, se esgotou (ABBUD E TANCREDI, 2010).

O modelo de financiamento da expansão do setor elétrico brasileiro baseava-se, até certo momento, em recursos orçamentários, em empréstimos externos e na receita própria do setor. Com a crise da dívida pública, agravada na década de 80, deflagra-se uma escassez de recursos públicos que resultou em interrupção nos investimentos governamentais no setor.

Ao final da década de 80, o SEB estava bastante deteriorado, com mais de vinte obras significativas estagnadas. A maioria das empresas do setor encontravam-se endividadas, os índices de inadimplência entre geradores, transmissores e distribuidores de energia elétrica eram altos. O Estado não tinha recursos para investir na expansão da oferta de energia devido à dificuldade de celebrar contratos de empréstimos e financiamentos. (PAIXÃO, 2000, apud, ALMEIDA, 2005).

2.2. O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A promulgação da Constituição Federal, em 1988, permitiu a concessão de serviços públicos de energia elétrica. Se inicia, então, a implementação de um arcabouço legal no intuito de promover a reestruturação do SEB, tendo como única restrição a observância das disposições constitucionais, indicando que a criação e o amadurecimento de um mercado de livre competição de energia elétrica seriam suficientes para induzir a expansão do sistema elétrico.

Os objetivos que nortearam o processo de reestruturação do SEB foram assegurar o suprimento seguro e confiável de energia elétrica, promover a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, estimular os investimentos privados no setor e garantir a qualidade dos serviços de energia elétrica.

Em meados da década de 90, em razão da deterioração da situação econômica mundial e do esgotamento da capacidade estatal de financiamento do setor elétrico, além da experiência do movimento de privatização na área de infraestrutura de serviços públicos, que teve início na Inglaterra, a Administração Pública Federal deu início ao processo de reforma do SEB.

Paralelamente, e tendo em vista a exaustão da capacidade de investimento estatal, ocorreu um processo de privatização das empresas de energia elétrica, o qual foi apenas parcialmente concluído. No segmento de distribuição de energia elétrica, quase a totalidade dos ativos (cerca de 80%) passou ao controle da iniciativa privada. Por sua vez, no segmento de geração, em função da forte pressão política contrária ao processo de privatização, perto de 80% da capacidade instalada ainda permanecia sob controle estatal, federal ou estadual.

A Lei 8.631, de 4 de março de 1993, extinguiu o regime de remuneração garantida das concessionárias, a equalização tarifária vigente e estabeleceu a obrigatoriedade de celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidores de energia elétrica, além de prover o saneamento do setor, por meio do acerto de contas entre empresas credoras e devedoras.

Em 13 de fevereiro de 1995, foi publicada a Lei 8.987, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no artigo 175 da Constituição Federal, e estabeleceu que a tarifa do serviço público concedido é fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação, preservada pelas regras de revisão previstas em lei, no edital e no contrato.

Em sequência, no âmbito da política de reforma e privatização setorial, ocorre a publicação do Decreto 1.503, de 25 de maio de 1995, que incluiu o Sistema Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND), bem como orientou as privatizações nos segmentos de geração e distribuição.

Em 7 de julho de 1995, foi publicada a Lei 9.074 que estabeleceu as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e permitiu que um grupo de usuários dos serviços, os chamados consumidores livres, pudessem optar por escolher o seu fornecedor de energia. Por sua vez, o Decreto 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou a produção de energia elétrica por PIE e por Autoprodutor de Energia Elétrica (APE).

Destaca-se que no período compreendido entre 1988 e 1995, isto é, passados sete anos da promulgação da Carta Magna de 1988, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada para produção independente.

Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Esse Projeto era baseado num modelo de prestação de serviços de energia elétrica desverticalizado. Dividia os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, com forte regulação tarifária nos segmentos de transmissão e de distribuição, levando em conta suas características monopolísticas. Já para os segmentos de comercialização e de geração de energia criava um ambiente competitivo, isto é, com livre concorrência entre os agentes de mercado como indutor da modicidade dos preços, e mantinha sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados monopólios naturais.

Com a publicação da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pelo Decreto 2.335, 06 de outubro de 1997, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação em vigor e conforme as políticas e diretrizes do Governo Federal.

Em 27 de maio de 1998, foi sancionada a Lei 9.648, que estabeleceu pontos fundamentais para o setor como a criação de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e definiu as condições relativas ao funcionamento do MAE como o Acordo de Mercado entre os agentes do setor.

A Lei 9.648, de 1998, ao impor às concessionárias de distribuição e aos consumidores livres a obrigação de adquirir energia por meio de contratos de compra de energia elétrica, atrelou a expansão da oferta à celebração de contratos bilaterais de longo prazo.

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro. A nova legislação tinha como objetivo principal permitir a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro. A razão disso é que esta era considerada a única forma viável de aportar financiamento para a expansão necessária da capacidade de geração nacional.

Os investimentos privados, nacionais e estrangeiros, começaram a fluir para os empreendimentos de geração, em razão das novas condições. Regras claras, estabelecidas em lei, disciplinando o funcionamento do setor elétrico brasileiro criavam segurança jurídica suficiente para que os investidores privados investissem em um segmento complexo, com enormes exigências de financiamento, intensivo em capital e de retorno a longo prazo (ABBUD E TANCREDI, 2010).

No total, entre 1996 e 2002, foram licitadas ou leiloadas usinas hidrelétricas que somavam 12.145 MW – uma média de 1.735 MW por ano, segundo dados da Aneel. Nesse mesmo período entraram em operação 12.319 MW oriundos de novas usinas hidrelétricas, aí incluídas, naturalmente, as que se encontravam em obras antes de 1996, numa média de 1.759 MW por ano. Em paralelo ao processo de licitações em curso no período, foram também autorizadas várias Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), seguindo um rito simplificado previsto na legislação setorial, bem como muitas usinas termelétricas (UTES).

A retração econômica brasileira ocorrida na década de 90 levou a um aumento do consumo inferior ao previsto nos estudos de planejamento. Em contrapartida, a paralisação de obras importantes por restrições de investimentos reduziu de forma considerável a expansão da oferta

de energia elétrica que não foi suficiente para atender ao aumento da demanda verificada. Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um racionamento de energia nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do País.

O racionamento de energia ocorrido entre os anos de 2001 e 2002 pode ser explicado, em suma, pela falta de investimento e por um regime hidrológico desfavorável. Em contrapartida, o racionamento foi propulsor de importantes mudanças no modelo, sendo as primeiras ocorridas ainda em 2002, perdurando até 2004, com metas claras de expansão da oferta, segurança do abastecimento e modicidade tarifária, ou seja, o menor custo possível para o consumidor.

Com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar oferta e demanda de energia elétrica, foi criada, por meio da Medida Provisória 2.147, de 15 de maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE).

Dentre as medidas de caráter de urgência estabelecidas no âmbito da GCE, destacam-se a implementação do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e a contratação de energia proveniente de usinas termelétricas, com vistas, respectivamente, a reduzir a demanda de energia e viabilizar a disponibilização de geração adicional (ALMEIDA, 2005).

Num primeiro momento, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) buscou implementar medidas com resultados imediatos, na tentativa de compatibilizar a oferta e demanda no curto prazo. Contudo, os últimos acontecimentos despertaram questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Dessa forma, buscando realinhar o modelo em implantação, em 22 de junho de 2001, por meio da publicação da Resolução CGE 18, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com o objetivo de elaborar proposta para corrigir disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos ao modelo vigente.

O início do primeiro mandato do governo Lula somado ao modelo setorial fundamentado na Lei 10.848, de 2004, e no Decreto 5.163, de 2004, trouxeram novas mudanças ao setor, como o retorno do planejamento da expansão do sistema elétrico, mudança da sistemática dos leilões para concessão de novos empreendimentos de geração, agora direcionados a critérios de modicidade tarifária (licitação na modalidade de menor preço da energia), e a imposição às distribuidoras de

energia da obrigatoriedade de contratação da totalidade de seus mercados por meio da celebração de contratos de compra e venda de energia (SIMABUKU, 2008).

Outras mudanças trazidas foram a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a exigência de que os consumidores livres também contratem 100% de sua respectiva carga. Para as novas concessões de empreendimentos de geração, a sistemática passou do critério de máximo pagamento pelo uso do bem público para o critério de menor preço nos contratos de energia. Foi, também, criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituição responsável pelo planejamento da expansão do setor elétrico no longo prazo.

Outra novidade foi a implementação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), do qual participam o MME, a Aneel, o ONS, a CCEE, a EPE e instituições eventualmente convidadas, com a função de avaliar, permanentemente, a segurança do suprimento de energia elétrica, acompanhando e monitorando as condições da expansão da geração e da transmissão, e os aspectos da operação do sistema elétrico.

Em suma, o processo de reforma do SEB, iniciado em meados dos anos 90, resultou em mudanças significativas a partir da introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico. Teve como pilares a competição nas atividades de geração e comercialização, a predominância do investimento privado, o atendimento, pelo lado da oferta, às necessidades de desenvolvimento do País, e a garantia da qualidade do serviço prestado (ALMEIDA, 2005).

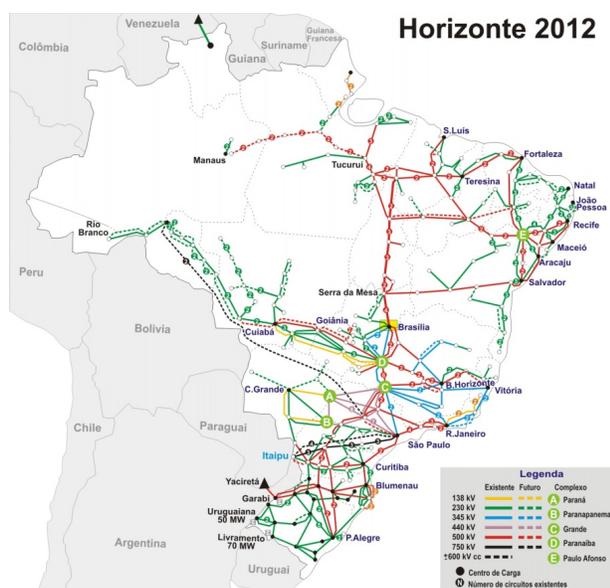
2.3. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O parque gerador nacional apresenta predominância hidráulica, com aproximadamente 70% de sua geração proveniente de fonte hidráulica, formada por diversas bacias hidrográficas de regimes hidrológicos distintos, com aproveitamentos em cascata que possibilitam armazenar energia em forma de água. Dessa forma, o Brasil possui um sistema de produção, distribuição e transmissão de energia elétrica hidrotérmico, com predominância de geração hidrelétrica, sendo essa complementada com geração efetuada por usinas termelétricas.

O sistema elétrico brasileiro é composto em sua maior parte pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), do qual não faz parte uma fração das regiões Norte e Centro-Oeste. Nessa parte do território, devido a dificuldades físicas de atendimento, o suprimento de energia aos

consumidores é realizado por meio de diversos sistemas isolados (estima-se que aproximadamente 3,5%² da capacidade de geração de energia estão localizadas nessas regiões). Desse modo, o sistema elétrico brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional e pelos sistemas isolados, abrangendo todo o território nacional.

Figura 1 Sistema de transmissão brasileiro - Horizonte de expansão 2012



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

De modo a ilustrar o tamanho da indústria de energia elétrica no Brasil, o quadro seguinte apresenta a capacidade instalada de geração no país.

Tabela 1 Empreendimentos de geração em operação em 30/04/2012

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	364	211.046	0,18
EOL (Central Geradora Eolioelétrica)	66	1.333.638	1,14
PCH (Pequena Central Hidrelétrica)	417	3.863.909	3,28
UFV (Usina Fotovoltaica)	6	5.087	0
UHE (Usina Hidrelétrica de Energia)	181	81.856.473	67,09
UTE (Usina Termelétrica de Energia)	1.492	32.608.932	26,6
UTN (Usina Termonuclear)	2	2.007.000	1,72
Total	2.528	121.886.085	100

Fonte: Aneel

² Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A energia produzida por essas geradoras é distribuída por 64 distribuidoras de energia elétrica, estatais ou privadas, de serviços públicos, que atendem 47 milhões de unidades consumidoras³ em todo o País com tarifa regulada. Dessas, 85% são consumidores residenciais e estão localizados em 99% dos municípios brasileiros. Atuam também no mercado brasileiro 1.005⁴ consumidores livres e especiais⁵ que contratam sua energia sob condições livremente pactuadas com agentes de comercialização ou de geração.

Os programas computacionais que auxiliam na operação do sistema dividem o mercado nacional em quatro submercados de energia elétrica: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Tal subdivisão é resultado da existência de limites de capacidade de transmissão de energia elétrica entre as regiões.

As restrições de transmissão existentes entre os diferentes submercados podem ocasionar diferenças entre os Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), a depender das condições hidrológicas e da relação entre oferta de demanda de energia nesses submercados. Assim, a subdivisão em submercados impacta no cálculo dos preços do mercado de curto prazo, isto é, para cada submercado é calculado um preço específico, bem como na liquidação das diferenças dos contratos de energia no âmbito do mercado de curto prazo.

³ Informações sobre o Mercado de Distribuição/Informações Técnicas, disponibilizado pela ANEEL no endereço www.aneel.gov.br (consulta efetuada em 12/05/12).

⁴ Informação do Newsletter CCEE, Ano 6, n. 57 – Ago/2011, dados de julho de 2011, disponibilizado pela CCEE no endereço www.ccee.org.br (consulta efetuada em 12/05/12).

⁵ Adota-se neste trabalho a definição de “consumidor livre” como sendo a empresa cuja carga seja maior ou igual a 3000 kW e que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de um fornecedor distinto da distribuidora a qual está conectada, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995 (Decreto 5.163, de 30 julho de 2004); e “consumidor especial” como sendo a empresa ou conjunto de empresas reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que optem por comprar energia elétrica de um fornecedor distinto da distribuidora (Resolução Normativa ANEEL 247, de 21 de dezembro de 2006).

Figura 2. Os submercados que compõem o SIN



Fonte: ONS

No Brasil, o mercado de energia elétrica consiste em um ambiente onde são realizadas as transações comerciais envolvendo a compra e venda de energia elétrica. Assim, qualquer que seja a localização física das instalações de um agente de mercado, sua energia poderá ser comercializada sem restrições com qualquer agente instalado em outro submercado.

Dessa forma, a operação do sistema elétrico e a operação do mercado de energia elétrica ocorrem de forma dissociada, visto que a otimização do despacho das usinas para atendimento da demanda não deve sofrer influência direta dos interesses comerciais dos agentes de mercado.

2.3.1. A operação do sistema e a operação do mercado

2.3.1.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico

No Brasil, a função de coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN é desempenhada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Dessa forma, a programação e o despacho da geração, ou seja, a definição de qual usina irá gerar energia é efetuada de modo centralizado pelo ONS, que também é responsável pela operação das linhas de transmissão de maior porte (chamada Rede Básica).

A predominância da geração hidrelétrica no Brasil traz implicações adicionais ao exigir que se leve em consideração um horizonte de médio e longo prazo, tanto para a operação do sistema, quanto para a sua expansão.

Tendo em vista que os níveis dos reservatórios no futuro dependem de quanta água se utiliza hoje para gerar energia, na operação do sistema elétrico brasileiro, o ONS adotou modelos de otimização (programação diária, de curto e de médio prazo) que o auxiliam na determinação do montante de energia que será gerado e, conseqüentemente, na quantidade de água que será armazenada no reservatório das usinas.

Por sua vez, para o gerador termelétrico, o operador nacional, levando em consideração seu maior custo de produção, tomará a decisão de despachar ou não a usina a partir de parâmetros como condição hidrológica do sistema. Por exemplo, numa condição hidrológica desfavorável com escassez de chuvas, ocorrerá maior geração termelétrica no intuito de poupar água nos reservatórios.

Ademais, a geração termelétrica é baseada no critério do menor valor do custo variável de operação de cada usina, isto é, as termelétricas de menor custo terão prioridade na ordem de despacho. Assim, levando em consideração a lógica dos custos marginais de operação e as condições atuais e futuras, o operador do sistema realiza a ordenação da prioridade de despacho das usinas do sistema elétrico.

Usualmente, o operador se utiliza de um modelo computacional de otimização, homologado pelo órgão regulador, que define a quantidade a ser gerada por cada usina despachada de forma coordenada e centralizada.

2.3.1.2. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A criação da CCEE faz parte de um conjunto de medidas que versa sobre a regulamentação da comercialização de energia elétrica, ponto no qual o novo modelo trouxe o maior número de mudanças. Cabe destacar a alteração da forma de contratação de energia elétrica, que o art. 1º da Lei 10.848, de 2004, estabelece que a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), é a responsável pela operação do mercado de energia elétrica e possui dentre suas atribuições: promover a contabilização e liquidação das diferenças contratuais de energia (sobras e déficits) no mercado de curto prazo ou mercado *spot*; aferir os lastros para a venda de energia e potência; e publicar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)⁶. A contabilização realizada pela CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

O mercado de curto prazo (*spot*) se caracteriza como um mercado onde são liquidadas mensalmente as diferenças contratuais, a partir de resultados apurados pela CCEE. Em outras palavras, mesmo que uma transação de compra e venda de energia seja realizada a partir de contratos de longo prazo, ainda assim torna-se necessário o mercado *spot*, uma vez que a oferta e a demanda raramente estão equilibradas, sendo necessário um balanço em tempo real.

Assim, no mercado de curto prazo, as diferenças entre: (i) os montantes contratados pelos consumidores e distribuidoras e seus respectivos consumos verificados; e (ii) os montantes vendidos pelos geradores e os montantes de energia a eles alocados serão contabilizados e liquidados mensalmente na CCEE, com base no PLD, o qual considera o custo marginal de operação e os limites inferior e superior, definidos pela Aneel. Não obstante, no cálculo do PLD são considerados parâmetros como a necessidade de energia elétrica dos agentes, os mecanismos de segurança operativa, o custo do déficit de energia elétrica, as restrições de transmissão entre submercados, a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos e as interligações internacionais.

Tendo em vista que todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes deverão estar registrados na CCEE, e considerando a obrigatoriedade das distribuidoras e dos consumidores livres garantirem o atendimento à totalidade de seus mercados ou cargas, mediante contratação, o mercado de curto prazo é um mercado de diferenças. O objetivo desse

⁶ O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é o preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Para uma discussão teórica e metodológica referente ao PLD, ver: Almeida (2005) e Torres (2006).

mercado é ajustar o montante efetivamente gerado/consumido e o montante contratado, sendo a energia valorada ao PLD.

Dessa forma, a CCEE no mês seguinte ao da realização do despacho da geração e do atendimento da carga, de forma *ex post*, realiza a contabilização e a liquidação da energia produzida e consumida por cada agente de mercado, apurando os montantes que possuem contratos de compra e venda registrados e as sobras e/ou déficits contratuais.

Importa ressaltar que nas operações comerciais, no âmbito da CCEE, não existe a obrigatoriedade de o agente vendedor de energia elétrica efetuar a entrega física da energia (por exemplo, um gerador que venda energia de sua usina não precisa necessariamente gerar essa energia para entregar ao seu comprador), uma vez que o lastro para venda da energia é composto pela garantia física⁷ própria da usina do agente, acrescida dos contratos de compra de energia de terceiros. Essa regra é aplicada indistintamente a todo agente vendedor, ou seja, tanto para usinas de origem hidrelétrica quanto de origem termelétrica.

Desse modo, no modelo adotado no Brasil, a produção de energia elétrica é realizada de modo dissociado das relações comerciais, ou seja, dos contratos de compra e venda de energia efetuados entre as empresas do setor.

Tendo em vista que a comercialização de energia elétrica se dará mediante contratação regulada ou livre, foram criados dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também chamado de *pool* e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2.3.2. Os ambientes de contratação regulada e de contratação livre

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é aquele onde a compra da energia pelo conjunto das distribuidoras ocorre por meio de licitação ou chamada pública. Esse ambiente inclui também os contratos bilaterais de compra de energia firmados pelas distribuidoras em data anterior à edição da Lei 10.848, de 2004, e que estavam em vigor quando da publicação dessa Lei.

⁷ A garantia física, conforme definido no § 2º do art. 2º do Decreto nº 5.163/2004, é definida pelo Ministério de Minas e Energia e corresponde às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

Cabe notar que os agentes de distribuição, ou seja, os titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição, para fornecer energia elétrica a consumidor⁸ só podem realizar operações de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR),

Neste ambiente, todos os geradores – incluindo produtores independentes⁹ – poderão vender energia para as distribuidoras participantes do certame (MME, 2003). Não obstante, os contratos são regulados e os preços, montantes e prazos de fornecimento são aqueles resultantes dos leilões conduzidos pelo MME e realizados pela Aneel, sendo os custos dos contratos repassados às tarifas dos respectivos consumidores finais atendidos pela distribuidora.

Tendo em vista que os agentes de distribuição, conforme disposto no artigo 2º do Decreto 5.163, de 2004, deverão garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE, será aferida a energia adquirida no ACR para efeito de cumprimento da referida obrigação. Cabe destacar que as distribuidoras não podem adquirir energia elétrica fora do ACR, a não ser nas exceções previstas em regulamentação específica, como, por exemplo, nos casos de aquisição de energia elétrica proveniente de geração distribuída¹⁰.

O modelo escolhido pelo governo para gerar competição no segmento de geração possui estrutura semelhante ao modelo 2 descrito por Hunt (HUNT, 2002) no qual o comprador único é representado pelo *pool* de distribuidoras. Nesse sentido, e conforme previsto no artigo 17 do Decreto 5.163, de 2004, a partir de 2005, todos distribuidores¹¹, vendedores¹², autoprodutores e

⁸ Entende-se como consumidor “a pessoa física ou jurídica [...] que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações [...]”. (Resolução ANEEL 456, de 29 de novembro de 2000)

⁹ Entende-se como produtor independente de energia a “pessoa jurídica ou consórcio de empresas titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. (Glossário ANEEL, consulta realizada em 11/05/2012)

¹⁰ Contratação limitada a 10% da carga do agente de distribuição, sendo precedida de chamada pública. O artigo 14 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, considera geração distribuída a produção de energia elétrica oriunda de usinas conectadas diretamente no sistema de distribuição do comprador, com exceção aquela oriunda de usina com capacidade superior a 30 MW e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados a esse percentual de eficiência energética.

¹¹ O inciso IV do artigo 1º do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, define como agente de distribuição o “titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada”.

os consumidores livres deverão encaminhar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, informações sobre suas previsões de mercados para os cinco anos. Assim, a partir de projeções de aumento do mercado realizadas pelos distribuidores, são promovidos leilões para contratação de energia proveniente de novas usinas.

Adicionalmente, todos os agentes de distribuição, antes da realização dos leilões do ACR, devem apresentar declaração ao MME dos montantes de energia que necessitam adquirir para atendimento à totalidade de suas cargas. Partindo desses dados, o MME definirá a demanda total de cada leilão, adotando o modelo do comprador único.

Segundo Newbery (2002), o modelo do comprador único ocorre em casos de liberalização incompleta, onde a estrutura regulatória e institucional por si só não garante a competição, permitindo práticas anticompetitivas e de abuso de poder de mercado. É um modelo de competição pelo mercado, sendo considerada uma etapa intermediária na introdução de competição na indústria de energia elétrica.

Nos leilões no ACR, é utilizado o critério de menor preço para julgamento das propostas dos agentes vendedores e, conseqüentemente, definição dos agentes que adquirirão o direito de vender energia neste ambiente de contratação.

Os vencedores dos leilões de energia provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado entre cada agente vendedor e os agentes de distribuição compradores.

Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre o submercado vendedor e o submercado comprador são repassados aos agentes de distribuição, visto que os CCEARs são contabilizados e liquidados no submercado onde estiver localizado o empreendimento de geração.

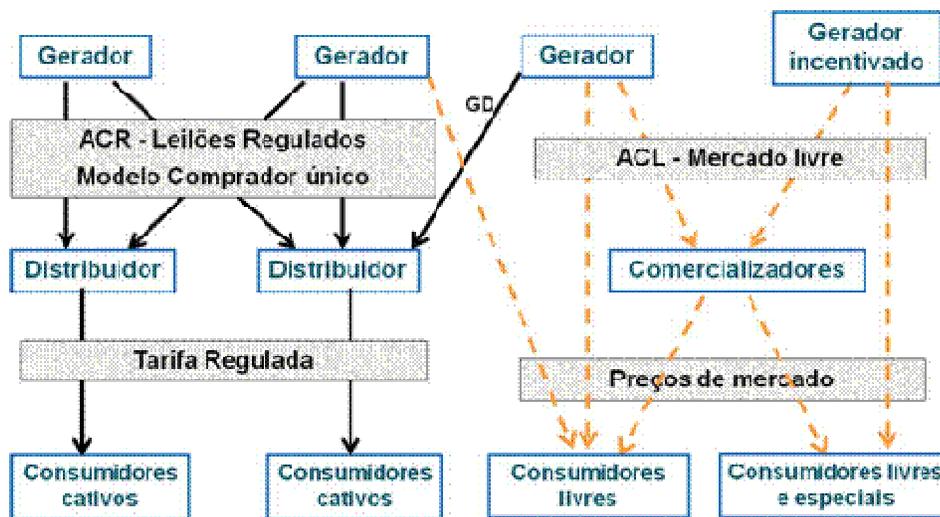
O Ambiente de Contratação Regulada (ACL) pode ser definido como o ambiente onde atuam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica,

¹² O inciso III do artigo 1º do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, define como agente de vendedor o “titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica”.

consumidores livres e consumidores especiais (aqueles que adquirem energia de fontes incentivadas¹³). Nesse ambiente são livremente pactuados entre as partes os montantes de compra e venda contratados e seus respectivos preços e prazos de fornecimento, entre outros, sendo celebrados contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica entre as partes contratantes.

A figura abaixo apresenta de modo esquematizado as diversas possibilidades de contratação de suprimento de energia elétrica a partir do ano de 2004.

Figura 3 Arranjo comercial no ACR e no ACL



Fonte: Superintendência de Estudos do Mercado/Aneel

Tendo em vista as diversas alterações que o SEB sofreu até o modelo vigente, a seguir é apresentada uma tabela com um resumo das principais mudanças entre os modelos anteriores e o modelo atual.

¹³ São exemplos de fontes de geração de energia incentivada PCHs (PIE, AP) com cuja potência instalada esteja no intervalo entre 1000 kW e 30.000 kW; solar, eólica ou biomassa de potência injetada na linha de distribuição e/ou transmissão até 30.000kW

Tabela 2 Principais mudanças do Setor Elétrico Brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE

2.3.3. Os leilões no ACR

O novo modelo institucional do SEB, instituído com a publicação da Lei 10.848, de 2004, criou um segmento de mercado de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes geradores/comercializadores e agentes de distribuição são precedidas de licitação, na modalidade leilão, ressalvados os casos previstos em lei.

No modelo adotado pela Lei 10.848, de 2004, os leilões promovidos não estão tipificados pela natureza do agente vendedor, como por exemplo, agentes sob controle federal, estadual ou privado ou comercializador de energia elétrica. No modelo atual, o que distingue os leilões é o tipo de energia comercializada: energia velha ou existente¹⁴ e energia nova¹⁵.

Dessa forma, a realização dos leilões de energia velha e de energia nova implica que o custo de aquisição de energia por parte de uma distribuidora seja um *mix* entre o custo da energia velha, teoricamente mais barata, com a energia nova, que gradativamente entrará no sistema a custos mais elevados.

Assim, nos leilões de energia nova a competição é pela entrada no setor, ou seja, competem novos empreendimentos que serão ainda construídos e que não possuem outorga. Assim, para os vencedores do leilão é concedido o ato de outorga do empreendimento de geração licitado. Os empreendimentos de geração contratados destinam-se ao atendimento da expansão da demanda das distribuidoras do SIN.

Os leilões de energia nova denominados (A-5) e (A-3) são promovidos com antecedência de cinco anos e três anos do início do período de suprimento (ano A). Em geral, os contratos celebrados possuem prazo de vigência de 15 a 30 anos.

Por sua vez, os leilões de energia existente denominados (A-1) são realizados com antecedência de um ano do início do período de suprimento e possuem prazo de vigência de 3 a 15 anos. Também podem ser realizados no próprio ano A, caso dos leilões denominados leilões de ajuste, com prazo de vigência de até 2 anos. Assim, os leilões do ACR, instituídos para atender às necessidades de contratação das distribuidoras, são realizados com antecedência, em relação ao ano A de início de suprimento, conforme abaixo:

- 1) de 5 anos (leilão A-5, com contratos de 15 a 30 anos);
- 2) de 3 anos (leilão A-3, com contratos de 15 a 30 anos);
- 3) de 1 ano (leilão A-1, com contratos de 3 a 15 anos); e
- 4) no próprio ano (leilão de ajuste, com contratos de até 2 anos).

¹⁴ Energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente.

¹⁵ Energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração, ou seja, empreendimento que, à época de realização do leilão será construído futuramente (no prazo de 3 ou 5 anos, a depender do leilão).

Cabe notar que no leilão de ajuste, o montante total de energia contratado não poderá exceder a um por cento da carga total contratada da distribuidora¹⁶. Assim percebe-se que o arranjo do novo modelo do SEB incentiva a contratação da energia proveniente de novas usinas, por meio dos leilões A-5 e A-3. Por outro lado, no caso de saída de consumidores do mercado cativo das distribuidoras para o ambiente de contratação livre, ou por variações de mercado diversas, as distribuidoras poderão reduzir os montantes contratados somente dos contratos decorrentes dos leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos existentes, sendo resguardados os contratos provenientes de novos empreendimentos.

2.3.4. Contratos por disponibilidade e contratos por quantidade

Os contratos decorrentes dos leilões do ACR, denominados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), particularmente os provenientes dos leilões de energia nova, são diferenciados por modalidade contratual segundo a fonte de energia. Usualmente, a contratação por quantidade de energia elétrica é típica de empreendimentos de geração hidráulica. Por sua vez, a contratação por disponibilidade de energia elétrica se aplica para novos empreendimentos de geração térmica.

A opção pela diferenciação da modalidade contratual nos leilões do ACR foi adotada pelo Governo Federal no intuito de melhor refletir o modo de operação e os custos de geração de cada fonte específica. Não obstante, o governo poderia ter adotar uma única forma de contratação para todas as fontes geradoras. Por exemplo, no leilão de energia existente, A-1, podem se candidatar a participar do certame agentes titulares de concessão, permissão, autorização ou detentor de registro para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, ou seja, não há especificação de fonte geradora para este leilão, sendo necessário celebrar contratos por quantidade ou disponibilidade, a depender das diretrizes emanadas pelo Governo Federal.

O que diferencia um contrato por disponibilidade de um por quantidade é que, no primeiro, a totalidade da demanda associada (disponibilidade máxima) e a energia contratada (garantia física ou energia assegurada) correspondente estão inteiramente à disposição do contratante, ao passo que, no segundo, o vendedor deve colocar à disposição do comprador, por sua conta e risco, o montante de energia contratada, dados os limites de potência associada. No primeiro caso,

¹⁶ §1º do artigo 26 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

também se está contratando energia, mas é evidente que a disponibilidade máxima da usina está sendo contratada pelo comprador. Em suma, no contrato por disponibilidade, a disponibilidade e a garantia física da usina são entregues ao comprador, ao passo que, no contrato por quantidade, o vendedor deve colocar à disposição do comprador um montante de energia contratada.

A filosofia da contratação por disponibilidade é que o vendedor propõe, no leilão, receber uma receita fixa mensal associada ao “aluguel” de sua usina para o consumidor. Dessa forma, o atendimento do contrato é feito por meio da disponibilidade que as usinas apresentam, não sendo necessária a entrega física de energia e o custo de geração não está incluso no pagamento mensal resultante do leilão.

No momento em que empreendimentos de geração termelétrica vão participar do leilão é calculado o Índice de Custo Benefício (ICB) utilizado para a ordenação econômica de empreendimentos e, conseqüentemente, como critério de contratação do leilão de energia nova, na modalidade disponibilidade de energia elétrica.

O método da Razão Incremental Custo/Benefício, também conhecido como método do Índice de Custo Benefício (ICB) é um método de Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento. Assim, uma vez calculados os valores dos índices ICB para cada projeto, o critério de decisão de contratação no leilão consiste em selecionar os projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB.

3. A DEFESA DA CONCORRÊNCIA NO BRASIL

3.1. A ANÁLISE ANTITRUSTE: ATOS DE CONCENTRAÇÃO E CONDUTAS ANTICONCORRENCIAIS

A lei antitruste decorre - de forma mais direta – da Constituição Federal de 1988, que seguindo a tradição das Constituições anteriores, determina a proteção da concorrência contra o abuso do poder econômico. Dessa forma, art. 173, §4º, da Carta Magna de 1988 estabelece que: “Art. 173. (...) §4º a lei reprimirá o abuso do poder econômico que vise à dominação dos mercados, à eliminação da concorrência e ao aumento arbitrário dos lucros.” (C.F., art. 173, § 4º). A livre concorrência também faz parte dos princípios constitucionais da Ordem Econômica (C.F., art. 170, IV), implicando uma diretriz geral que deve orientar todas as ações dos poderes públicos.

Nesse sentido, toda e qualquer autoridade responsável por algum tipo de decisão que possa ter impactos concorrenciais tem o dever de observar a lei antitruste (Lei 8.884/94¹⁷), bem como de atuar na repressão ao abuso de poder econômico pela aplicação da mesma. O princípio vincula, assim, tanto a decisão legislativa quanto as decisões do executivo, e de todas as esferas de governo, concluindo-se que a política de defesa da concorrência deve ser realizada pela aplicação da lei antitruste somada a toda e qualquer ação do poder público.

Seguindo a mesma linha dos países que possuem legislação antitruste, a legislação brasileira tutela tanto o aspecto preventivo de formação de estruturas concentradas de poder econômico¹⁸ quanto o repressivo de combate às infrações e abusos contra a ordem econômica.

O aspecto preventivo da legislação antitruste consubstancia-se no dever dos agentes em submeter determinadas operações, denominados atos de concentração – tais como fusões, aquisições, constituições conjuntas de empresas – à análise das autoridades de defesa da concorrência. O art. 54, caput, da Lei 8.884, de 1994, preconiza uma definição para os atos de concentração:

“Art. 54. Os atos, sob qualquer forma manifestados, que possam limitar ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência, ou resultar na dominação de mercados relevantes de bens ou serviços, deverão ser submetidos à apreciação do CADE.”

O objetivo da submissão das operações notificadas aos órgãos antitrustes é avaliar se a estrutura de mercado após a operação gera ou reforça uma posição dominante no mercado, que pode resultar abuso de poder econômico.

Outro braço da legislação antitruste é o de repressão às infrações e abusos contra a ordem econômica. Na prática, é exercido pela averiguação e repressão a condutas anticompetitivas, dentre as quais podem ser citadas cartéis, vendas casadas, recusas de contratação e preços predatórios. O art. 20 da Lei 8.884, de 1994 apresenta a caracterização de infrações à ordem econômica, conforme segue:

¹⁷ A Lei 12.529/2011, que entrou em vigência em 1º de maio de 2012, substituiu a Lei 8.884/94. Contudo, considerando que a análise desenvolvida nessa dissertação foi realizada durante a vigência da Lei 8.884/94 que definia a conformação do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência anteriormente, no âmbito desse trabalho será apresentada a conformação do SBDC durante a vigência da Lei 8.884/94.

¹⁸ “O poder econômico é a capacidade de determinar comportamentos econômicos alheios, em condições diversas daquilo que decorreria do sistema de mercado, se nele vigorasse um sistema concorrencial puro” BRUNA, Sérgio Varella. *O poder econômico e a conceituação do abuso em seu exercício*. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2001, pp. 104 e 105.

“Art. 20. Constituem infração da ordem econômica, independentemente de culpa, os atos sob qualquer forma manifestados, que tenham por objeto ou possam produzir os seguintes efeitos, ainda que não sejam alcançados:

I - limitar, falsear ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência ou a livre iniciativa;

II - dominar mercado relevante de bens ou serviços;

III - aumentar arbitrariamente os lucros;

IV - exercer de forma abusiva posição dominante.”

Para além das funções preventiva e repressiva, as autoridades antitruste exercem, ainda, a função de advocacia da concorrência, tendo por dever institucional a promoção da cultura da concorrência por meio da realização de seminários, elaboração de cartilhas e textos explicativos, programas de estágios e intercâmbio com universidades, esclarecimentos de dúvidas dos agentes econômicos e da sociedade, todas ações positivas visando à construção de um sólido ambiente de concorrência nos mercados,(SAMPAIO e PEREIRA NETO, 2011).

A apreciação dos atos de concentração e a análise de infrações à ordem econômica é desempenhada pelos órgãos que compõem o SBDC, cuja estrutura será apresentada a seguir.

3.2. SISTEMA BRASILEIRO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

O marco inicial da defesa da concorrência no Brasil foi a criação do Conselho Administrativo de Direito Econômico – CADE, no ano de 1962, com a publicação da Lei 4.137, como autarquia especial vinculada ao Ministério da Justiça (MJ), com a incumbência de zelar pela defesa da concorrência no país.

Em 1994, com a publicação da Lei 8.884, foi ampliada a autonomia do CADE. A partir daí, além das condutas dos agentes econômicos, passa a fazer parte das suas atribuições o controle das estruturas de mercado. Nesse contexto, o CADE, juntamente com a Secretaria de Direito Econômico – SDE passa a exercer as atribuições de fiscalizar, regular, apreciar e julgar as ações anticompetitivas e o abuso de poder econômico em todos os setores da economia.

Dessa forma, a Lei 8.884/94 definiu a conformação do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência¹⁹, sendo este formado por dois órgãos da administração direta e uma autarquia com

¹⁹ Observa-se que não existe na legislação vigente nenhuma previsão expressa sobre a instituição de um sistema brasileiro de defesa da concorrência formalmente constituído. Todavia, a prática sagrou tal denominação, fazendo

competência sobre matéria concorrencial: a Secretaria de Direito Econômico, do Ministério da Justiça (SDE); a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE); e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Nesse contexto, o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) passou a ser composto por SDE, SEAE e CADE, e pode ser entendido como o conjunto de órgãos governamentais responsável pela promoção de uma economia competitiva, por meio da prevenção e da repressão de ações que possam limitar ou prejudicar a livre concorrência.

Tal configuração permitia que as análises de atos de concentração e processos administrativos fossem realizadas com transparência e pluralidade de opinião. Em contrapartida, tal arranjo também leva a certa ineficiência, devido a sua configuração plural de órgãos e autoridades que pode ocasionar morosidade na conclusão dos processos submetidos às autoridades antitruste.

No intuito de dirimir os problemas da organização do SBDC, o projeto de lei 3.937/04 pretendia dar nova conformação institucional à defesa da concorrência, unindo órgãos e otimizando o fluxo de processos.

Assim, em 30 de novembro de 2011, foi sancionada a nova Lei de Defesa da Concorrência, Lei 12.529, que reformulou o SBDC. A nova lei prevê que só serão analisadas operações em que uma das empresas tenha faturamento anual acima de R\$ 400 milhões e a outra acima de R\$ 30 milhões no Brasil. No que se refere ao combate a condutas anticompetitivas a nova lei estabelece que a multa máxima aplicada deverá ser de 20% do faturamento do grupo econômico no ramo de atividade objeto da investigação, e nunca poderá ser inferior ao dano causado no mercado, quando este for calculado. As novas regras entram em vigor a partir de 30 de maio de 2012, data em que a lei entra em vigor.

Cabe notar que a análise desenvolvida nessa dissertação foi realizada durante a vigência da Lei 8.884/94 que definia a conformação do SBDC até que a Lei 12.529/2011 entrasse em vigor. Portanto, discutiremos a conformação do SBDC segundo a vigência da Lei 8.884/94.

referencia ao conjunto de três órgãos governamentais responsáveis pela promoção de uma economia competitiva no Brasil.

3.3. ÓRGÃOS COMPONENTES DO SISTEMA BRASILEIRO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA DURANTE A VIGÊNCIA DA LEI N. 8.884/94

3.3.1. A Secretaria de Direito Econômico – SDE

A Secretaria de Direito Econômico (SDE) constitui órgão integrante do Ministério da Justiça (MJ), não dotada de personalidade jurídica ou autonomia. A Secretaria é composta por dois departamentos: o Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor (DPDC) e o Departamento de Proteção e Defesa Econômica (DPDE), este último responsável pelas questões antitruste. A SDE instrui a análise concorrencial dos atos de concentração econômica (fusões, aquisições, etc.), emitindo pareceres quanto à possibilidade de aprovação de atos de concentração, bem como investiga e opina sobre infrações à ordem econômica.

A principal característica da SDE é exercer função investigativa no âmbito do SBDC e sua atribuição principal é a análise e coleta de provas referentes a processos de atos de concentração e infrações à ordem econômica.

3.3.2. A Secretaria de Acompanhamento Econômico – SEAE

A Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE), vinculada ao Ministério da Fazenda (MF), subsidia o trabalho dos demais órgãos do SBDC. É responsável pelas análises econômicas dos processos administrativos a serem instaurados pela SDE/MJ, emitindo pareceres econômicos em atos de concentração, investigando condutas, bem como elaborando facultativamente pareceres em investigações sobre condutas anticoncorrenciais. A Lei 8.884/94 em seu art. 38 prevê essa participação da SEAE, conforme segue:

“Art. 38. A Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda será informada por ofício da instauração do processo administrativo para, querendo, emitir parecer sobre as matérias de sua especialização, o qual deverá ser apresentado antes do encerramento da instrução processual.”

Em relação aos atos de concentração, o art. 54, § 6º, da Lei 8.884/94 prevê que uma via da notificação do ato de concentração seja enviada à SEAE para elaboração de parecer.

3.3.3. O Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE

O CADE constitui uma autarquia federal, vinculada ao Ministério da Justiça, com competência judicante e jurisdição em todo o território nacional (art. 3º da Lei 8.884/94). É órgão de natureza colegiada, sendo que suas principais decisões são deliberadas em sessões plenárias públicas.

O art.7º da Lei 8.884/94 estabelece as competências conferidas ao Plenário do CADE, dentre as quais destacam-se:

- “decidir sobre a existência de infração à ordem econômica e aplicar as penalidades previstas em lei;
- decidir os processos instaurados pela Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça;
- aprovar os termos do compromisso de cessação de prática e do compromisso de desempenho, bem como determinar à SDE que fiscalize seu cumprimento; e
- apreciar os atos ou condutas, sob qualquer forma manifestados, sujeitos à aprovação nos termos do art. 54, fixando compromisso de desempenho, quando for o caso”.

3.4. PRINCÍPIOS UTILIZADOS NA ANÁLISE DE FUSÕES E AQUISIÇÕES POR ÓRGÃOS DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

O controle de estruturas (prévio ou a posteriori) é adotado em um vasto número de países e, via de regra, tem o objetivo de evitar a formação de estruturas que permitam o exercício de poder de mercado e/ou facilitem a colusão entre os agentes de mercados.

É comum nessa etapa do processo a adoção de *guias de análise* para fusões e aquisições, com a descrição das rotinas e procedimentos que servem de orientação tanto aos órgãos antitruste como aos agentes envolvidos na operação em análise.

Um guia de análise, ao fornecer as linhas gerais para o processo, permite que cada setor seja tratado de forma condizente com as suas características, levando em consideração também as especificidades dos diversos setores da economia. Destaca-se que não se trata de um instrumento rígido, o que permite sua adequação às diversas mudanças que possam surgir no ambiente econômico.

Via de regra, os guias para análise de atos de concentração são organizados sequencialmente, sendo a análise aprofundada à medida que cada etapa percorrida indique a necessidade de se passar para a seguinte. Se for possível em algum ponto concluir pela aprovação ou reprovação de um ato, a análise é encerrada. Destaca-se que tal organização visa a reduzir os custos processuais e também fornecer informações com um nível de segurança satisfatório para a tomada de decisão da autoridade antitruste, sobre o potencial lesivo da operação em análise.

Os diversos guias utilizados pelas autoridades antitrustes estrangeiras percorrem as seguintes etapas: (i) Definição do mercado relevante; (ii) Determinação da parcela de mercado; (iii) Possibilidade de exercício de poder de mercado; (iv) Eficiências econômicas decorrentes da operação; e (v) Avaliação dos efeitos líquidos da operação.

Seguindo a tendência internacional, os órgãos do SBDC optaram pela edição de um guia que os auxiliasse na análise dos atos de concentração e emitiram o Guia para Análise Econômica de Atos de Concentração Horizontal (GUIA SEAE/SDE), aprovado pela Portaria Conjunta SEAE/SDE 50, de 1º de agosto de 2001. O GUIA SEAE/SDE segue as etapas elencadas acima e possui a característica de ser não vinculativo, ou seja, por uma questão de economia processual e quando as Secretarias acharem conveniente, poderão não utilizá-lo, optando pela adoção do procedimento de rito sumário. Porém, mesmo existindo essa previsão, os procedimentos apresentados no GUIA SEAE/SDE têm sido sistematicamente utilizados pelas Secretarias.

O §1º do art. 54 da Lei 8.884/94 estabelece o princípio da razoabilidade, ou a regra da razão, como princípio fundamental de controle dos atos de concentração, reiterado também no GUIA SEAE/SDE. A regra da razão envolve uma análise de custo-benefício, avaliando-se a razoabilidade econômica da conduta. Em uma investigação antitruste de ato de elevada concentração realizada pela regra da razão, por exemplo, a autoridade antitruste poderá decidir que, apesar de comprovada a ocorrência da conduta, esta não deve ser coibida tendo em vista os benefícios dela advindos.

Lembrando que o procedimento de análise adotado no guia não necessariamente percorrerá as cinco etapas, o processo tem início pela definição do mercado relevante (Etapa I). Passada essa etapa, é necessário avaliar se a parcela de mercado que as requerentes terão após a operação é substancial a ponto de exigir o aprofundamento da análise (Etapa II). Em caso positivo, passa-se

à etapa seguinte: avaliar a probabilidade de exercício de poder de mercado (Etapa III). Se for identificado que é provável o exercício do poder de, passa-se à análise das eficiências econômicas (Etapa IV). Concluindo que a concentração gera eficiências, então passa-se para uma etapa de avaliação da relação entre custos e benefícios, ou seja, verifica-se eventuais benefícios da concentração são iguais ou superiores às eventuais perdas de bem-estar da sociedade (Etapa V). Quando as eficiências forem inferiores aos custos, a concentração será proibida ou terá condicionada a sua aprovação à adoção de medidas consideradas necessárias.

Após essas considerações sobre as etapas percorridas pelo GUIA SEAE/SDE, é discutida em detalhes a etapa de definição de mercado relevante, já que este é o foco do presente trabalho.

Definição de mercado relevante (Etapa I)

De acordo com o exposto no GUIA, a definição de um mercado relevante é um processo de identificação do conjunto de agentes econômicos, consumidores e produtores, que efetivamente limitam as decisões referentes a preços e quantidades da empresa resultante da operação. Ademais, o mercado relevante é determinado em termos dos produtos e/ou serviços que o compõem (dimensão do produto) e da área geográfica para qual a venda destes produtos é economicamente viável (dimensão geográfica), sendo que primeiro define-se a dimensão produto e, na sequência, a geográfica.

Para determinar-se o mercado relevante utiliza-se o teste do “monopolista hipotético”, um teste para aferir o grau de substitutibilidade entre bens ou serviços. Ou seja, o mercado relevante é definido como o menor grupo de produtos e a menor área geográfica, necessários para que um suposto monopolista esteja em condições de impor um “pequeno porém significativo e não transitório” aumento de preços. Conforme explicitado no GUIA:

“o mercado relevante se constituirá do menor espaço econômico no qual seja factível a uma empresa, atuando de forma isolada, ou a um grupo de empresas, agindo de forma coordenada, exercer o poder de mercado.”

Entende-se que essa etapa é decisiva para a identificação dos reais competidores das empresas envolvidas na operação sob análise pelos órgãos antitruste. Essa etapa é de suma importância para as demais, na medida em que delimita o cálculo das parcelas de mercado das empresas envolvidas na operação (Etapa II).

3.5. PODER DE MERCADO EM MERCADOS DE ELETRICIDADE

A análise de atos de concentração envolvendo empresas do setor elétrico e, conseqüentemente a definição do mercado relevante envolvido na operação, não difere da análise realizada em outros setores da economia. Basicamente o que se deseja verificar é se a fusão em análise irá criar ou aumentar o poder de mercado decorrente do controle de preço de forma a reduzir o bem-estar econômico da sociedade. Essa pergunta deve ser respondida levando em consideração as características econômicas e as peculiaridades do setor elétrico brasileiro.

Numa análise de atos de concentração envolvendo empresas do setor elétrico os principais fatores que devem ser avaliados são basicamente:

1. O novo modelo do setor elétrico adotado a partir na promulgação da Lei 10.848/2004, determina que as compras da energia elétrica pelas concessionárias de distribuição se realizem mediante licitações ou chamada pública, por diversos prazos. O foco da análise dos efeitos de um ato de concentração envolvendo empresas de geração deve verificar se a operação cria ou aumenta o poder de mercado na venda de energia em operações ocorridas no Ambiente de Contratação Livre – ACL, tendo em vista que neste ambiente existe margem de negociação das condições de venda como preços, período de vigência, tipos de garantia contratual, flexibilidade do contrato, penalidades contratuais etc. Por sua vez, no âmbito do ACR, visto que as condições de negociação são pré-determinadas pelas regras e sistemática do leilão, com contratos de longo prazo com modelos pré-definidos e preços oriundos do resultado do certame, a margem de atuação dos agentes se restringe consideravelmente nesse ambiente.
2. O modelo adotado no Brasil garante o livre acesso à rede de distribuição/transmissão, o que permite às empresas de geração ou de comercialização realizar vendas diretas para consumidores livres.
3. Outro fator importante é a correta definição do mercado envolvido na operação, considerando a participação de mercado e o grau de influência exercido por uma firma em uma indústria específica. Essa análise deve avaliar se os agentes envolvidos na operação são verticalmente integrados ou não, isto é, se possuem ativos de geração, distribuição, transmissão e ainda atuam como comercializadores. Caso o agente atue em mais de um

segmento da cadeia, este poderá buscar formas de se beneficiar, ainda que agindo dentro dos limites da regulamentação vigente.

Nos parágrafos seguintes são discutidos alguns casos fictícios extraídos da Nota Técnica 341/2007-SEM/ANEEL, no intuito de ilustrar a forma de operação envolvendo agentes do setor elétrico brasileiro com uma análise sobre o ponto de vista concorrencial.

Caso 1: Dois Submercados sem Restrição de Transmissão

Suponha um sistema elétrico compreendido por dois submercados (S1 e S2) (Fig. 4), tal que S1 possui três usinas, que juntas possuem capacidade de geração de 1.300 MW e que S2 é composto por duas usinas, as quais, juntas, totalizam 300 MW de capacidade de geração. A Tabela 3 apresenta as capacidades de geração e custos marginais de operação dos empreendimentos desse sistema elétrico. Suponha, também, que a capacidade máxima da rede de transmissão que interliga os dois submercados é de 1.350 MW.

Figura 4 Dois submercados sem restrição de transmissão

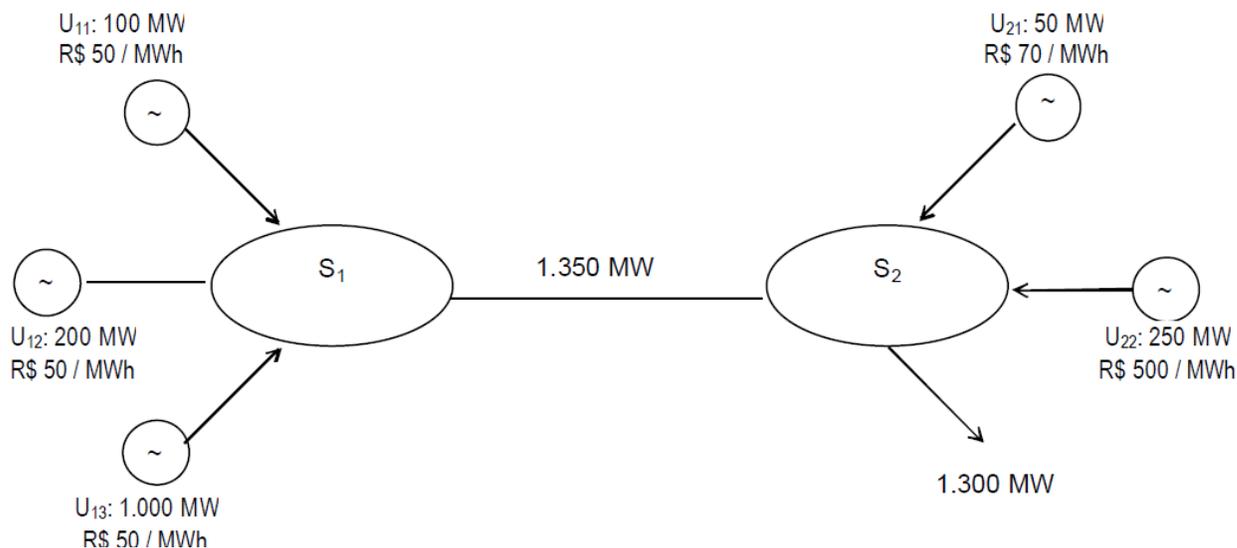


Tabela 3 Capacidade de geração e custos marginais

S1	S2
$U_{11} = 100 \text{ MW}$	$U_{21} = 50 \text{ MW}$
$U_{12} = 200 \text{ MW}$	$U_{22} = 250 \text{ MW}$
$U_{13} = 1000 \text{ MW}$	Total = 300 MW
Total = 1.300 MW	Carga = 1.300 MW
$\text{Cmg}_{11} = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$	$\text{Cmg}_{21} = \text{R\$ } 70/\text{MWh}$
$\text{Cmg}_{12} = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$	$\text{Cmg}_{22} = \text{R\$ } 500/\text{MWh}$
$\text{Cmg}_{13} = \text{R\$ } 50/\text{MWh}$	-

O submercado S1 não possui consumidores, ou seja, a demanda em S1 é zero, e o submercado possui somente empreendimentos de geração. Dessa forma, e considerando que a capacidade do sistema de transmissão no valor de 1.350 MW excede a capacidade de geração total de S1 de 1.300 MW, toda a energia gerada em S1 será escoada para S2²⁰. Caso o sistema de despacho²¹ das usinas seja pelo menor custo, então toda a demanda (carga) de S2 será atendida pelas usinas de S1, mais baratas que as usinas de S2, a um preço médio de R\$ 50/MWh.

No exemplo acima é possível perceber que a análise de um ato de concentração envolvendo ativos de geração de S1 ou de S2 não levantaria preocupação sob o ponto de vista concorrencial. O mercado relevante seria o somatório de S1 e S2, visto que a capacidade do sistema de transmissão supera a capacidade de geração de cada submercado isoladamente. É indiferente a S2 o submercado de origem da energia que consome. O fator preponderante na análise é o preço da energia fornecida por cada usina individualmente.

Caso 2: Dois Submercados com Restrição de Transmissão

Considere o cenário exposto no caso 1, mas em que a capacidade da rede de transmissão que interliga os submercados S1 e S2 é limitada a 1.000 MW, devido à existência de uma restrição de transmissão.

Nesse cenário, devido à restrição de transmissão, parte da carga de S2 deverá ser atendida pela geração total das duas usinas localizadas no seu próprio submercado, as quais assumem poder de

²⁰ Podem ocorrer perdas técnicas durante o transporte da energia elétrica no sistema de transmissão.

²¹ O Brasil adota o modelo centralizado no qual o operador independente do sistema elétrico, levando em consideração a lógica dos custos marginais, as condições atuais e as expectativas de oferta e custos marginais, realiza uma ordenação das usinas do sistema elétrico.

monopólio. Caso seja necessário atender os 1300 MW de carga de S2, o preço será de R\$ 500/MWh, o custo marginal na usina mais cara de S2²². Nessa situação, as usinas U21 e U22 comprariam os 1.000 MW provenientes de S1 necessários para completar a carga de S2 por R\$ 50/MWh e revenderiam por R\$ 500/MWh em S2, sendo tal custo repassado para os consumidores de S2.

Percebe-se que devido a uma restrição de transmissão, as usinas localizadas em S2 nessa nova configuração desfrutam de um considerável poder de mercado, mesmo que juntas representem uma participação de mercado de menos de 19% do total. Os empreendimentos de geração localizados em S1, que juntos correspondem a uma participação de 80% da capacidade instalada total, não possuem poder de mercado, visto que toda a energia produzida será necessariamente vendida em S2 a R\$ 50/MWh.

Por outro lado, considerando que as usinas de S1 conhecem a restrição de transmissão da rede, os proprietários de tais usinas poderiam utilizar essa informação para manipular o preço em S1, de forma a propiciar um aumentá-lo, buscando compatibilizá-lo com o preço de monopólio de R\$ 500/MWh. Esse seria mais um ponto de atenção a ser analisado em uma operação de concentração envolvendo, por exemplo, o caso em que as três usinas de S1 fossem adquiridas pela mesma empresa.

Suponha que a capacidade de transmissão entre os submercados passasse a ser de 1.250 MW, de forma que seria necessário apenas parte de geração das usinas de S2 para o atendimento da carga. Suponha ainda que as duas usinas localizadas em S2 pertençam a um mesmo proprietário. Pode ocorrer aqui uma situação em que o proprietário das usinas de S2, sabendo de antemão que para atendimento da carga é necessária a geração das suas usinas, poderá utilizar essa informação para exigir que a carga seja atendida ao maior preço possível, exercendo seu poder de monopólio.

Nesse caso, o mercado relevante permanece inalterado devido à existência de interligação entre os submercados o que tem como consequência o fato de a demanda poder ser atendida com geração proveniente tanto do submercado S1 como do submercado S2. O preço da energia fornecida por cada usina permanece como fator crucial na análise.

²² No caso brasileiro, assume-se que o preço em cada submercado é uniforme, isto é, toda geração é liquidada ao custo da usina mais cara que é utilizada para atender a carga.

Caso 3: Dois Submercados sem Restrição de Transmissão, com agentes controladores de usinas em ambos submercados

Suponha que a capacidade de transmissão da rede não foi alterada por restrições de transmissão, permanecendo em 1.350 MW. Contudo, assumo que ocorra simultaneamente um aumento da demanda em S2 de 1300MW para 1400 MW e a construção de uma nova usina de 200 MW em S1. Como a capacidade de transmissão na rede não foi ampliada, tal exemplo se assemelha ao Caso 2 acima, em que as usinas de S2 adquiririam poder de mercado, podendo praticar preços elevados.

Mesmo que o aumento na oferta supere o aumento na demanda, a capacidade da rede proporciona um aumento de poder de mercado para as usinas de S2. Nesse caso, uma operação envolvendo usinas dos dois submercados mereceria uma atenção redobrada por conta de uma possível manipulação dos preços e, mais uma vez, o mercado relevante permaneceria inalterado.

Constata-se que nos três casos acima, ainda que tenha ocorrido aumento da capacidade de geração, aumento da capacidade da rede de transmissão e mudança na participação de mercado dos agentes envolvidos na operação, o mercado relevante não sofreu alteração. Tal fato torna-se relevante, pois evidencia que o comprador é indiferente a procedência da energia que está adquirindo, principalmente num mercado em que a operação física está dissociada da operação financeira. Prevalece a ótica dos preços, ou seja, do lado da demanda, o preço se sobrepõe a parâmetros como localização, porte e tipo de fonte do vendedor.

Por fim, é possível concluir que uma análise concorrencial envolvendo fusões entre usinas localizadas em diferentes submercados, ou ainda no mesmo submercado, deve considerar estudos e realização de simulações com modelos e dados sobre a configuração do sistema elétrico e que, muitas vezes, a participação de mercado das empresas envolvidas na operação não implica necessariamente maior ou menor poder de mercado.

Caso 5: O Papel das Distribuidoras e Transmissoras e a Assimetria de Informações

Busca-se reportar aqui alguns elementos relevantes na análise de operações envolvendo agentes de distribuição e de transmissão no modelo estabelecido a partir da Lei 10.848, de 2004.

No que se refere ao segmento de distribuição, a partir do novo modelo do setor elétrico instituído a partir de 2004, as compras das distribuidoras passaram a ser realizadas por meio de leilões regulados num modelo denominado “comprador único”. Dessa forma, as distribuidoras tiveram diminuído seu poder competitivo, posicionando-se de forma passiva, sobretudo no que diz respeito à compra de energia. Outro ponto relevante é o fato de as distribuidoras também não poderem ter participação em atividades de geração ou vender energia para consumidores livres.

Uma possibilidade de análise de atos de concentração envolvendo distribuidoras seria a demonstração de que a operação terá efeitos positivos sobre a qualidade dos serviços, no caso medido em termos dos indicadores tradicionais DEC e FEC²³, ou resulte em redução das perdas totais, com especial atenção às perdas não técnicas²⁴, ou ainda que proporcione redução dos custos devido a economias de operação obtidas por meio do compartilhamento de atividades e processos.

Por sua vez, operações envolvendo empresas do segmento de transmissão, devido à sua condição de monopólio natural não levantam tanta preocupação. A prestação de serviços de transmissão de energia elétrica se caracteriza por ser um monopólio natural, para o qual a legislação e a regulação do setor impõem condições para a outorga e para a operação das instalações, definindo de modo claro o comportamento a ser seguido pela empresa ao longo da concessão, sempre sujeito à fiscalização da Aneel e aos normativos específicos.

No modelo brasileiro, a rentabilidade de uma transmissora não depende da energia que passa na sua rede, seu compromisso está associado com a construção e disponibilização das instalações para o sistema. A Receita Anual Permitida (RAP) de uma transmissora resulta de um leilão para obtenção da concessão por um período de 30 anos e só é reduzida quando o índice de

²³ DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora; FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Fonte: Glossário da ANEEL.

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=F>. Consulta realizada em 10/05/2012.

²⁴ Perdas não técnicas: Correspondentes à parcela de energia consumida e não faturada por concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo. Resolução Normativa ANEEL 166, de 10 de outubro de 2005. Fonte: Glossário da ANEEL. <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=P>. Consulta realizada em 10/05/2012.

indisponibilidade²⁵ fica abaixo do permitido. Ou seja, uma transmissora não compete com outra, a não ser quando do leilão de entrada.

Dessa forma, tendo em vista que os segmentos de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais, a atuação regulatória sobre esses segmentos é mais acentuada na direção da modicidade tarifária. A competição se dá na entrada, ou seja, no momento da licitação da linha, e passada esta fase não há competição entre concessionários no desenvolvimento de suas atividades. Assim, conclui-se que os atos de concentração envolvendo os segmentos de distribuição e transmissão não levantam grande preocupação sob o ponto de vista concorrencial, visto que não há ambiente competitivo a ser protegido pela autoridade antitruste, sendo suas decisões afetas ao âmbito regulatório.

Sob o ponto de vista do mercado relevante, é possível considerar cada nova linha concedida e sua respectiva área de concessão, como um mercado relevante à parte, o qual é monopolizado pelo concessionário local. Tal concessionário tem suas atividades determinadas pelo Estado, seja via ONS, seja via Aneel. Dessa forma, uma nova licitação resultaria na entrada de um novo concessionário ou um novo agente econômico no mercado relevante considerado e não em uma concentração propriamente dita.

Nesse sentido, esse trabalho não avalia a jurisprudência do CADE em relação a atos de concentração envolvendo agentes de distribuição e transmissão, já que, como mencionado, inexistente competição entre os concessionários e o mercado relevante pode ser caracterizado como a área de concessão envolvida na operação.

4. ATUAÇÃO DA AGÊNCIA REGULADORA NA DEFESA DA CONCORRÊNCIA NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

4.1. EVOLUÇÃO DOS NORMATIVOS

A atuação do Governo em favor do incentivo à competição entre agentes econômicos no mercado de energia elétrica foi incrementada a partir de 1995, com o início do processo de privatização

²⁵ Os requisitos e a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica são medidos com base na disponibilidade e na capacidade plena das linhas de transmissão, conforme disposto na Resolução Normativa 270, de 26 de junho de 2007.

das empresas estatais de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e com as licitações de novas concessões.

Com a publicação da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), autarquia responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

Essa Lei praticamente não tratou da defesa da concorrência no setor. Contudo, seguindo uma tendência de disseminar a defesa da concorrência em setores específicos do mercado, a Medida Provisória 1.531-18, de 29 de abril de 1998, inseriu três novos incisos no artigo 3º da Lei 9.427/96, ampliando o campo de atuação da Aneel.

Nesse sentido, foram incluídas dentre as competências da Aneel *“estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si”* (art. 3º, inciso VIII, com redação dada pela Lei 9.648, de 1998). Para tanto, a Aneel no exercício das competências acima mencionadas deverá *“articular-se com a Secretaria de Direito Econômico (SDE) do Ministério da Justiça (MJ)”* (art. 3º, parágrafo único).

Da mesma forma, atribuíram à Agência a tarefa genérica de *“zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica”* (art. 3º, inciso IX, com redação dada pela Lei 9.648, de 1998).

Posteriormente, a referida medida provisória foi transformada na Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, incorporando definitivamente os dispositivos transcritos ao texto da Lei 9.427/96. Atualmente esta é a base da disciplina legal da defesa da concorrência no setor de energia elétrica, juntamente com a Lei 12.529, de 30 de novembro de 2011.

Regulamentando a Lei 9.427/96, o Decreto 2.335, de 6 de outubro 1997, traçou linhas importantes para identificar possíveis configurações nas relações institucionais entre Aneel e os

órgãos e entidades integrantes do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). O Decreto 2.335, de 1997, além de aprovar a estrutura regimental da Aneel, deu continuidade a questões relativas ao direito antitruste, atribuindo três papéis distintos à Aneel na defesa da concorrência no setor de energia elétrica: (i) incentivo ativo à concorrência; (ii) repressão à condutas anticoncorrenciais e (iii) controle das estruturas do setor.

Assim, a repressão das infrações, nos termos da Lei 8.884/94, seria exercida pelos órgãos do SBDC, funcionando a Aneel como o órgão responsável pelo monitoramento setorial e, quando demandado, fornecendo subsídios para a instrução dos processos do SBDC. A questão deveria ser analisada dentro de um quadro de cooperação institucional entre a Aneel e os órgãos de defesa da concorrência, tal como previsto no artigo 3º, parágrafo único, da Lei 9.427/96 e no artigo 13, parágrafo único, do Decreto 2.335/97.

4.2. RESOLUÇÃO Aneel 094/1998

A partir do início das atividades da Aneel, em janeiro de 1998, a agência passou a realizar estudos e se articular com outros órgãos no intuito de implementar uma política de defesa da concorrência no setor elétrico.

Como resultado dos trabalhos e com o ingresso de novos agentes no setor elétrico decorrente do processo de privatização e da licitação de novas concessões, em 30 de março de 1998, a Aneel publicou a Resolução Aneel 094. Essa resolução estabeleceu restrições, limites e condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, com relação à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações à concentração societária e à realização de negócios, de maneira a estimular a concorrência entre os agentes.

4.3. RESOLUÇÃO Aneel Nº 278/2000

A publicação, em 13 de agosto de 1998, da Resolução Aneel 265, que autorizou o exercício da atividade do agente comercializador, tornou necessário a edição da Resolução Aneel 094, de 1998, já que a primeira não contemplava a atividade de comercialização de energia elétrica, dentre outros fatores.

Cabe, contudo, notar que não foi vislumbrada a necessidade de se impor limites de participação para a atividade de transmissão, já que sua operação é totalmente coordenada pelo Operador

Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e a sua regulamentação específica é executada pela Aneel no âmbito dessa atividade.

A SDE e SEAE apresentaram sugestões para a revisão da Res. Aneel 094, de 1998. Pela relevância do tema, trechos mais importantes da contribuição da SEAE (Nota Técnica 42 SEAE/MF, de 29 de março de 2000) são transcritos a seguir.

“O estabelecimento de limites “per se”

O objetivo desses limites é evitar uma concentração excessiva do setor elétrico, que levaria à possibilidade de exercício de poder de mercado. A Lei nº 8.884/94 (Lei de Defesa da Concorrência), que rege o controle de concentrações, ao contrário da Resolução 094/98, não estabelece limites à participação de mercado. Estabelece simplesmente, em seu artigo 54, critérios segundo os quais ficam sujeitos à apreciação do CADE (e, portanto, do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência – SBDC), “atos, sob qualquer forma manifestados, que possam limitar ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência, ou resultar na dominação de mercados relevantes de bens ou serviços”. A análise realizada pelos órgãos do SBDC contempla a concentração ocorrida, mas também condições dos respectivos mercados que favoreçam ou não o exercício do poder de mercado, e eventuais eficiências específicas ao ato, na ótica do princípio da “regra da razão”. Uma empresa poderá, por exemplo, deter participação elevada em determinado mercado, porém estar impedida de exercer poder de mercado dada a rivalidade existente naquele mercado, ou a facilidade de entrada de novos atores. A participação de mercado por si só não reflete as condições concorrenciais do mercado.

(...)

IV – CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONCEITO DE MERCADO ADOTADO

É importante ressaltar que, conforme disposto na Resolução 094/98, assim como na minuta de resolução, o conceito de mercado adotado pela ANEEL difere do conceito de mercado relevante adotado pela SEAE, especialmente no que diz respeito à dimensão geográfica. A SEAE entende como mercado relevante “o menor grupo de produtos e a menor área geográfica necessários para que um suposto monopolista esteja em condições de impor um ‘pequeno porém significativo e não transitório’ aumento de preços “(Guia para Análise Econômica de Atos de Concentração). Para a geração, tem sido considerado que o mercado relevante geográfico inclui, desde janeiro de 1999, quando entrou em operação a interligação entre os sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, todas as geradoras interligadas ao Sistema Interligado Nacional. No que diz respeito à distribuição, assim como à comercialização para consumidores cativos, o mercado relevante geográfico corresponde a cada área de concessão. No que diz respeito à comercialização para consumidores livres, entende-se que, na medida em que for possível para um comercializador localizado em determinado ponto realizar o serviço de comercialização para consumidores localizados em qualquer parte do País a preços equivalentes, o mercado relevante geográfico poderá ser considerado nacional.”

De forma sucinta, os principais pontos abordados pelas secretarias foram (i) a necessidade de aprofundar o processo de desverticalização do setor para estimular a concorrência; (ii) a questão de diferenças no conceito de mercado relevante adotado pelo SBDC e do conceito de sistemas elétricos adotado pela Aneel em sua Resolução; e (iii) a questão de diferenças na metodologia de cálculo de participação de agente econômico em capacidade instalada e energia distribuída.

A Agência concluiu, à época, que os aspectos mais relevantes que deveriam ser contemplados na nova Resolução eram:

- ✓ redefinição do mercado de distribuição, dada a inclusão do mercado de comercialização em função da publicação da Resolução Aneel 265, de 1998;
- ✓ estabelecimento de limites associados à capacidade instalada, energia distribuída e comercialização²⁶; e
- ✓ estabelecimento de limites às atividades de comercialização.

Sobre as contribuições apresentadas pela SEAE e SDE, a Nota Técnica 02/2000-SEM/ANEEL, de 11 de abril de 2000, (fls. 90 a 94 do processo 48500.002014/1999-85), trouxe as seguintes considerações, transcritas a seguir:

“Ao contrário da SEAE, a ANEEL não trata de mercados relevantes, mas sim de sistemas (da capacidade instalada de um sistema, da energia distribuída em um sistema e da comercialização final de um sistema). Assim, como no que diz respeito ao método de cálculo, o conceito de mercado (sistema) adotado pela ANEEL para a definição de limites torna-os pouco efetivos do ponto de vista da concorrência. Novamente, o que se pretende nessa resolução não é constituir um ato legal para aplicação dos órgãos de defesa da concorrência. Apesar de a considerarmos pró-competitiva, entendemos que essa resolução visa ao atendimento das necessidades da ANEEL.

(...)

É importante ressaltar que as colocações das duas Secretarias são estritamente sob o enfoque da defesa da concorrência, não levando em conta as necessidades do órgão regulador, em especial, nesse momento de transição em que o setor se encontra. É natural que haja diferenças de conceitos e formas de atuação, mesmo porque a ANEEL é uma

²⁶ Observa-se que os valores dos limites estabelecidos na Resolução ANEEL nº 094, de 1998, para capacidade instalada e energia distribuída foram mantidos na Resolução ANEEL nº 278, de 2000, que a sucedeu. Dessa forma, um agente somente poderia deter, tanto na energia distribuída, como na capacidade instalada, até 20% do sistema elétrico nacional, até 25% do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e até 35% do sistema Norte/Nordeste.

agência de regulação e não de competição. Consideramos a presente minuta como pró-competitiva e que dará o suporte, de forma suplementar, para a atuação da ANEEL nas ações articuladas com os órgãos de defesa da concorrência.”

Assim, a Aneel optou, por acatar parcialmente as sugestões encaminhadas pelas secretarias, pois considerou que a minuta proposta era pró-competitiva e atendia sua finalidade regulatória de dar suporte à agência em sua atuação nas ações articuladas com os órgãos de defesa da concorrência. Além disso, o objetivo primordial da nova resolução era dotar a Aneel de um instrumento legal para monitorar a participação dos agentes nas atividades do setor de energia elétrica.

Dessa forma, , em 19 de julho de 2000, a Aneel publicou a Resolução Aneel 278 que estabeleceu limites e condições para a participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica. Em suma, a norma impunha restrições, tais como a proibição de um mesmo agente ter propriedade acima de um certo percentual da capacidade instalada (no caso da geração), ou do mercado, nos casos da distribuição e comercialização, conforme exposto no quadro abaixo.

Tabela 4 Limites de participação de mercado Resolução Aneel 278/2000

SEGMENTO	MERCADO		
	NACIONAL	S/SE/CO	N/NE
Geração (capacidade instalada)	20%	25%	35%
Distribuição (energia distribuída)	20%	25%	35%
Comercialização (energia comercializada)	20%	25%	35%

A Resolução Aneel 278, de 2000, disciplinava, ainda, que seus dispositivos não se aplicavam aos agentes submetidos ao Programa Nacional de Desestatização (PND), conforme disposto na Lei 9.491, de 9 de setembro de 1997, até a conclusão de suas reestruturações societárias.

4.4. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 378/2009

A Lei 10.848, de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, estabeleceu um novo marco regulatório para o setor elétrico. Em complementação, o Decreto 5.163, de 2004, regulamentou a norma supra, disciplinando a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

Nesse novo contexto, os limites de participação de agentes impostos pela Resolução Aneel 278, de 2000, demonstraram que não mais se harmonizavam com o modelo de comercialização instituído pela Lei 10.848/2004, conforme será exposto mais adiante.

O caso da UHE Retiro Baixo da Retiro Baixo Energética S/A (RBE) gerou mudanças normativas significativas na regulação da Aneel e por essa razão será tratado a seguir.

4.4.1. Da transferência de concessão e reorganização societária da UHE Retiro Baixo

Com base na competência da Aneel preceituada no art. 3º da Lei 9.427, de 1998, foi solicitado à Aneel anuência prévia para a transferência de concessão e reorganização societária da UHE Retiro Baixo. A operação consistia na transferência de ações de emissão da Retiro Baixo Energética S/A (RBE), detidas pela Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., para Furnas Centrais Elétricas S/A (Processo Aneel 48500.000082/2006-65).

No âmbito desse processo administrativo e pela relevância do tema, torna-se oportuno abordar as principais questões levantadas durante a análise desse processo.

A Resolução Aneel 278, de 2000, além de estabelecer os limites de participação de mercado aos agentes no âmbito do setor elétrico, previa que seus dispositivos não se aplicavam aos agentes submetidos ao Programa Nacional de Desestatização (PND), conforme disposto na Lei 9.491, de 1997, até a conclusão de suas reestruturações societárias. Em contrapartida, a Lei 10.848, de 2004, estabeleceu que ficaram excluídas do PND a Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S.A. – FURNAS, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil – ELETROSUL e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE.

Desta feita, não estava claro se a ELETROBRÁS e suas controladas estavam sujeitas aos limites impostos pela Resolução Aneel 278, de 2000.

Após extensiva análise, a Diretora-Relatora do citado processo em seu voto de vistas, decidiu “*anuir à transferência da concessão de geração de energia elétrica da UHE Retiro Baixo*”, subordinando sua decisão “*à prévia (ou concomitante) e expressa revogação pela Diretoria da*

ANEEL, dos limites de participação de agentes de geração de energia elétrica, estabelecidas no art. 3º da Resolução ANEEL 278, de 2000” (Voto de 23.01.07 – Processo ANEEL 48500.000082/2006-65).

Transcrevem-se, adiante, excertos do aludido Voto no intuito de sublinhar aspectos de grande relevância que levaram à essa decisão:

“...é preciso examinar as condições objetivas para eventual superação do óbice formal referido no item 6 antecedente, qual seja, a vedação prevista no art. 6º da Resolução nº 278/2000²⁷, posto que o Grupo ELETROBRÁS (do qual FURNAS é integrante) apresenta indiscutivelmente participação superior a 20% da capacidade instalada do sistema elétrico nacional (art. 3º, inciso I, da mesma Resolução).

Caso se reconheça, desde já, que os limites de participação de agentes no segmento de geração (estabelecidos no art. 3º da Resolução no 278/2000, tanto em relação à capacidade total do sistema elétrico nacional quanto à dos subsistemas S/SE/CO e N/NE) não mais se coadunam com o novo modelo de comercialização trazido pela Lei nº 10.848/04, a solução natural, penso eu, seria a revogação expressa do citado dispositivo regulamentar, como forma de se permitir a anuência à transferência de concessão e reorganização societária da RBE Energética S/A, assim como de quaisquer outras operações assemelhadas que se apresentem doravante e que eventualmente envolvam empresas do Grupo ELETROBRÁS.”

Conforme exposto, a análise do pedido de anuência prévia da UHE Retiro Baixo gerou entendimento de que os limites de participação de agentes no segmento de geração estabelecidos no art. 3º da Resolução Aneel 278/2000 não mais se coadunavam com o modelo de comercialização trazido pela Lei 10.848/2004.

Diante dessa nova abordagem da Agência, foi emitida a Resolução Normativa 252, de 6 de fevereiro de 2007, que revogou o art. 3º da Resolução Aneel 278/2000. Na mesma linha, a Resolução Normativa 299, de 8 de janeiro de 2008, revogou os arts. 4º, 5º e 6º, da Resolução Aneel 278/2000.

A Aneel então alterou sua visão de como exercer a competência que lhe era estabelecida em relação à análise de atos de concentração. Assim, a Agência instaurou a Audiência Pública nº

²⁷A vedação expressa mencionada no Voto diz respeito à proibição prevista no art. 6º da Resolução 278/2000 ANEEL que estabelece que: “*O agente econômico que não se enquadre nos limites estabelecidos nos artigos 3º, 4º e 5º não poderá adquirir novas participações em controles societários ou ativos de empresas do setor de energia elétrica que venham a ampliar seus percentuais de participação na capacidade instalada, energia distribuída, comercialização final e comercialização intermediária.*”

001/2008, no período de janeiro a março de 2008, no intuito de discutir novo regulamento que revogasse por completo a Resolução Aneel 278/2000.

O documento colocado sob Audiência Pública sugeria que os limites previamente estabelecidos para a concentração societária no setor elétrico fossem substituídos em prol de limites flexíveis baseados em uma análise a partir da definição de mercado relevante, avaliação da possibilidade de exercício de poder de mercado e dos efeitos positivos da operação.

Findo o período para recebimento das contribuições da Audiência Pública nº 001/2008, a empresa Petrobrás trouxe ao conhecimento da Aneel (Cartas GE-CORP/AR 0081/2008, de 09/06/2008, e GE-CORP/AR 0087/2008, de 13/06/2008, fl. 120 e 124 do Processo Aneel 48500.007168/2006-37) cópias de pareceres emitidos pela SEAE e pela SDE, referentes a atos de concentração em análise pelo CADE (referentes às UTEs Juiz de Fora, Termobahia, Petrolina, Piratininga e Termocabo), bem como cópia da manifestação apresentada àquele Conselho pelos advogados da Petrobrás.

Em tais correspondências, a Petrobrás explicitava preocupação quanto a uma suposta mudança de posicionamento dos órgãos do SBDC, notadamente a SEAE e a SDE, no que se refere aos critérios utilizados para determinação do mercado relevante. Informavam que as Secretarias deixaram de considerar o mercado de energia elétrica como sendo todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) e passaram a considerar submercados de energia elétrica, além de segregar por tipo de fonte (hidráulica e termelétrica), em decorrência da configuração dos leilões de energia nova.

De forma paralela, em setembro de 2008, a Aneel recebeu correspondência do CADE (Ofício 2.270/2008/CADE, de 11/09/2008) solicitando esclarecimentos quanto a aspectos relacionados aos leilões de energia nova e sobre segmentação do mercado de energia elétrica por tipo de fonte (termelétrica e hidrelétrica). Adicionalmente, foram realizadas reuniões entre Aneel e CADE, visando a esclarecer aspectos relativos ao setor elétrico, de modo a subsidiar a deliberação daquele Conselho.

Tendo em vista a preocupação apresentada pela Petrobrás, somada às tratativas entre Aneel e CADE sobre o tema, foi identificada a necessidade de aprofundar a interação entre a Aneel e os

órgãos do SBDC, não somente no nível institucional, mas também entre o quadro técnico responsável pelas análises. Não obstante, a Aneel publicou, em 10 de novembro de 2009, a Resolução Normativa 378, que estabelece os procedimentos para análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica no setor de energia elétrica.

4.5. ACORDOS DE COOPERAÇÃO ENTRE A ANEEL E OS ÓRGÃOS DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

Tendo em vista a necessidade de estabelecer uma articulação entre, de um lado a agência reguladora setorial, a Aneel, e de outro, os órgãos do SBDC, em assuntos relacionados à defesa da concorrência, com o intuito de assegurar uma aplicação uniforme e sistêmica do direito e das políticas concorrências no País, a partir de 1998, tiveram início os ajustes entre tais órgãos.

4.5.1. Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e SDE

O Termo de Compromisso entre Aneel e SDE, foi celebrado em 02 de dezembro de 1998 com período de vigência de 05 (cinco) anos. O objetivo foi estabelecer uma sistemática de cooperação técnica e operacional, voltada para a observância da proteção e defesa do consumidor e da prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica.

O 1º termo aditivo ao Termo de Compromisso foi celebrado em 8 de fevereiro de 2000 e possuía vigência até 15 de dezembro de 2003. Este incluiu no documento original procedimentos a serem observados na análise de atos de concentração e de condutas, visando a reprimir infrações à ordem econômica. O objetivo era delinear o fluxo de informações entre os órgãos, a forma de atuação e o estabelecimento de prazos.

Pelo acordo, o rito a ser observado nos processos administrativos relativos a infrações à ordem econômica, previstos nos arts. 20 e 21 da Lei 8.884, de 1994, consistia em: quando qualquer uma das duas partes detectar ou receber denúncia de prática anticompetitiva de agente do setor elétrico, deveria informar a outra, para que procedesse análise e manifestação. Findo o período de análise, a SDE poderia instaurar processo administrativo no âmbito da citada Lei.

Por sua vez, os procedimentos para casos de atos de concentração, previstos no art. 54 da Lei 8.884, de 1994, eram os seguintes: os atos a serem submetidos ao controle deveriam ser apresentados, em 4 (quatro) vias à SDE, que destinaria uma via à SEAE/MF, outra ao CADE e

outra à Aneel; a Aneel deveria emitir parecer técnico; a SDE, após receber parecer da SEAE e da Aneel, emitiria seu parecer e encaminharia o processo ao CADE.

Visando conferir maior celeridade ao processo, a SDE elaborava seu parecer técnico de modo complementar aos dos demais órgãos, aprofundando-se nas questões de sua competência e necessárias para o melhor entendimento do CADE. O fluxograma a seguir ilustra os procedimentos a serem observados nos processos administrativos para casos de atos de concentração.

Figura 5 Atos de concentração: procedimento



Foram celebrados ainda dois termos aditivos ao Termo de Compromisso. O 2º termo aditivo, celebrado em 28 de fevereiro de 2001, incluiu ajustes quanto aos direitos dos consumidores, principalmente aqueles relativos ao fornecimento de serviços de energia elétrica entre os diversos órgãos de defesa do consumidor. Por sua vez, o 3º termo aditivo ao Termo de Compromisso teve por finalidade prorrogar o período de vigência por cinco anos, contados a partir de 02 de dezembro de 2003.

4.5.2. Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e SEAE

O Termo de Compromisso entre Aneel e SEAE foi firmado em 08 de fevereiro de 2000, com prazo de vigência de 24 (vinte e quatro) meses, contados da data de sua assinatura, com possibilidade de prorrogação.

O documento tinha por objetivo estabelecer a forma de cooperação técnica para a resolução de questões referentes à concorrência no setor de energia elétrica, especificamente em relação à análise de atos de concentração econômica e conduta que possam constituir infração à ordem econômica, assim definidos na Lei 8.884, de 1994.

4.5.3. Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e CADE

O Termo de Compromisso celebrado entre a Aneel e o CADE foi firmado em 08 de fevereiro de 2000, com prazo de vigência de 24 (vinte e quatro) meses, contados da data de sua assinatura, com possibilidade de prorrogação.

O Termo de Compromisso tinha por objetivo estabelecer a forma de cooperação institucional, tendo em vista a normatização de procedimentos operacionais para a atuação do CADE e da Aneel na prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica, quando se tratasse de matéria no âmbito de competência das duas entidades. O documento previa o nivelamento de informações, a padronização de entendimentos e a delimitação de competências legais.

4.5.4. Termo de compromisso celebrado entre Aneel, SDE, SEAE e CADE

Tendo em vista o fim do período de vigência do Termo de Compromisso celebrado entre Aneel e SDE em 02/12/1998, em janeiro de 2009 deu-se início às tratativas para a celebração de um novo Termo de Compromisso em Aneel e os órgãos do SBDC.

Assim, em 21 de julho de 2010, foi celebrado o Termo de Compromisso entre SDE, SEAE, CADE e Aneel, com prazo de vigência de 2 (dois) anos, contados da data de sua publicação, com possibilidade de prorrogação.

Pelo acordo, o rito a ser observado nos processos administrativos relativos a infrações à ordem econômica e atos de concentração, previstos nos arts. 20, 21 e 5 da Lei nº 8.884, de 1994, permaneceu quase inalterado, sendo inseridas apenas pequenas alterações de prazos.

Por sua vez, os procedimentos a serem observados nos processos administrativos para casos de atos de concentração, previstos no art. 54 da Lei nº 8.884, de 1994, também quase não foram alterados, sofrendo apenas ajustes de redação.

5. ANÁLISE SISTEMÁTICA DOS JULGADOS ACERCA DA DEFINIÇÃO DE MERCADO RELEVANTE NA SUA DIMENSÃO PRODUTO E NA SUA DIMENSÃO GEOGRÁFICA

Após ter sido apresentado um histórico da regulação pro-concorrencial no âmbito da Aneel e dos acordos de cooperação técnica celebrados entre a Agência e os órgãos do SBDC ao longo do tempo, fica claro que foram empregados esforços de ambas as partes no intuito de estreitar as suas relações, bem como orientar e padronizar os conceitos no exercício de suas competências na análise de atos de concentração.

Percebe-se que em alguns momentos tal interação se apresentou mais intensa, como no período das primeiras tratativas no final dos anos 90, com a criação de um grupo de trabalho atuante e que obteve resultados concretos, como a celebração de diversos termos de compromisso. Contudo, tal interação parece ter diminuído ao longo do tempo, restringindo-se à troca de pareceres voltados à análise de atos de concentração ou ao encaminhamento de contribuições em audiências públicas em assuntos de interesse comum.

Uma forma de avaliar se a harmonização entre a ótica dos órgãos do SBDC e a visão do regulador continua ocorrendo foi investigar os procedimentos de definição do mercado relevante nas análises de atos de concentração no segmento de geração de energia elétrica.

Com esse objetivo, as seções seguintes apresentam o resultado da análise dos julgados do CADE, ao longo do período de 2000 a 2011, acerca da definição de mercado relevante, na sua dimensão produto e na sua dimensão geográfica. Optou-se por avaliar a definição de mercado relevante adotada pelos órgãos do SBDC, pois tal indicador reflete de forma concreta a percepção adotada por todos os órgãos sobre o funcionamento do setor elétrico e a regulamentação vigente.

5.1. O MERCADO RELEVANTE NA DIMENSÃO GEOGRÁFICA

O estudo de casos confirmou a percepção de que não há um consenso ao longo do tempo sobre a definição de mercado relevante na sua dimensão geográfica. Percebe-se que entre o ano 2000 até o final de 2002, a exceção dos votos conduzidos pelo conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade, o CADE entendeu que o mercado relevante seria o mercado nacional, aqui entendido como a região abrangida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), com destaque para o texto do

voto do conselheiro-relator Celso Fernandes Campilongo, no caso Enerpeixe, AC 08012.004469/2001-80, transcrito a seguir:

“o CADE vem, reiteradamente, definindo o mercado geográfico de geração como um mercado nacional. A regulação em vigor não impõe restrição no que se refere à localização geográfica das geradoras que fornecem energia para consumidores livres. A partir da regulamentação específica do setor, é possível adquirir energia elétrica de qualquer empresa participante do Sistema Interligado de Geração de Energia, que desde 1999 interligou todo o país.”

Ocorre que em todos os casos analisados nesse período, os Pareceres da SEAE e SDE que deram suporte aos julgados do CADE optaram por uma definição de mercado relevante geográfico mais restritiva. No caso Enerpeixe, AC 08012.004469/2001-80, por exemplo, a SEAE definiu o mercado relevante geográfico mais limitado que o mercado nacional, ou seja, definiu o mercado relevante como o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Considerou que *“ainda que a regulação em vigor não imponha nenhuma restrição no que diz respeito à localização geográfica das geradoras que fornecem energia para consumidores livres (...) No entanto, devido a fatores relacionados às restrições de transmissão e perdas, ocorrerem diferenciais de preços entre determinadas regiões do país²⁸”*.

A SEAE considerou em seu parecer que havendo restrições da rede de transmissão, ocorreria diferenças de preços entre subsistemas, sendo possível que ocorresse uma elevação do preço da energia pelas geradoras. Por fim concluiu que *“como os custos embutidos na transmissão, bem como a diferenciação de preços entre mercados, dependerão de uma determinada situação de oferta/demanda de energia, adota-se a situação em que o mercado relevante é mais restrito. Desta forma, consistiriam em diferentes mercados cada um dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Enfatiza-se que esta abordagem pode mudar, estando condicionada à ampliação da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia – MAE ou a alterações na capacidade de transmissão entre subsistemas.”* (grifo nosso)

Cabe notar que nos casos analisados, os conselheiros do CADE não avaliaram, por exemplo, a forma de contratação da energia comercializada pelos geradores envolvidos na operação, se a

²⁸ Cabe notar que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela operação coordenada otimizada dos sistemas interligados, define 4 (quatro) sistemas com base em dados históricos do transporte de energia, motivado pela existência de restrições de ordem física a esse transporte, quais sejam: subsistema Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

usina possuía contratos celebrados no ACL, ACR ou estava descontratada. Esse parâmetro poderia se sobrepor ao fato de existir diferenciação de preços entre os diferentes submercados no âmbito do mercado de curto prazo (*spot*).

A depender do tipo de contratação e do período de vigência dos contratos, a diferença de preços entre os submercados representa um impacto insignificante no preço final da energia comercializada.

Ocorre que a partir de meados de 2001 até meados de 2007, o CADE passa a adotar predominantemente uma postura mais restritiva, definindo o mercado relevante geográfico por submercados, com destaque para o Voto do conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade no Caso CEMIG - UHE Sá Carvalho, AC 08012.000401/2000-41.

Nos primeiros anos desse período, ou seja, entre os anos de 2002 e 2003, as análises eram realizadas levando em consideração que o território nacional era dividido em três áreas: Sistema Interligado Norte/Nordeste; Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Sistemas Isolados. Dessa forma, as definições de mercado relevante geográfico se alternavam entre Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Subsistemas Norte/Nordeste.

Constata-se no início desse período inúmeras decisões contraditórias do plenário do CADE, como por exemplo, nos casos do Consórcio Machadinho e da Itiquira Energética. No caso da Itiquira Energética, AC 08012.003726/2001-66, o conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade por considerar que a usina iria agregar capacidade instalada aos subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste, definiu essa região como mercado relevante geográfico. A deliberação do plenário ocorreu em 25/09/2002.

No caso do Consórcio Machadinho, AC 08012.006983/2001-50, o conselheiro-relator Ronaldo Porto Macedo Júnior por entender que a usina estaria conectada ao subsistema Sul, definiu como mercado relevante geográfico o mercado nacional. Frise-se que a deliberação ocorreu em 30/10/2002, ou seja, aproximadamente um mês após caso anterior e sem justificativas aparentes para tal mudança de postura.

É possível perceber, por exemplo, que em todos os votos do conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade, no período de maio de 2001 ao final de 2003, o mercado relevante geográfico

foi definido como Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Para o ano de 2004, mercado relevante foi definido como Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Constata-se que nos casos analisados haviam empreendimentos de geração localizados nos subsistemas definidos pelos conselheiros. Contudo o importante é entender as justificativas que levaram a essa definição de mercado relevante. A título ilustrativo, trechos dos votos dos casos Consórcio Energético do Foz do Chapecó, AC 08012.007402/2001-05, Consórcio Candonga, AC 08012.007591/2003-70, e do parecer da SEAE para o caso Enerpeixe, AC 08012.008641/2003-36, são transcritos a seguir:

“Quanto à dimensão geográfica, a SEAE adotou uma definição mais restrita, definindo o mercado geográfico no âmbito do Subsistema Sul, baseada na possibilidade de situações de restrição de capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas. Entretanto, em razão da definição mais abrangente realizada pela ANEEL e a jurisprudência já assentada no CADE, adoto uma delimitação mais ampla abrangendo os já interligados Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.” (Voto, AC 08012.007402/2001-05)

“A UHE de Candonga irá ofertar o montante de 140 megawatts, que corresponde a 0,16% da capacidade instalada nacional e a 0,23% da capacidade instalada do subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, segundo dados da ANEEL. Devido a perdas e restrições para a transmissão de energia entre os subsistemas, adoto, em consonância com o parecer da SEAE, como mercado relevante da operação, o mercado de geração de energia elétrica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.” (Voto, AC 08012.007591/2003-70)

“Como os custos embutidos na transmissão, bem como a diferenciação de preços entre mercados, dependerão de uma determinada situação de oferta/demanda de energia, adota-se a situação em que o mercado relevante é mais restrito. Desta forma, consistiriam em diferentes mercados cada um dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Enfatiza-se que esta abordagem pode mudar, estando condicionada à ampliação da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia - MAE ou a alterações na capacidade de transmissão entre subsistemas. A usina hidrelétrica Peixe Angical operará de forma integrada ao Sistema Interligado Nacional, pertencendo ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em função de sua localização geográfica. Por conseguinte, considera-se o mercado relevante geográfico como geração de energia elétrica no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.” (Parecer SEAE, AC 08012.008641/2003-36)

Nos casos acima, percebe-se que (i) a SEAE adotou uma de definição mais restrita de mercado relevante, optando por defini-lo como o subsistema, ou subsistemas, ao qual a usina estava localizada; (ii) o conselheiro-relator do processo optou por adotar uma definição também restrita de mercado relevante, ainda que em alguns casos tenha optado por uma definição intermediária,

entre a definição de Sistema Interligado Nacional, mais abrangente, e a definição de um subsistema, mais restritiva como adotada pela SEAE.

Ademais, a justificativa para a definição mais restrita de mercado relevante foi consubstanciada nas restrições de transmissão que acarretariam diferenciação de preços entre os diferentes submercados e custos embutidos de transmissão.

Continuando nossa análise, percebe-se que a partir de meados de 2003, ocorreram alguns julgados em que o mercado relevante geográfico foi definido tanto como mercado nacional, isto é, o Sistema Interligado Nacional (SIN), adotando uma postura mais abrangente, como por subsistema, numa posição mais restritiva.

Uma possível justificativa para a adoção pelo Conselho deste posicionamento contraditório poderia ser o fato de que nos pareceres encaminhados pela Aneel para subsidiar a decisão do CADE, eram encaminhadas as participações de mercado dos envolvidos na operação, em termos de capacidade instalada, tanto no mercado nacional quanto por subsistemas. Essa informação era decorrente do art. 3º da Resolução Aneel 278, de 19 de julho de 2000.

A título ilustrativo, transcrevemos trechos dos pareceres Aneel para os casos Consórcio Estreito Energia, AC 08012.001509/2006-46, Consórcio Capim Branco Energia, AC 08012.000347/2003-86:

“III.a - Do mercado relevante:

O AHE Estreito tem 1087 MW de capacidade instalada, o que corresponde a 1,09% do total nacional e a 4,01% da capacidade instalada do sistema N/NE.

...

Face ao montante distribuído, o mercado relevante desse sistema não sofrerá alteração considerável.

III.b – Da adequação aos limites estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 278, de 19 de julho de 2000.

Após a operação em análise, a participação por parte dos consorciados do CESTE na capacidade instalada nacional e na capacidade instalada do sistema N/NE, será conforme disposto no Quadro III, abaixo.

...

Assim, a participação desses agentes econômicos, nos referidos mercados de energia elétrica, ficará dentro dos limites estabelecidos pela Resolução nº 278/2000.” (Parecer ANEEL AC 08012.001509/2006-46)

“III.a - Do mercado relevante:

Quando em operação, o Complexo Energético Capim Branco I e Capim Branco II ofertará, respectivamente, 240 MW e 210 MW, o que corresponderá a uma parcela de 0,56% da capacidade instalada nacional.

...

Face ao montante distribuído, o mercado relevante desse sistema não sofrerá alteração considerável.

III.b – Da adequação aos limites estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 278, de 19 de julho de 2000.

Após a operação em análise, a participação por parte de cada consorciada na capacidade instalada nacional e no mercado S/SE/CO, será conforme disposto no Quadro III, abaixo.

...

Assim, a participação desses agentes econômicos, nos referidos mercados de energia elétrica, ficará dentro dos limites estabelecidos pela Resolução nº 278/2000. Tais valores, portanto, observam os critérios e limites estabelecidos pela mencionada Resolução.”
(Parecer ANEEL AC 08012.000347/2003-86) (grifo nosso)

A Aneel ao elaborar seu parecer, encaminhava o seu posicionamento sobre o mercado relevante e sobre as participações de mercado dos envolvidos na operação, em termos de capacidade instalada, conforme preconizado pela Resolução Aneel 278, de 19 de julho de 2000. É possível inferir que o conselheiro-relator do processo no CADE, ao elaborar o seu voto utilizando como subsídio as informações contidas no parecer da Aneel, reproduzia na definição de mercado relevante geográfico a definição encaminhada pela Agência que abordava tanto a participação de mercado nacional, como por subsistemas.

Percebe-se que o CADE direcionava sua opinião pela regulamentação e pareceres encaminhados pela agência reguladora. Convém lembrar que a Aneel ao expedir a Resolução Aneel 278, de 2000, entendia que a finalidade daquela norma era dotar a Agência de um instrumento legal para monitorar a participação dos agentes nas atividades do setor elétrico, bem como de dar suporte à Aneel em sua atuação nas ações articuladas com os órgãos do SBDC.

Tendo em vista que os julgados do plenário do CADE ora adotavam uma definição de mercado relevante mais restrita, ora uma definição mais abrangente, a SEAE também passou a adotar uma definição mais generalista, como é possível verificar nos trechos dos pareceres para os casos Usina Termelétrica de Juiz de Fora – UTEFJ, AC 08012.003747/2005-13, Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - Cat-Leo, AC 08012.000698/2005-59, Energética Campos de Cima

da Serra, AC 08012.009255/2005-23 e Retiro Baixo, AC 08012.009131/2006-29, transcritos a seguir.

“É importante ressaltar que a capacidade instalada da central geradora da UTEJF, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 602/2003 é de 87.048 KW, equivalente a 0,1% da Capacidade Instalada do Sistema Nacional, a qual corresponde a 0,2% da Capacidade Instalada no Subsistema Sudeste/Centro – Oeste.” (Parecer SEAE AC 08012.003747/2005-13)

“Se considerarmos a dimensão geográfica como o sistema nacional, as participações das Requerentes são inexpressivas, e se considerarmos uma dimensão geográfica mais restrita – já que não há uniformidade das decisões da CADE, em relação à matéria – ou seja, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, verifica-se que é pouco representativa a concentração de mercado”. (Parecer SEAE AC 08012.000698/2005-59)

“Adotando-se como critério que cada submercado do Sistema Interligado Nacional é um mercado relevante, verifica-se que a operação realizada resulta no submercado Sul, no controle de uma parcela do mercado bastante insignificativa.

...

Caso a definição geográfica do mercado de geração de energia elétrica seja definida como nacional, temos a seguinte participação:

...

Conclui-se que se for considerado como mercado relevante o submercado Sul a operação resultará no controle de uma parcela de mercado de 0,391%, por outro lado, se for considerado o sistema nacional a concentração de mercado será de 0,235%.” (Parecer SEAE AC 08012.009255/2005-23)

“O mercado geográfico para geração de energia elétrica pode ser definido como nacional. Pode-se ainda considerar uma dimensão geográfica mais restrita, ou seja, o Subsistema S/SE/CO, e o N/NE, já que não há uniformidade das decisões do Cade em relação à matéria.” (Parecer SEAE AC 08012.009131/2006-29)

Com a publicação da Resolução Normativa 252, de 6 de fevereiro de 2007, que revogou o art. 3º da Resolução Aneel 278/2000, que fixava os limites de participação de um agente econômico na capacidade instalada no âmbito do setor elétrico, bem como da Resolução Normativa 299, de 8 de janeiro de 2008, que revogou os arts. 4º, 5º e 6º, da mesma resolução, que fixavam os limites de participação de um agente econômico na energia distribuída e nas comercializações final e intermediária no âmbito do setor elétrico, o posicionamento da Aneel na função de apoio aos órgãos de defesa da concorrência se modificou.

A agência claramente alterou sua visão de como exercer a competência que lhe era estabelecida em relação à análise de atos de concentração. Assim, após a publicação da REN 252, 2007, e

enquanto a nova norma que viria a substituir a Resolução Aneel 278, de 19 de julho de 2000, não entrasse em vigor, a Diretoria da agência entendeu que o melhor posicionamento em relação aos atos de concentração que chegassem à Agência seria a análise do caso a caso, considerando, dentre outras variáveis, seus efeitos sobre preços e tarifas.

Nesse sentido, a Aneel deixou de encaminhar seu Parecer Técnico opinativo para cada ato de concentração, bem como de publicar o Despacho que aprovava os pareceres. A agência passou a encaminhar, por ofício, informações que lhe eram solicitadas sobre atos de concentrações relacionadas a participações de mercado, sobre o funcionamento dos leilões no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e entre outras informações que eram solicitadas.

Em 10 de novembro de 2009, foi publicada a Resolução Normativa 378, que estabelecia os procedimentos para análise de atos de concentração e infrações à ordem econômica no setor de energia elétrica. Tendo em vista o Termo de Compromisso celebrado entre SDE e Aneel, que previa o rito e os procedimentos a serem observados nos processos administrativos para casos de atos de concentração, a agência passou a partir de então a encaminhar à SDE uma Nota Técnica com análise do ponto de vista regulatório e setorial sobre os atos de concentração no âmbito do setor elétrico.

Ainda sobre a avaliação do mercado relevante na sua dimensão geográfica, cabe destacar os argumentos trazidos pelo voto do conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo, no Caso Petrobrás – Usina Termoelétrica Petrolina, AC 08012.007852/2007-85, de 23/07/2008, pois reforçam a fragilidade dos argumentos para uma segmentação geográfica do mercado relevante, ou seja, de que restrições de transmissão implicariam diferenciação de preços entre os diferentes submercados que justificariam uma segmentação geográfica.

Conforme argumenta o conselheiro-relator, tendo em vista os dados extraídos dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) no ano de 2007 encaminhados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, *“não faz sentido segmentar geograficamente o mercado de geração em subsistemas (ou sub-mercados), posto que o fluxo de energia elétrica entre os diversos subsistemas é consideravelmente alto, sendo que em alguns casos quase 90% da energia comprada dentro de um subsistema provém de subsistemas diversos. Tais informações revelam um elevado grau de integração entre os subsistemas, de tal*

modo que a análise das condições de concorrência no fornecimento de energia elétrica deve contemplar os participantes em conjunto de subsistemas.”

5.2. O MERCADO RELEVANTE NA DIMENSÃO PRODUTO

O mercado relevante na dimensão do produto para atos de concentração envolvendo empresas do segmento de geração de energia elétrica vinha sendo definido até meados do ano de 2007 como geração de energia elétrica. Contudo, observa-se que a partir do ano de 2007, os votos elaborados pelos conselheiros do CADE passaram definir o mercado relevante na dimensão do produto de acordo com a matriz energética, baseados em critérios da sistemática dos leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado – ACR, nos custos de geração e formas de contratação diferenciados, entre outros pontos. Como resultado dessa nova abordagem, passa-se a observar uma alternância de definições sendo ora o mercado definido por sua matriz de geração (hidrelétrica, termelétrica, eólica, etc.), ora definido de forma mais generalista, somente como geração de energia elétrica.

A seguir busca-se elencar os motivos que teriam levado o plenário do CADE a adotar esse posicionamento, optando por, em alguns casos, se aprofundar da definição do mercado relevante na dimensão do produto.

Os primeiros sinais da mudança de postura na condução das análises podem ser observados por volta de maio de 2007, quando a SEAE encaminhou à Aneel questionamentos²⁹ que foram respondidos pelo Ofício Aneel nº 047/2007-SEM/ANEEL, de 17/05/2007, e que pela relevância do tema, alguns trechos serão retratados a seguir:

“1) Em função do atual marco regulatório do setor elétrico, quais os critérios para negociação de concessões de geração e para a contratação de energia elétrica, segundo as matrizes de geração (hídrica, térmica, nuclear, biomassa e eólica)?

No novo modelo do setor elétrico instituído pela Lei nº 10.848, de 2004, a compra e venda de energia elétrica se dá em dois ambientes: i) Ambiente de Contratação Regulada – ACR, ii) e Ambiente de Contratação Livre – ACL. No ACR são realizadas as operações de compra e venda para as concessionárias de distribuição, por meio de licitação na modalidade leilão, promovida pela ANEEL de acordo com as diretrizes emanadas pelo

²⁹ Os questionamentos faziam referência a 8 (oito) atos de concentração, entre os quais: AC 08012.003187/2007-51, AC 08012.003506/2007-28, AC 08012.002533/2007-8, AC 08012.002531/2007-94 e AC 08012.002535/2007-72. Em todos os atos de concentração aqui mencionados, os conselheiros-relatores definiram o mercado relevante na sua dimensão produto por fonte de geração.

Ministério de Minas e Energia – MME. A ANEEL promove dois tipos básicos de leilões: leilões de energia de empreendimentos existentes, e leilões de energia provenientes de novos empreendimentos. Os vencedores do leilão de energia proveniente de novos empreendimentos recebem outorga de concessão (UHE) ou autorização (térmica, biomassa, nuclear, eólica e PCH)³⁰ e celebraram Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs.

2) Como são definidos os preços de energia elétrica pagos aos geradores para cada tipo de energia?

As diretrizes para a elaboração das regras dos leilões, definidas pelo MME, contêm a sistemática do leilão. Os leilões já realizados foram de preço descendente, onde o preço inicial é estabelecido pelo MME e o preço final é resultante do lance dos geradores participantes do leilão.

3) Como se dá a escolha da matriz de geração contratada (hídrica, térmica, nuclear, biomassa e eólica)? E como esta influencia o preço final da energia contratada?

No novo modelo do setor elétrico, compete à Empresa de Pesquisa Energética – EPE o planejamento da expansão da geração e transmissão de energia e a elaboração de lista de usinas a serem licitadas. O MME define se tais usinas serão licitadas em conjunto ou separadamente. Nos leilões de energia nova já realizados, as usinas foram licitadas no mesmo leilão. Desta forma, a matriz de geração é determinada pelo resultado do leilão. Com relação à influência no preço final, os contratos de compra e venda de energia tendem a ser mais caros para as fontes de custos de geração mais altos. Os preços desses contratos são resultado do processo de licitação e representam o equilíbrio entre a disposição a pagar dos compradores e as ofertas dos geradores.”

Não obstante, conforme mencionado anteriormente, findo o período para recebimento das contribuições da Audiência Pública nº 001/2008, a empresa Petrobrás trouxe ao conhecimento da Aneel cópias de pareceres emitidos pela SEAE e pela SDE, referentes a atos de concentração em análise pelo CADE (referentes às UTEs Juiz de Fora, Termobahia, Petrolina, Piratininga e Termocabo), bem como cópia da manifestação apresentada àquele Conselho pelos advogados da Petrobrás.

Em tais correspondências, a Petrobrás explicitava preocupação quanto a uma suposta mudança de posicionamento dos órgãos de defesa da concorrência, notadamente a SEAE e a SDE, no que se refere aos critérios utilizados para determinação do mercado relevante. Informavam que as

30 UHE (Usina Hidrelétrica): Potência superior a 30.000 kW

PCH (Pequena Central Hidrelétrica): Potência superior a 1000kW e igual ou inferior a 30.000kW, destinado a produção independente ou autoprodução

CGH (Central Geradora Hidrelétrica): potencial hidráulico igual ou inferior a 1000kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, necessitam somente de registro junto à Aneel.

Secretarias deixaram de considerar o mercado de energia elétrica como sendo todo o SIN e passaram a considerá-lo por submercado e sendo segregado por tipo de fonte (hidráulica e termelétrica), em decorrência da configuração dos leilões de energia nova.

De forma paralela, em setembro de 2008, a Aneel recebeu correspondências do CADE solicitando esclarecimentos quanto a aspectos relacionados aos leilões de energia nova e apresentando questionamentos quanto à visão da Agência sobre o tema da segmentação do mercado de energia elétrica por tipo de fonte (termelétrica e hidrelétrica). Tendo em vista a relevância do tema, alguns trechos do Ofício nº 215/2008-SEM/ANEEL, de 25/09/2008, que encaminhou resposta aos questionamentos do CADE serão transcritos a seguir.

“1.2 Informação de como são estabelecidas as quantidades de energia a serem leiloadas, bem como o percentual que deverá ser fornecido a partir de cada uma das fontes geradoras de energia (hidrelétrica, termelétrica, eólica, etc.) e, ainda, e que momento os concorrentes tomam conhecimento de tais quantidades e percentuais.

Nos últimos leilões realizados, as distribuidoras declararam ao MME as necessidades de compra de energia para atendimento ao respectivo mercado, no horizonte de 5 ou 3 anos, ou para o próximo ano, de acordo com o tipo de leilão a que se destinam as declarações. Com base nessas declarações, o MME definiu a necessidade total de energia elétrica do mercado a ser considerada nos leilões (valor mantido em sigilo).

Desse modo, as quantidades de compra para cada tipo de produto (hidrelétrico ou termelétrico) foram definidas pelo MME e somente após a finalização dos leilões os concorrentes tiveram acesso a essas informações.

...

Item 1.4 Os lances referentes à geração de energia termelétrica ocorrem simultaneamente com os lances referentes a outros tipos de geração?

Não. Nos últimos leilões realizados primeiramente ocorreu a etapa “Hídrica”, onde concorreram os empreendimentos hidrelétricos (usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas) na modalidade de fornecimento por quantidade de energia.

Em seguida, ocorreu a etapa “Outras Fontes”, onde concorreram os empreendimentos termelétricos (com combustíveis fósseis ou biomassa) e eólioelétricos na modalidade de fornecimento por disponibilidade do empreendimento.

...

Item 1.6 Existe concorrência entre geradoras de energia termelétrica ligadas a diferentes subsistemas dentro do Sistema Interligado Nacional? A ANEEL entende que há quatro

subsistemas regionais (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), ou apenas dois (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste)?

Sim, vez que o gerador de energia termelétrica pode negociar contratos com compradores em todo o Sistema Interligado Nacional - SIN, independentemente do ponto de localização de sua instalação de geração. Além disso, nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, o vendedor celebra contratos com todas as distribuidoras que tenham declarado necessidade de energia junto ao MME, não havendo restrições quanto à localização dessas.

No Ambiente de Contratação Livre – ACL também não existem restrições à venda de energia entre os diferentes submercados.

Para fins da programação da geração, efetuada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, e na Liquidação do Mercado de Curto Prazo da CCEE, são considerados quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Item 1.7 Qual o entendimento da ANEEL sobre a segmentação de mercados relevantes de energia por fonte geradora? Geradoras de energia hidrelétrica, termelétrica, eólica concorrem no mesmo mercado?

É o entendimento desta Superintendência que, no caso das vendas efetuadas por meio dos leilões do ACR, o mercado comprador é único (o universo das distribuidoras que declararam a necessidade suprimento ao MME, composto por grande parte das distribuidoras do SIN), e dessa forma, o mercado não deve ser segmentado por fonte.

Adicionalmente, deve-se considerar que mesmo no âmbito dos empreendimentos de geração termelétrica são empregadas as mais diversas tecnologias e tipos de combustível que diferenciam sobremaneira os custos de geração. Pode-se citar como exemplo: as usinas a gás natural (utilizam turbinas aeroderivadas); as usinas a óleo diesel (utilizam motores de combustão interna); as usinas a óleo combustível, a carvão e a biomassa (utilizam caldeiras e turbinas a vapor). Ressalta-se que as usinas eólioelétricas (utilizam aerogeradores) participam da mesma etapa de venda nos leilões.

Da mesma forma, no ACL todas as fontes hidrelétricas e termelétricas, com quaisquer tipos de combustível, competem pelos mesmos consumidores em todos os submercados, em contratos por quantidade de energia.”

Dando prosseguimento na discussão, cabe menção os casos envolvendo a Petrobrás, visto que em alguns desses casos o CADE acompanhou o voto do conselheiro-relator e adotou a definição de mercado relevante por matriz de geração e em outros adotou a definição de mercado relevante como geração de energia elétrica.

Para o Caso Petrobrás – Usina Termoelétrica Petrolina, AC 08012.007852/2007-85, por exemplo, a SEAE em seu parecer empreendeu um longo arrazoado explicitando os motivos pelos quais

decidiu pela segmentação de mercado de acordo com a matriz de geração (hidrelétrica, termelétrica ou eólica) argumentando que diante da substituíbilidade tanto oferta como da demanda entre as diversas fontes disponíveis, concluiu que o setor de geração de energia elétrica possui três segmentos distintos, quais sejam: (i) geração de energia hidrelétrica; (ii) geração de energia termelétrica; e (iii) geração de energia eólica.

Ademais, a forma de contratação da energia nova no Ambiente de Contratação Regulada que prevê que as hidrelétricas são contratadas por quantidade enquanto as térmicas são contratadas por disponibilidade seria um fator fundamental para segmentação do mercado de geração de energia por fontes.

Nesse mesmo caso, o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo considerou em seu voto que não se justificaria uma distinção tão profunda entre ACL e ACR a ponto de considerá-los mercados distintos, e que a aquisição de energia elétrica de UTE e de UHE não é inteiramente distinta a ponto de justificar a separação em mercados diversos, concluindo que o mercado é composto pelos geradores conectados ao SIN. O conselheiro se baseou no fato de que a remuneração das UTE por disponibilidade guarda relação com seus custos de capital fixo, além dos custos variáveis das usinas para que as mesmas funcionem no momento em que forem despachadas pelo ONS. Destacou também que na hipótese de um gerador contratar energia e não entregá-la, este ficará obrigado a adquiri-la no mercado de curto prazo (spot), fazendo-se a liquidação por diferença no âmbito da CCEE, independente de sua fonte geradora.

No sentido oposto, torna-se bem ilustrativo o Caso Juiz de Fora – Petrobrás, AC 08012.012953/2007-78 em que o CADE acompanhando o voto do conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia entendeu que o mercado relevante de geração deve ser segmentado por matriz energética. Dentre os argumentos utilizados pelo conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia merece destaque o fato de que, sob o ponto de vista da demanda, resta claro que a fonte geradora de energia é indiferente, vez que as distribuidoras são obrigadas a contratar com todos os empreendimentos vencedores do leilão. Contudo, sob a ótica da oferta, a análise da dinâmica concorrencial entre os participantes dos leilões no âmbito do ACR permite afirmar que a fonte geradora é determinante, não apenas para a fixação dos preços, quantidades e prazos contratados, mas também para a própria forma de contratação, que diverge substancialmente em se tratando de geradoras hidrelétricas e geradoras a partir de outras fontes (em especial, termelétricas).

5.3. A INCONSISTÊNCIA NA DEFINIÇÃO DO MERCADO RELEVANTE NO ÂMBITO DO SETOR ELÉTRICO

5.3.1. A inconsistência na análise do mercado relevante na dimensão do produto

Observando os cenários e argumentos trazidos nas discussões acima mencionadas, num primeiro momento, parece que a definição do mercado relevante na dimensão do produto tanto é factível por uma abordagem mais restrita, por matriz de geração (hidrelétrica, termelétrica, eólica, etc.), quanto por uma visão mais generalista, somente como geração de energia elétrica, sendo ambas possíveis e justificáveis. Dentre os argumentos apresentados nos votos acima mencionados que justificariam a definição do mercado relevante na dimensão do produto de acordo com a matriz energética, isto é, argumentos que evidenciariam que uma termelétrica não compete com uma hidrelétrica, destacam-se:

- o sistema de contratação dos leilões de energia nova: as diretrizes e a sistemática dos leilões de energia nova no Ambiente de Contratação Regulado – ACR, definidas pelo MME, para os leilões realizados até o ano de 2008, estabelecem formas de contratação diferenciada entre fontes, de forma que as usinas hidrelétricas (UHE) foram contratadas através de contratos por quantidade de energia elétrica, enquanto que as usinas termelétricas (UTE) foram contratadas por contratos por disponibilidade de energia elétrica.
- os prazos de contratação nos leilões de energia nova são diferenciados por fonte.
- o preço inicial ou preço-teto nos leilões de energia nova é diferenciado por produto, isto é, por fonte.
- a estrutura de custos de geração é diferenciada por fonte.
- as termelétricas são despachadas pelo ONS em situações de contingência, ou seja, em situações em que as hidrelétricas estariam incapacidades de serem despachadas devido a condições hidrológicas de pouca chuva.

Assim, no âmbito nos leilões de energia nova do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sob a ótica da oferta, haveria justificativas para a diferenciação do mercado relevante na dimensão do produto por fonte.

Por sua vez, os argumentos que justificariam a definição do mercado relevante na dimensão do produto como geração de energia elétrica, numa abordagem mais ampla de mercado, poderiam ser elencados como:

- ainda que nos leilões de energia nova o tipo de contratação seja diferenciado por fonte de geração, isto é, contratos por quantidade de energia elétrica para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade de energia elétrica para as usinas termelétricas, o tipo de remuneração de cada tipo de contrato estaria atrelado aos custos de geração típicos de cada matriz energética.

Desta forma, as usinas termelétricas receberiam seu custo de capital fixo para que ficassem disponíveis ao ONS e seu custo variável, denominado de Custo Variável Único (CVU), quando efetivamente incorressem em geração. Tanto o vendedor de energia proveniente de usina hidrelétrica quanto de usina termelétrica, ao contratar energia e não entregá-la, estariam sujeitos às mesmas Regras de Comercialização de Energia Elétrica, tendo que recorrer ao mercado *spot* ou mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprar contratos por quantidade.

- no âmbito dos leilões de energia nova do ACR, o mercado comprador é único, ou seja, é composto pelo universo das distribuidoras do SIN que declararam sua necessidade de compra de energia ao Ministério de Minas e Energia (MME), para atendimento ao seu mercado consumidor. Tal fato resulta na conclusão de que sob o ponto de vista da demanda é indiferente a fonte geradora de energia elétrica.

Postos os argumentos apresentados pelos conselheiros do CADE em seus votos, bem como pela SEAE, que justificariam cada uma das duas abordagens possíveis, passemos nos parágrafos seguintes a fazer uma análise crítica do que foi exposto buscando encontrar uma direção única de abordagem, de forma a encontrar quais argumentos se sobrepõe ao demais.

Dentre as justificativas apresentadas para a segmentação do mercado relevante por matriz energética, as mais relevantes se apoiam na sistemática de contratação dos leilões de energia nova nos anos de 2007 e 2008, anos em que surgiram as maiores discussões, principalmente em virtude dos atos de concentração envolvendo a Petrobrás.

Sobre tal argumento, cabe notar que as usinas termelétricas envolvidas nos atos de concentração em que a Petrobrás aparece como parte envolvida são todas usinas construídas e instaladas, sendo titulares de autorização. Considerando que os órgãos do SBDC optaram por adotar os critérios dos leilões de energia nova, no âmbito do ACR, fica evidente que tais empreendimentos, por seu status de usina existente não poderiam participar como vendedores dos leilões de energia nova, se não vejamos.

De acordo com o Edital dos leilões de energia nova que ocorreram à época, os empreendedores apresentaram projetos de usinas à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), frise-se aqui “projetos”, que em sequencia divulgava quais empreendimentos estavam habilitados tecnicamente a participar do certame. Assim, os vendedores com empreendimentos habilitados tecnicamente de um lado e as distribuidoras de outro, se inscreviam para participar do leilão, pré-qualificando-se para aportar as garantias financeiras de participação.

Constata-se aqui um equívoco de interpretação por parte do CADE ao utilizar os critérios dos leilões de energia nova para definir o mercado relevante em atos de concentração envolvendo usinas em operação comercial, já implantadas.

Ademais, as usinas termelétricas da Petrobrás por se tratarem de empreendimentos já implantados e operando comercialmente, estariam aptas a participar, à época, por exemplo, do 5º Leilão de Energia Existente (A-1, realizado no ano de 2006). Segundo os termos do Edital do Leilão (Edital nº 006/2006), dentre os requisitos que os vendedores deveriam atender para participar do certame estavam ser agente titular de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. Cabe destacar que não havia menção a distinção por fonte, por exemplo, ou seja, não havia restrição ou distinção por fonte para participar do certame, sendo a única condição ser uma “energia existente”. Ademais, todos os vendedores que se sagravam vencedores do certame, deveriam celebrar um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade quantidade de energia, frise-se independente da fonte e com período de suprimento de 08 anos, com início de suprimento em 01/01/2007.

Percebe-se que o critério de segregação do mercado relevante baseado somente no sistema de contratação dos leilões de energia nova mostra-se equivocado visto que os atos de concentração envolvendo o segmento de geração de energia analisados pelo Conselho envolvem

empreendimentos que estão em operação comercial e que podem ter sua energia negociada tanto nos leilões de energia existe, no âmbito do ACR, ou ainda no ACL, não se justificando dessa forma, tal segregação por fontes. Por sua vez, os leilões de energia nova do ACR são direcionados à projetos de usinas que serão futuramente implantadas.

Ademais, as diferenças de contratação entre as fontes nos leilões de energia nova se baseiam no fato de se tratarem de projetos que serão implantados. Daí o fato de o prazo de suprimento e implantação ser diferenciado, levando-se em conta que um empreendimento hidrelétrico possui prazo e custos de implantação diversos de um empreendimento térmico.

Outro ponto relevante é que no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tanto as fontes hidrelétricas como as termelétricas com quaisquer tipos de combustível, competem pelos mesmos consumidores em todos os submercados, com contratos na modalidade por quantidade de energia.

Por todo o exposto e diante da atual regulamentação vigente do setor, entende-se que o mercado relevante na dimensão do produto para atos de concentração envolvendo empresas do segmento de geração de energia elétrica deve ser definido como geração de energia elétrica e não deve haver segmentação por matriz energética.

5.3.2. A inconsistência na análise do mercado relevante na dimensão geográfica

Da análise qualitativa da jurisprudência do CADE, constata-se que os argumentos que justificariam a segregação geográfica do mercado relevante em sub-regiões se apoiam basicamente (i) nas diferenças de preços do mercado de curto prazo (*spot*) entre os submercados, (ii) nos custos embutidos na transmissão, (iii) nos pareceres elaborados pela Aneel sobre atos de concentração envolvendo empresas do setor elétrico, conforme previsto em Acordo de Cooperação Técnica, que continha informações sobre participações de mercado dos agentes, baseados na Resolução Aneel 278/2000, e (iv) sistema de contratação dos leilões de energia nova.

Entende-se que se sobrepõe a esses critérios o fato de o vendedor de energia, independentemente do ponto de localização de sua instalação de geração, poder negociar contratos com compradores localizados em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

O vendedor celebra contratos de compra e venda de energia, os quais são instrumentos financeiros, e não contratos de entrega firme de energia. Ressalta-se que no modelo adotado no Brasil, o mercado de energia elétrica é um ambiente onde são feitas as transações comerciais envolvendo a contratação da compra e venda de energia elétrica. Por sua vez, a geração de energia elétrica ocorre em função da demanda, sem observar as relações comerciais.

A operação do sistema elétrico e a operação do mercado de energia elétrica, no atual modelo regulatório brasileiro, ocorrem de forma dissociada, no intuito que os interesses comerciais dos agentes de mercado não influenciem a otimização do despacho para atendimento da demanda. O entendimento dessa dissociação é essencial para se compreender que a segregação geográfica do SIN é relevante do ponto de vista da operação do sistema elétrico, mas não da delimitação dos mercados relevantes conforme uma análise antitruste..

Fatores como restrições de transmissão entre subsistemas e escassez de chuvas em certas regiões influenciam diretamente a operação do sistema e, apenas de forma indireta é que influenciam o mercado de energia, via PLD. Assim de maneira simplificada, é possível dizer que no modelo vigente, aspectos como localização da usina não influenciam, de forma relevante, no preço da energia comercializada. Disso conclui-se que do ponto de vista do mercado, e do preço da energia elétrica³¹, o mercado relevante na dimensão geográfica pode ser definido como o SIN.

Nos leilões de energia nova do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o vendedor celebra CCEARs com todas as distribuidoras que tenham declarado necessidade de compra de energia junto ao MME, não havendo restrições quanto à localização dessas usinas.

Por todo o exposto, e tendo em vista o atual modelo regulatório vigente no âmbito do setor elétrico brasileiro, acredita-se que não se justifica uma segregação geográfica do mercado relevante em termos de submercados de energia elétrica e o mercado relevante na dimensão geográfica pode ser definido como o SIN.

³¹ O preço do mercado de curto ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é diferenciado por submercado, conforme já explicado nesse trabalho.

5.3.3. Os atuais problemas na definição de mercado relevante e as soluções possíveis

Das análises apresentadas nas seções anteriores envolvendo atos de concentrações de empresas do segmento de geração de energia elétrica depreende-se que não há um consenso ao longo dos anos sobre a definição de mercado relevante tanto na dimensão do produto quanto na dimensão geográfica. O cenário atual revela que o Conselho do CADE não possui uma posição definida sobre o assunto, e em diversas oportunidades decidiu de forma diversa a julgados anteriores.

São pilares da segurança jurídica a uniformidade da interpretação normativa e sua aplicação. Essa é a base para que os indivíduos possam ter certeza e calculabilidade quanto às consequências dos seus atos, das relações que participam e dos atos a que estão submetidos (PINTO, 2011).

Em vários momentos ao longo do estudo ficou evidente a insegurança gerada em virtude da instabilidade no posicionamento do Conselho em relação à definição de mercado relevante no âmbito do SEB. Tal fato foi percebido tanto pelos administrados, a exemplo da Petrobrás que em diversas oportunidades encaminhou ofícios tanto ao CADE como à Aneel questionando a instabilidade dos julgamentos do Conselho, como pela SEAE que passou a externar em alguns pareceres a indefinição no posicionamento do Conselho. Desse modo, o estudo demonstrou a percepção da sociedade de que não há um consenso ao longo do tempo sobre a definição de mercado relevante no âmbito do SEB.

Evidenciou, também, que a definição de mercado relevante adotada pela SEAE, e de certa forma pela SDE, nem sempre é a mesma adotada pelo Conselho. Expôs que o entendimento da Aneel sobre a definição de mercado relevante também não é integralmente compartilhada pelos conselheiros do CADE.

Essa falta de harmonização de conceitos entre os órgãos de defesa da concorrência no exercício de suas competências na análise de atos de concentração no segmento de geração de energia elétrica resulta em total instabilidade e imprevisibilidade das decisões. E como se sabe, em economia dúvidas e insegurança implicam em custos que são embutidos pelos empreendedores em suas análises de mercado.

Conforme estudo da OCDE, Brasil: fortalecendo a governança para o crescimento (2008, p. 48) são essenciais para uma boa regulação a previsibilidade administrativa e a transparência: “A

transparência do sistema regulatório é essencial para construir um ambiente regulatório estável e acessível, que promova a competitividade, a comercialização e os investimentos e ajude a indesejável influência de grupos de pressão”.

Isso posto, conclui-se que a atuação do CADE, no que tange a definição do mercado relevante no âmbito no segmento de geração de energia elétrica não vêm proporcionando até o presente momento a segurança jurídica necessária. Tal situação é (i) totalmente indesejável para o administrado, visto que este não tem conhecimento de qual definição será adotada em seu ato de concentração; (ii) fere o princípio da isonomia, uma vez que administrados em condições iguais são tratados distintamente; (iii) impacta negativamente na competitividade do mercado; e (iv) expõe a falta de interação entre os órgãos responsáveis pela análise dos atos de concentração no âmbito do setor elétrico.

Outro ponto relevante é que os técnicos do SBDC têm conhecimento parcial do setor elétrico. Isso resulta em análises incompletas sobre o tema no âmbito dos processos de atos de concentração, sem considerar todas as especificidades peculiares ao setor. Os técnicos da Aneel, por sua vez, não têm exata noção sobre quais informações são relevantes sob o ponto de vista concorrencial, e sobre conceitos como mercado relevante e exercício de poder de mercado (SIMABUKU, 2009).

A falta de harmonização de conceitos na instrução de processos de atos de concentração no segmento de geração de energia elétrica é decorrente da ausência de interação efetiva entre as atividades da agência reguladora e dos órgãos de defesa da concorrência. A comunicação entre tais entidades é, na maioria das vezes, realizada por meio de correspondências. Não existe, por exemplo, um feed back sobre as Notas Técnicas de análise de atos de concentração elaboradas pela Aneel e, também, não se percebe um posicionamento proativo da agência reguladora em buscar uma uniformização de conceitos do setor elétrico por parte dos órgãos de defesa da concorrência.

Percebe-se que ao longo dos anos, essa comunicação deficitária entre órgãos resultou, por exemplo, na adoção pelos órgãos de defesa da concorrência em uma definição de mercado relevante na sua dimensão geográfica diversa daquela adotada pela agência reguladora. Tal descompasso foi resultado de uma interpretação equivocada pelos órgãos de defesa da

concorrência das informações constantes dos pareceres não vinculativos elaborados pela própria Aneel, que abordava em seus pareceres, dentre outras informações relevantes, parâmetros e limites regulatórios preconizados pela Resolução Aneel nº 278, de 19 de julho de 2000. Uma interação efetiva e sinérgica poderia ser alcançada, por exemplo, por meio da celebração de Termos de Compromissos ou Convênios³² efetivos e eficazes.

6. CONCLUSÃO

Constata-se que houve uma clara evolução nos conceitos utilizados pelos órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) nas análises de atos de concentração envolvendo empresas do Setor Elétrico Brasileiro. Percebe-se que o CADE passou a considerar em suas análises de mérito e definição de mercado relevantes conhecimentos específicos sobre o funcionamento do setor elétrico, questões regulatórias, sistema de contratação dos leilões de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Contudo, esse esforço não foi suficiente para construir – e sinalizar ao mercado – critérios claros e coerentes, ao longo dos anos, sobre a definição do mercado relevante para o segmento de geração de energia elétrica.

O estudo dos casos evidenciou a percepção de que não existiu um consenso ao longo do tempo sobre a definição de mercado relevante adotada pelo Conselho. Essa abordagem caso a caso, com decisões contraditórias, tem como resultado (i) em tratamento não isonômico aos agentes; (ii) cria insegurança jurídica, gerando impactos negativos ao mercado na medida em que provoca um aumento nos riscos para os investidores, e (iii) expõe a falta de coordenação entre os órgãos envolvidos na análise dos atos de concentração.

Tanto a atividade de regulação como a de defesa da concorrência devem ser pautadas por regras claras, transparentes e estáveis para o setor, de forma a garantir segurança jurídica e previsibilidade ao investidor.

A análise da jurisprudência mostra que o Conselho, nos atos de concentração do segmento de geração de energia elétrica, ao definir o mercado relevante em sua dimensão geográfica vem

³² O parágrafo único do art. 13 do Decreto nº 2.335/97 estabelece: “A ANEEL celebrará convênios de cooperação com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça e demais órgãos de proteção e defesa da ordem econômica, com o objetivo de harmonizar suas ações institucionais.”

optando ora por uma definição mais abrangente como sendo o Sistema Interligado Nacional (SIN), ora por uma definição mais limitada de mercado relevante, segregando o mercado geograficamente em termos de submercados ou sub-regiões.

Na dimensão do produto, o Conselho ora define o mercado relevante como: geração de energia elétrica, numa abordagem mais generalista. Ora adota uma visão mais restrita, definindo o mercado relevante por matriz de geração (hidrelétrica, termelétrica, eólica etc).

Entende-se, diversamente daquele Conselho, que o mercado relevante na sua dimensão do produto, no segmento de geração de energia elétrica, somente pode ser definido como geração de energia elétrica.

A atual regulamentação do setor elétrico dispõe que empreendimentos de geração que estejam em operação comercial, indistintamente de sua fonte geradora, podem ter sua energia negociada em leilões de energia existente, no âmbito do ACR, ou ainda em contratos bilaterais livremente negociados, no âmbito do ACL. Dessa forma, entende-se que não se justifica a segregação por fonte na definição de mercado relevante.

O fato de um empreendimento de geração, independentemente de sua localização, poder negociar energia, por meio da celebração de contratos de compra de venda de energia, com compradores localizados em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), permite concluir que o mercado relevante na sua dimensão geográfica é o Sistema Interligado Nacional.

A operação do sistema elétrico e a operação do mercado de energia elétrica, no atual modelo regulatório brasileiro, ocorrem de forma dissociadas. O entendimento dessa dissociação é essencial para se concluir que não se verifica uma segregação geográfica do mercado relevante em termos de submercados de energia elétrica, podendo-se afirmar que esse é composto pelo Sistema Interligado Nacional.

Desse modo, é necessário uma harmonização de conceitos e atuação conjunta da defesa da concorrência e da regulação setorial em busca da promoção do crescimento sustentável do País. Assim, torna-se essencial que o canal de comunicação entre os órgãos envolvidos na análise de atos de concentração ultrapasse a barreira do canal burocrático e se torne um canal efetivo. É imprescindível que as questões regulatórias que envolvem grande interesse público, e não

somente os leilões de energia nova, também tenham o posicionamento dos órgãos do SBDC sobre os reflexos em questões de cunho concorrencial.

E por fim, é necessário que o CADE repense os parâmetros que está utilizando em suas análises envolvendo empresas geradoras do Setor Elétrico Brasileiro. Entende-se que este estudo terá cumprido seu objetivo se suas conclusões trouxerem uma mudança de postura tanto dos órgãos do SBDC como da agência reguladora setorial, de forma a trazer benefícios para o desenvolvimento do mercado e do País.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBUD, O. A.; TANCREDI, M., **Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica – causas e impactos principais**. *Textos para discussão n. 69*, Brasília, 2010.

ABREU, Y. V., **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Questões e Perspectivas**. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Economia e Administração, USP, 1999.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Aneel. Informações Técnicas Disponível
<<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em 20 de maio de 2012

ALMEIDA, L. H. B., **Análise da implantação de leilões de energia elétrica no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília, 2005.

ALMEIDA, L. H. B., **A contratação de energia de reserva no atual modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro: da teoria à prática**. Trabalho Final. Faculdade de Direito, UnB, 2009.

BRUNA, S. V., **O poder econômico e a conceituação do abuso em seu exercício**. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2001.

HUNT, S., **Making Competition Work in Electricity**. John Wiley & Sons, New York, 2002.

Ministério de Minas e Energia - MME, **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. Brasília, 2003.

NEWBERY, D., **Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries**. *DAE Working Paper WP 0210*. University of Cambridge, 2002.

ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT - OCDE, **Reviews of regulatory reform Brazil: strengthening governance for growth**. Paris, 2008.

PAIXÃO, L.E. **Memórias do Projeto Re-SEB**. Massao Ohno Editor, São Paulo, 2000.

PÊGO, B.; NETO, C. A. S. C., **O Pac e o setor elétrico: desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007 – 2010)**. *Texto para Discussão n° 1329*, Rio de Janeiro: IPEA, 2008.

PINTO, G. M., **A dosimetria das multas impostas em resposta às infrações contra a ordem econômica: uma análise da lei de defesa da concorrência e de sua aplicação pelo Cade, V**

Prêmio SEAE 2010 – Concurso de Monografias sobre os temas: Defesa da concorrência e regulação econômica, Edições Valentim, Brasília, 2011.

SANTANA, E. A., **Externalidades, Assimetria de Informações e Poder de Monopólio: O Caso do Setor Elétrico Brasileiro**, Encontro Nacional de Economia, 2011.

SAMPAIO, P. R. P.; PEREIRA NETO, C. M., **Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência**, 1ª Ed., Rio de Janeiro, Editora FGV, 2011.

SIMABUKU, R. T., **A estrutura de regulamentação e de regulação do setor elétrico brasileiro: é possível melhorar?.** *Revista de Políticas Públicas e Gestão Governamental* – Vol. 7, n. 2, Brasília, 2008.

SIMABUKU, R. T., **A regulação do setor elétrico brasileiro e a defesa da concorrência: Uma proposta de articulação sob o ponto de vista do regulador**, *Revista de Políticas Públicas e Gestão Governamental* – Vol. 8, n. 1, Brasília, 2009.

TORRES, R. C., **Avaliação de portfólios de contratos de compra e venda de energia elétrica: Uma abordagem pela teoria de opções.** Dissertação de Mestrado. Pontífca Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2006.

ANEXO A

1. Análise sistemática dos julgados (acerca da definição do mercado relevante)

1.1. Atos de concentração em envolvendo empresas do segmento de geração

1.1.1. Caso CGEEP (ato nº 08012.008080/1999-09) – 02/02/2000

A conselheira-relatora Hebe Teixeira Romano Pereira da Silva definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Sistema Interligado Nacional (SIN), que inclui os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Norte.

1.1.2. Caso GERASUL - TRACTEBEL (ato nº 08012.011926/1999-34) – 05/04/2000

Conforme é possível se depreender do voto do conselheiro-relator Marcelo Procópio Calliari, o mercado relevante foi definido na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Sistema Interligado Nacional (SIN) conforme seguinte trecho transcrito do voto “*o mercado de geração de energia elétrica, no tocante a delimitação geográfica, tem sido considerado por este CADE como de âmbito nacional, dada a união completa, realizada em janeiro de 1999, dos antigos sistemas interligados do Norte/Nordeste e do Sul/Sudeste/Centro-Oeste*”.

1.1.3. Caso CESP Tietê (ato nº 08012.011220/1999-36) – 19/07/2000

A conselheira-relatora Hebe Teixeira Romano Pereira da Silva definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Sistema Interligado Nacional (SIN), que inclui os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Norte.

1.1.4. Caso GERASUL (ato nº 08012.002085/2000-41) – 23/01/2001

No caso em discussão, o conselheiro-relator Celso Fernandes Campilongo ponderou que a GERASUL não possui mercado relevante considerável, “

1.1.5. Caso CEMIG - UHE Sá Carvalho (ato nº 08012.000401/2000-41) – 23/05/2001

O conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica os Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.6. Caso Enerpeixe S.A. (ato nº 08012.004469/2001-80) – 13/03/2002

O conselheiro-relator Celso Fernandes Campilongo definiu em seu voto o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica. Por sua vez, no que se refere à dimensão geográfica, argumentou que *“o CADE vem, reiteradamente, definindo o mercado geográfico de geração como um mercado nacional. A regulação em vigor não impõe restrição no que se refere à localização geográfica das geradoras que fornecem energia para consumidores livres. A partir da regulamentação específica do setor, é possível adquirir energia elétrica de qualquer empresa participante do Sistema Interligado de Geração de Energia, que desde 1999 interligou todo o país”*. Isso posto, definiu o mercado relevante na sua dimensão geográfica como sendo o nacional.

1.1.7. Caso Itiquira Energética - UHE Itiquira (ato nº 08012.003726/2001-66) – 25/09/2002

No caso em tela, o conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica os Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.8. Caso Consórcio Machadinho (ato nº 08012.006983/2001-50) – 30/10/2002

O conselheiro-relator Ronaldo Porto Macedo Júnior definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Sistema Interligado Nacional.

1.1.9. Caso Consórcio Energético do Foz do Chapecó; UHE Foz do Chapecó (ato nº 08012.007402/2001-05) – 18/12/2002

O conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como o de geração de energia elétrica. Quanto à dimensão geográfica, apesar de o parecer SEAE adotar uma definição mais restrita de mercado relevante considerando mercado

como o Subsistema Sul, o conselheiro-relator discorreu que “*em razão da definição mais abrangente realizada pela ANEEL e a jurisprudência já assentada no CADE, adoto uma delimitação mais ampla abrangendo os já interligados Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste*”.

1.1.10. Caso Consórcio Eletrobolt (ato nº 08012.005492/2001-91) – 21/05/2003

O conselheiro-relator Miguel Tebar Barrionuevo definiu o mercado relevante na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.11. Caso Consórcio Estreito Energia (ato nº 08012.000346/2003-31) – 11/06/2003

O conselheiro-relator Cleveland Prates Teixeira definiu o mercado relevante, em sua dimensão produto, como (i) geração de energia e (ii) comercialização de energia. Por sua vez, definiu o mercado relevante de geração em dimensão geográfica como o Subsistema Norte/Nordeste.

1.1.12. Caso Campos Novos Energia (ato nº 08012.004136/2001-51) – 13/08/2003

No voto do conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade o mercado relevante foi definido na sua dimensão produto como geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.13. Caso Consórcio Capim Branco Energia (ato nº 08012.000347/2003-86) – 13/08/2003

Conforme se depreende do voto do conselheiro-relator Roberto Augustos Castellanos Pfeiffer, o mercado relevante foi definido na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto no Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.14. Caso Alcan Alumínio - Consórcio Candonga (ato nº 08012.007591/2003-70) – 28/04/2004

No caso em tela o conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade mencionou que “*devido à perdas e restrições para a transmissão de energia entre os subsistemas, adoto, em consonância*

com o parecer da SEAE, como mercado relevante da operação, o mercado de geração de energia elétrica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.15. Caso Enerpeixe (ato nº 08012.008641/2003-36) – 28/04/2004

O conselheiro-relator Thompson Almeida Andrade considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.16. Caso Centrais Elétricas do Rio Jordão - Elejor (ato nº 08012.000875/2004-16) – 15/09/2004

O conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado, acompanhando o parecer SEAE, considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica o subsistema Sul.

1.1.17. Caso Galera Centrais Elétricas (ato nº 08012.009759/2004-62) – 15/06/2005

O conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.18. Caso Usina Termelétrica de Juiz de Fora - UTEFJ (ato nº 08012.003747/2005-13) – 07/12/2005

O conselheiro-relator Ricardo Villas Bôas Cueva considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.19. Caso Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - Cat-Leo (ato nº 08012.000698/2005-59) – 19/07/2006

O conselheiro-relator Luis Fernando Rigato Vasconcellos considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram

apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.20. Caso Consórcio Estreito Energia (ato nº 08012.001509/2006-46) – 27/09/2006

O conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado, acompanhando o parecer SEAE, considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto no Subsistema Norte/Nordeste.

1.1.21. Caso Energética Campos de Cima da Serra Ltda - ECCS (ato nº 08012.009255/2005-23) – 25/10/2006

O conselheiro-relator Luis Fernando Schuartz considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica a região Sul do país.

1.1.22. Caso Rede Power – Tocantins Energia (ato nº 08012.006734/2006-79) – 17/01/2007

O conselheiro-relator Abraham Benzaquem Sicsú considerou o mercado relevante na dimensão produto como geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto nos Subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.23. Caso Retiro Baixo (ato nº 08012.009131/2006-29) – 11/04/2007

O conselheiro-relator Luis Fernando Schuartz considerou o mercado relevante na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto nos Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.24. Caso Tractebel Energia; Consórcio Machadinho (ato nº 08012.000956/2007-69) – 04/09/2007

Conforme é possível se depreender do voto do conselheiro-relator Luis Fernando Rigato Vasconcellos não foi feita análise detalhada do mercado relevante e o parecer da SEAE enquadrou a operação em na hipótese prevista no inc. III, do art. 6º da Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 01/2003³³.

1.1.25. Caso Machadinho Energética; Consórcio Machadinho (ato nº 08012.000801/2007-22) – 04/09/2007

De maneira análoga ao caso Tractebel Energia, AC 08012.000956/2007-69, o parecer da SEAE enquadrou a operação em na hipótese prevista no inc. III, do art. 6º da Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 01/2003, e o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo não fez nenhum aprofundamento da análise do mercado relevante.

1.1.26. Caso INCAE – PCH Piranhas (ato nº 08012.011430/2006-23) – 10/10/2007

No presente caso, não foi delimitado o mercado relevante conforme se depreende do voto do conselheiro-relator Luis Fernando Rigato Vasconcellos conforme segue: “*verifica-se que a operação em tela não resultará em qualquer integração vertical ou concentração horizontal no Brasil, conclui-se que uma análise mais aprofundada dos mercados relevantes no Brasil é inteiramente dispensável para os propósitos da presente análise*”. Contudo, é possível perceber pela leitura atenta do voto que foi considerado o mercado como sendo o mercado nacional de energia elétrica, pois descreve a operação como a entrada de empresa no mercado nacional de energia elétrica.

1.1.27. Caso Enterpa - UHE Cachoeirinha e UHE São João (ato nº 08012.010322/2007-14) – 30/01/2008

O mercado relevante foi definido pelo conselheiro-relator Fernando de Magalhães Furlan, em consonância com o parecer SEAE, na sua dimensão produto como mercado de geração de energia elétrica por fonte hidrelétrica e na dimensão geográfica no Subsistema Sul.

1.1.28. Caso Endesa - Enel (ato nº 08012.003187/2007-51) – 13/02/2008

³³ O art. 6º da Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 01/2003 trata dos casos elegíveis à aplicação do Procedimento Sumário.

O conselheiro-relator Luis Fernando Rigato Vasconcellos, em consonância com o parecer SEAE, adotou a definição de mercado relevante na dimensão produto como mercado de geração de energia por fonte hidrelétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.29. Caso Triunfo - UHE Salto e UHE Sato do Rio Verdinho (ato nº 08012.009612/2007-15) – 27/02/2008

No caso em discussão o conselheiro-relator Ricardo Villas Bôas Cueva, em consonância com o parecer SEAE, adotou a definição de mercado relevante na dimensão do produto como mercado de geração de energia por fonte hidrelétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.30. Caso Brascan Energética - PCH Santa Edwiges I (ato nº 08012.003506/2007-28) – 19/03/2008

O conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado definiu o mercado relevante como o mercado de geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.31. Caso Ceolpar (ato nº 08012.012246/2007-81) – 23/04/2008

Conforme se depreende no voto do conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado, o mercado relevante foi definido na sua dimensão produto como sendo geração de energia elétrica e na sua dimensão geográfica foram apresentadas as participações da requerente tanto no Sistema Nacional quanto nos Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.32. Caso Arembepe – Águas Guariroba (ato nº 08012.011510/2007-60) – 07/05/2008

No caso em análise, o conselheiro-relator Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado entendeu que *“diferentes cenários de mercados relevantes podem ser propostos para a presente operação. Do ponto de vista do produto, pode-se considerar o mercado de geração de energia elétrica como um todo ou apenas o mercado o mercado de energia termelétrica. (...) Do ponto de vista geográfico, pode-se tomar o Sistema Nacional ou o Subsistema Nordeste”*.

1.1.33. Caso Petrobrás – Usina Termoelétrica Petrolina (ato nº 08012.007852/2007-85) – 23/07/2008

O Parecer da SEAE concluiu pela segmentação do mercado geração de energia elétrica mediante três critérios, a saber: “*de acordo com o ambiente de contratação (ACR – Ambiente de Contratação Livre; ACL – Ambiente de Contratação Regulada – ACR); de acordo com a matriz de geração de energia (hidrelétrica, termelétrica ou eólica); e de acordo com o subsistema do Sistema Integrado Nacional (SIN) onde se localiza o estabelecimento gerador (Subsistema Sul, Subsistema Sudeste/Centro-Oeste; Subsistema Norte; e Subsistema Nordeste)*”. Contudo, o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo considerou que tendo em vista um elevado grau de integração entre os subsistemas, a análise das condições de concorrência no fornecimento de energia elétrica deve contemplar os participantes do conjunto de subsistemas. Argumentou também que não se justifica uma distinção tão profunda entre ACL e ACR a ponto de considerá-los mercados distintos, e que a aquisição de energia elétrica de UTE e de UHE não é inteiramente distinta a ponto de justificar a separação em mercados diversos, concluindo que o mercado é composto pelos geradores conectados ao SIN.

1.1.34. Caso Suape II (Petrobrás Distribuidora S.A.) – Usina Termoelétrica Suape II (ato nº 08012.012945/2007-21) – 27/08/2008

De maneira análoga a análise conduzida no caso Petrobrás – UTE Petrolina, o conselheiro-relator Paulo Furquim considerou que a análise das condições de concorrência no fornecimento de energia elétrica deve contemplar os participantes do conjunto de subsistemas e não deve segmentar o mercado por ambiente de contratação (ACL e ACR), nem por matriz de geração de energia, concluindo novamente que o mercado é composto pelos geradores conectados ao SIN.

1.1.35. Caso CEMIG GT - UHE Itaocara (ato nº 08012.007384/2008-20) – 17/09/2008

O conselheiro-relator Fernando de Magalhães Furlan, em consonância com o parecer da SEAE, adotou o mercado relevante na dimensão produto como sendo geração de energia por fonte hidrelétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.36. Caso CEMIG GT – PCH Lages (ato nº 08012.007386/2008-19) – 17/09/2008

De maneira análoga a análise conduzida no caso CEMIG GT - UHE Itaocara, AC 08012.007384/2008-20, o conselheiro-relator Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo adotou o mercado relevante como sendo o mercado de geração de energia por fonte hidrelétrica na dimensão produto e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.37. Caso CEMIG GT – PCH Paracambi (ato nº 08012.007387/2008-63) – 17/09/2008

De maneira análoga a análise conduzida no caso CEMIG GT - UHE Itaocara, AC 08012.007384/2008-20, o conselheiro-relator Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo adotou o mercado relevante como sendo o mercado de geração de energia por fonte hidrelétrica na dimensão produto e na dimensão geográfica o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.38. Caso Madeira Energia S.A. - MESA; UHE Santo Antonio (ato nº 08012.006989/2008-01) – 17/09/2008

No caso em análise, o conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia, seguindo o Parecer da SEAE, adotou o mercado relevante na dimensão do produto como sendo o mercado de geração de energia por fonte hidrelétrica e na dimensão geográfica como sendo o Subsistema Norte.

1.1.39. Caso Juiz de Fora (Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRÁS - Usina Termelétrica Juiz de Fora (ato nº 08012.012953/2007-78) – 6/11/2008

Nesse caso a SEAE definiu o mercado relevante sob a dimensão do produto como sendo o de geração de energia por fonte termelétrica e no âmbito geográfico do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Nesse sentido, entendeu o conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia que *“a análise da dinâmica concorrencial entre os participantes dos leilões no âmbito do ACR permite afirmar que, sob a ótica da oferta, a fonte geradora é determinante não apenas para fixação de preços, quantidades e prazos contratados, mas também para a própria forma de contratação, que diverge substancialmente em se tratando de geradoras hidrelétricas e geradoras a partir de outras fontes (em especial, termelétricas). Até mesmo o momento em que as geradoras hidrelétricas apresentam seus lances no leilão é diferente daquele em que as demais geradoras o fazem. Nesse sentido, há elementos suficientes para segregar, sob a ótica do produto, o mercado relevante, nos termos da SEAE”*. Assim, no presente caso o mercado relevante na dimensão do

produto foi definido como sendo o de geração de energia por fonte termelétrica e na dimensão geográfica foi definido como sendo a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.40. Caso Piratininga (Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRÁS - Usina Termoelétrica Piratininga (ato nº 08012.007775/2007-63) – 6/11/2008

No caso em análise, o conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia adotou o mercado relevante na dimensão do produto como sendo o mercado de geração de energia por fonte termelétrica e na dimensão geográfica como sendo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.41. Caso Usina Termoelétrica Destilaria Andrade (ato nº 08012.008880/2008-09) - 06/11/2008

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia menciona que a SEAE/MF definiu o mercado relevante na dimensão do produto como sendo o de geração de energia termelétrica. Na dimensão geográfica, definiu-se o mercado relevante como sendo o do Subsistema (Submercado) Sudeste/Centro-Oeste. Ressalta o conselheiro-relator que diverge da SEAE quanto à definição de geográfica do mercado relevante, pois entende que não há justificativa para a segmentação por subsistemas, “visto que no Ambiente de Contratação Regulada, o vendedor celebra contrato com todas as distribuidoras que demandaram energia junto ao MME e estas celebram contrato com todos os empreendimentos vencedores do leilão e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) também não existem, segundo a Aneel, restrições à venda de energia entre diferentes submercados (subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul)”.

1.1.42. Caso Pioneiros Bioenergia S.A. (ato nº 08012.009123/2008-44) - 06/11/2008

Em um primeiro momento o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo assume que cada matriz de geração de energia elétrica (eólica, hidrelétrica, termelétrica, nuclear, etc) constitui um mercado relevante distinto. Num segundo momento, o conselheiro-relator menciona que na dimensão geográfica considera-se o mercado de geração de energia elétrica como um todo. Por fim, conclui que essas são as duas definições plausíveis de mercado relevante.

1.1.43. Caso Camaçari Muricy I (Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRÁS - Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I (ato nº 08012.002533/2007-83) - 12/11/2008

No presente caso o conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia reiterou os argumentos apresentados no caso Juiz de Fora, AC 08012.012953/2007-78. De forma adicional, incluiu no seu voto um detalhamento da sistemática dos leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sob coordenação da Aneel, em 2008, a qual consistiu basicamente de oferta de energia de diferentes fontes, sendo dividida uma primeira etapa hídrica (usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas) na modalidade de fornecimento por quantidade e uma segunda etapa “outras fontes” para geradores termelétricos e eolioelétricos na modalidade de fornecimento por disponibilidade. Argumentou o conselheiro-relator que *“ainda que se possa admitir alguma influência da oferta hidrelétrica na formação dos preços de energia termelétrica durante os leilões no ACR, tal resulta não de uma interação concorrencial entre os agentes econômicos envolvidos, mas sim de decisões regulatórias em função, por exemplo, das previsões relativas ao regime pluvial. Tanto assim que a recíproca não é verdadeira, ou seja, o preço da energia hidrelétrica não é em nada afetado pela disponibilidade de energia proveniente de outras fontes”*.

Por fim, mencionou que as estruturas de custos e sistema de contratação diferem entre as fontes geradoras, de forma que nos leilões realizados no âmbito do ACR, energia hidrelétrica e energia proveniente de outras fontes são produtos diferentes, razão pela qual no caso em tela, o mercado relevante na dimensão do produto foi definido como sendo o de geração de energia por fonte termelétrica e na dimensão geográfica foi definido como sendo a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.44. Caso Petrobrás Distribuidora – UTE Goiânia II (ato nº 08012.002531/2007-94) - 12/11/2008

Na presente análise, o conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia, repetindo os argumentos apresentados nos AC nºs 08012.012953/2007-78, 08012.002533/2007-83 e 08012.008880/2008-09, definiu o mercado relevante na dimensão do produto como sendo o de geração de energia por fonte termelétrica e na dimensão geográfica foi definido como sendo a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.45. Caso Hidropower – Tupan (ato nº 08012.007887/2008-03) - 12/11/2008

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia, em consonância com o Parecer SEAE, adotou o mercado relevante na dimensão do produto como sendo geração de energia elétrica e na dimensão geográfica o Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

1.1.46. Caso Arembepe Energia - UTE Camaçari Pólo de Apoio I (ato nº 08012.002535/2007-72) - 12/11/2008

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia, repetindo os argumentos apresentados nos AC n^{os} 08012.012953/2007-78, 08012.002533/2007-83, 08012.008880/2008-09 e 08012.002531/2007-94, definiu o mercado relevante na dimensão do produto como geração de energia por fonte termelétrica e na dimensão geográfica a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.47. Caso Denerge (ato nº 08012.009934/2008-45) - 26/11/2008

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia, concordando com o Parecer da SEAE, adotou o mercado relevante como mercado de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Menciona ainda que embora “*tenha definido em atos de concentração julgados recentemente mercados relevantes em geração de energia segundo a fonte geradora (hidrelétrica, termelétrica, etc.), entendendo que, dada a simplicidade do presente caso, seria desnecessário e excessivamente oneroso para a administração e para as requerentes obter os dados referentes a cada mercado relevante para aprofundar a análise*”.

1.1.48. Caso EDP – Rede Energia (ato nº 08012.007300/2008-58) - 15/04/2009

O conselheiro-relator Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo, de início considera que o segmento de geração de energia elétrica poderia ser dividido por fontes de geração. Em seguida, menciona as participações das Requerentes por Subsistema (Submercado) e no SIN. Em sequência, menciona que “*adotado o mercado de geração de energia elétrica como um todo, não segmentado por fontes, tem-se que a concentração gerada seria igualmente irrelevante*”.

1.1.49. Caso Geradora - UTE Tocantinópolis; UTE Nova Olinda (ato nº 08012.010092/2008-74) – 29/04/2009

Na presente análise, o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo, em convergência com o Parecer da SEAE, adotou a definição de mercado relevante como geração de energia elétrica no Subsistema Norte/Nordeste.

1.1.50. Caso Couto Magalhães Energia (ato nº 08012.009933/2008-09) – 29/04/2010

O conselheiro-relator Fernando de Magalhães Furlan julgou que, em convergência com o Parecer da SEAE, por tratar-se de operação de reestruturação societária com alteração de controle, a operação não altera o mercado em questão definido como geração de energia elétrica.

1.1.51. Caso Consórcio Empresarial Salto Pilão – CESAP e Serra do Facão Energia S.A. (atos nº 08012.003951/2010-93 e 08012.003952/2010-38) – 23/06/2010

Os AC 08012.003951/2010-93 e 08012.003952/2010-38 foram apreciados de forma conjunta por existir conexão entre eles. O mercado relevante na sua dimensão geográfica foi definido como o Sistema Interligado Nacional (SIN). Sobre tal ponto, transcreve-se a seguir trecho do voto do conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia: *“entendo, acompanhando farta jurisprudência deste Conselho, que não há justificativa para a segmentação por subsistemas, visto que, no Ambiente de Contratação Regulada, o vendedor celebra contrato com todas as distribuidoras que demandam energia junto ao Ministério de Minas e Energia – MME e estas celebram contrato com todos os empreendimentos vencedores do leilão e no Ambiente de Contratação Livre também não existem, segundo ANEEL, restrições à venda de energia entre os diferentes submercados (Subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul)”*. Por sua vez, o mercado relevante na dimensão do produto foi definido como sendo geração de energia por fonte hidrelétrica.

1.1.52. Caso Belo Monte (Norte Energia S.A. – Usina Hidrelétrica de Belo Monte) (ato nº 08012.009965/2010-11) – 16/11/2010

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia considerou que o mercado de geração de energia elétrica deve ser segmentado, em sua dimensão produto, conforme a fonte geradora, enquanto que, em sua dimensão geográfica, entendeu que não há razões para segmentação em subsistemas regionais, devendo o mercado geográfico ser compreendido como a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

**1.1.53. Caso Solenergias Comercializadora de Energia (ato nº 08012.008881/2011-41)
– 26/10/2011**

O conselheiro-relator Marcos Paulo Verissimo, em consonância com o parecer da SEAE, definiu o mercado relevante como geração de energia elétrica por fonte térmica do Subsistema Nordeste.

1.2. Atos de concentração em envolvendo empresas do segmento de Distribuição e Transmissão

1.2.1. Caso CCODE – AES Sul Distribuidora (ato nº 08012.011337/1999-83) - 22/11/2000

Foi entendimento do conselheiro-relator Afonso Arinos de Mello Franco que o mercado relevante de produto era composto pelos serviços de geração e distribuição de energia elétrica. Especificamente o mercado de distribuição foi subdividido em dois, a saber: o mercado cativo restrito à área de concessão da CCODE (região centro-oeste do Estado do Rio Grande do Sul) e o mercado de livre negociação³⁴ para o qual não há restrições físicas em relação à área geográfica na qual o agente pode comercializar.

1.2.2. EPTE - CTEEP (ato nº 08012.006048/2001-93) - 06/03/2002

O conselheiro-relator do processo Ronaldo Porto Macedo Junior definiu o mercado relevante na dimensão do produto como mercado de transmissão de energia elétrica e na dimensão geográfica discorreu que: *“a EPTE atua no mercado de transmissão de energia elétrica na Grande São Paulo, Baixada Santista, Vale do Paraíba e Sorocaba. A CTEEP por sua vez atua no Estado de São Paulo, exceto nas áreas cobertas pela EPTE. Todavia a rede de transmissão de energia elétrica permite, através do Sistema Interligado Nacional, a troca de energia entre regiões. Portanto defino como a dimensão geográfica do mercado relevante a área coberta pelo Sistema Interligado Nacional”*.

³⁴ Conforme previsto na Resolução nº 265, de 13 de agosto de 1998.

2.1.1. Caso LIGHT – RME (08012.002569/2006-86) – 22/11/2006

O conselheiro-relator Luis Fernando Schuartz adotou como mercado relevante para o mercado de geração de energia elétrica o Sistema Interligado Nacional (SIN) conforme segue se depreende do seguinte trecho: *“no que se refere à geração de energia elétrica (...) a participação de mercado combinada das partes envolvidas, decorrentes da operação, é de apenas 6,55%, considerando-se o Sistema Nacional”*. Com relação ao mercado de distribuição e transmissão de energia elétrica, o entendimento foi que *“uma vez que os mercados de transmissão e distribuição de energia elétrica são monopólios (regulados), a operação não gera concentrações horizontais em quaisquer mercados relevantes correspondentes à prestação desses serviços já que RME e Light atuam em mercados relevantes distintos”*.

2.1.2. Caso Companhia Luz e Força Santa Cruz (ato nº 08012.009766/2006-26) – 11/04/2007

Na presente análise, o conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo considerou o mercado relevante como sendo delimitado pelo Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

2.1.3. Caso PCP – CEMAR (ato nº 08012.013851/2007-70) - 30/01/2008

O conselheiro-relator Luis Fernando Rigato Vasconcellos, em consonância com o entendimento da SEAE, considerou que o mercado de distribuição de energia elétrica é um mercado regulado, *“com a existência de monopólios legais nas respectivas áreas de concessão”*. Nesse sentido, entende que *“as decisões atinentes ao mercado de distribuição de energia elétrica são afetas ao âmbito regulatório”*.

2.1.4. Caso ELETROSUL – ENGEVIX (08012.002743/2008-52) - 04/06/2008

O conselheiro-relator Ricardo Villas Bôas Cueva considerou que *“o setor de transmissão de energia elétrica é caracterizado por ser monopólio natural, onde as concessionárias de serviços de transmissão atuam em um ambiente regulado pelo ONS”*.

2.1.5. Caso CEMIG (ato nº 08012.009723/2009-93) - 20/01/2009

Conforme é possível se depreender do voto do conselheiro-relator Vinícius Marques de Carvalho não foi realizada uma análise mais extensiva do mercado relevante e o parecer da SEAE enquadrou a operação em na hipótese prevista no inc. X, do art. 6º da Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 01/2003.

1.2.3. Caso IEMG – CYMI Holding (ato nº 08012.011169/2008-23) - 25/03/2009

O conselheiro-relator César Costa Alves de Mattos mencionou em seu voto que o mercado de transmissão de energia elétrica constitui-se em monopólio natural, regulado pela agência setorial. Assim, *“cada linha concedida constitui-se em um mercado a parte, monopolizado pelo agente transmissor, que por sua vez, tem suas atividades de transmissão determinadas pelo Estado, por meio do Operador Nacional do Sistema. Desse modo, não há sequer concentração decorrente da operação, mas a entrada de um novo agente econômico no mercado relevante considerado, qual seja o trecho compreendido entre os municípios de Neves a Mesquita, no leste do Estado de Minas Gerais. Não somente isso, mas, no atual modelo energético adotado no país, a atividade de transmissão sequer pode ser considerada, rigorosamente falando como um mercado. Não há ambiente competitivo a ser protegido pela autoridade antitruste”*.

1.2.4. Caso IEMadeira (ato nº 08012.002042/2009-02) - 13/05/2009

Conforme entendimento do conselheiro-relator César Costa Alves de Mattos o caso trata-se de mercado de infra-estrutura em energia elétrica, em específico inserido no Sistema Interligado Nacional. Há ainda concordância como posicionamento da SEAE que entendeu que *“o setor caracteriza-se por ser um monopólio natural, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Não, há, portanto, concorrência nesse setor”*.

1.2.5. Caso CEMIG GT e TERNALTA (ato nº 08012.003680/2009-32) - 08/07/2009

Foi entendimento do conselheiro-relator Paulo Furquim de Azevedo que *“o mercado relevante sob o ponto de vista geográfico pode ser considerado como a região na qual a empresa detém concessão para transmissão de energia elétrica, isto é, na região compreendida entre suas subestações de transmissão de energia”*.

1.2.6. Caso CTEEP – IESUL (ato nº 08012.003639/2009-66) - 05/08/2009

O conselheiro-relator Vinícius Marques de Carvalho não faz nenhuma menção explícita sobre a definição de mercado relevante, menciona apenas que adota, no caso em análise, os fundamentos dos Pareceres da SEAE e da SDE. Depreende-se do parecer da SEAE que mercado relevante adotado é a área de concessão do concessionário de transmissão.

2.1.6. Caso CTEEP – ISOLUX (ato nº 08012.003640/2009-91) - 16/09/2009

O conselheiro-relator Olavo Zago Chinaglia faz menção à definição de mercado relevante adotada pelo parecer da SEAE para o mercado de transmissão no qual *“cada linha de transmissão constitui um mercado relevante, sujeito a monopólio natural e intensa regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”*.

2.1.7. Caso ALUPAR - MDU (ato nº 08012.009617/2009-18) - 20/01/2010

O conselheiro-relator Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo entendeu que *“as concessionárias não concorrem entre si no desenvolvimento de suas atividades de transmissão, já que cada concessão constitui um monopólio natural”*.

2.1.8. Caso CEMIG – LIGHT (ato nº 08012.000682/2010-11) - 28/04/2010

O conselheiro-relator César Costa Alves de Mattos mencionou em seu voto que os mercados de distribuição e transmissão *“tratam-se de monopólios, cada qual em áreas geográficas distintas, seguindo jurisprudência deste Conselho, no AC nº 08012.002569/2006-86.”* No que se refere ao mercado de geração de energia elétrica, o conselheiro-relator mencionou que a SEAE segmentou o mercado por matrizes, baseando-se em argumentos apresentados no parecer nº 08012.012945/2007-21 e concluiu que *“no presente caso, estamos tratando de dois grupos de empresas que detêm ativos, tanto em geração, como em distribuição, donde decorre que, em tese, há a possibilidade de elevação de poder de mercado no âmbito dos leilões de energia, principal locus de competição do mercado de geração. (...) sem descartar a análise empreendida pela SEAE, consideraremos, ainda, a geração de energia como produto relevante sem distinção da matriz energética utilizada”*. Por fim, considerou na dimensão geográfica a área correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

2.1.9. Caso LIGHT – RME (08012.002569/2006-86) – 22/11/2006

O conselheiro-relator Luis Fernando Schuartz adotou como mercado relevante para o mercado de geração de energia elétrica o Sistema Interligado Nacional conforme segue se depreende do seguinte trecho: “no que se refere à geração de energia elétrica (...) a participação de mercado combinada das partes envolvidas, decorrentes da operação, é de apenas 6,55%, considerando-se o Sistema Nacional”. Com relação ao mercado de distribuição e transmissão de energia elétrica, o entendimento foi que “uma vez que os mercados de transmissão e distribuição de energia elétrica são monopólios (regulados), a operação não gera concentrações horizontais em quaisquer mercados relevantes correspondentes à prestação desses serviços já que RME e Light atuam em mercados relevantes distintos”.

1.2.7. Caso CEMIG – LIGHT (ato nº 08012.003947/2010-25) - 04/08/2010

Tendo em vista que o presente AC consistiu na segunda etapa de reestruturação societária já analisada no âmbito do AC nº 08012.000682/2010-11, o conselheiro-relator César Costa Alves de Mattos reiterou seu entendimento já externado naquele caso.

1.2.8. Caso CEMIG – LIGHT (ato nº 08012.004502/2011-43) - 29/06/2011

Considerando que o caso em análise está compreendido no bojo dos AC nºs 08012.000682/2010-11 e 08012.003947/2010-25, o conselheiro-relator Alessandro Serafin Octaviani Luis adotou o mesmo posicionamento já adotado pelo CADE para aqueles casos.

1.2.9. Caso TAESA – ABENGOA (ato nº 08012.006810/2011-11) - 10/08/2011

Conforme se depreende do voto do conselheiro-relator Alessandro Serafin Octaviani Luis “o mercado de transmissão de energia elétrica possui monopólio natural, decorrente de concessão. (...) As características desse mercado mostram que as concessionárias não concorrem entre si no desenvolvimento de suas atividades de transmissão, uma vez que atuam em ambiente fortemente regulado pela ANEEL e estão sujeitas a regras rígidas de acesso e uso dos sistemas de transmissão”.

ANEXO B

Atos de concentração do segmento de geração de energia elétrica

Nº do Processo (Ato de Concentração)	Data do Voto	Conselheiro-relator	Interessadas	Dimensão Produto	Dimensão Geográfica
08012.008080/1999-09	02/02/2000	Lucia Helena Salgado e Silva	Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema - CGEEP	Geração	SIN
08012.011926/1999-34	05/04/2000	Marcelo Procópio Calliari	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A - GERASUL; Tractebel S/A	Geração	SIN
08012.011220/1999-36	19/07/2000	Hebe Teixeira Romano Pereira da Silva	CESP - Companhia Energética de São Paulo - CESP Tietê	Geração	SIN
08012.002085/2000-41	23/01/2001	Celso Fernandes Campilongo	Geradoras do Sul do Brasil S/A - GERASUL	Geração	SIN
08012.000401/2000-41	23/05/2001	Thompson Almeida Andrade	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG; UHE Sá Carvalho	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.004469/2001-80	13/03/2002	Celso Fernandes Campilongo	Enerpeixe S.A.	Geração	SIN
08012.003726/2001-66	25/09/2002	Thompson Almeida Andrade	Itiquira Energética S.A.; UHE Itiquira	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.006983/2001-50	30/10/2002	Ronaldo Porto Macedo Júnior	Consórcio Machadinho; UHE Machadinho	Geração	SIN
08012.007402/2001-05	18/12/2002	Thompson Almeida Andrade	Consórcio Energético do Foz do Chapecó; UHE Foz do Chapecó	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.005492/2001-91	21/05/2003	Miguel Tebar Barrionuevo	Consórcio Eletrobolt	Geração	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.000346/2003-31	11/06/2003	Cleveland Prates Teixeira	Consórcio Estreito Energia	Geração	Subsistema Norte/Nordeste
08012.004136/2001-51	13/08/2003	Thompson Almeida Andrade	Campos Novos Energia S/A	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.000347/2003-86	13/08/2003	Roberto Augustos Castellanos Pfeiffer	Consórcio Capim Branco Energia S/A	Geração	Sistema Nacional + Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.007591/2003-70	28/04/2004	Thompson Almeida Andrade	Alcan Alumínio do Brasil Ltda; Consórcio Candonga	Geração	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.008641/2003-36	28/04/2004	Thompson Almeida Andrade	Enerpeixe S.A.	Geração	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.000875/2004-16	15/09/2004	Luiz Carlos Thadeti Delorme Prado	Centrais Elétricas do Rio Jordão - Elejor	Geração	Subsistema Sul
08012.009759/2004-62	15/06/2005	Luiz Carlos Thadeti Delorme Prado	Galera Centrais Elétricas S/A	Geração	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.003747/2005-13	07/12/2005	Ricardo Villas Bóas Cueva	Usina Termelétrica de Juiz de Fora - UTEFJ	Geração	Sistema Nacional + Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.000698/2005-59	19/07/2006	Luis Fernando Rigato Vasconcellos	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - Cat-Leo	Geração	Sistema Nacional + Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.001509/2006-46	27/09/2006	Luiz Carlos Thadeti Delorme Prado	Consórcio Estreito Energia	Geração	Sistema Nacional + Subsistema Norte/Nordeste
08012.009255/2005-23	25/10/2006	Luis Fernando Schuartz	Energética Campos de Cima da Serra Ltda - ECCS	Geração	Sistema Sul
08012.006734/2006-79	17/01/2007	Abraham Benzaquem Sisto	Rede Power do Brasil S/A; Tocantins Energia S/A	Geração	Sistema Nacional + Subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Nº do Processo (Ato de Concentração)	Data do Voto	Conselheiro-relator	Interessadas	Dimensão Produto	Dimensão Geográfica
08012.009131/2006-29	11/04/2007	Luis Fernando Schuartz	Retiro Baixo S.A.	Geração	Sistema Nacional + Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
08012.000956/2007-69	04/09/2007	Luis Fernando Rigato Vasconcellos	Tractebel Energia S/A; Consórcio Machadinho	-	-
08012.000801/2007-22	04/09/2007	Paulo Furquim de Azevedo	Machadinho Energética S.A.; Consórcio Machadinho	-	-
08012.011430/2006-23	10/10/2007	Luis Fernando Rigato Vasconcellos	INCAE – PCH Piranhas	Geração	SIN
08012.010322/2007-14	30/01/2008	Fernando de Magalhães Furlan	Enterpa Energia S/A; Gerdau Aços Longos S.A.; UHE Cachoeirinha e UHE São João	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sul
08012.003187/2007-51	13/02/2008	Luis Fernando Rigato Vasconcellos	Endesa S/A; Enel S.p.A; Aciona S/A	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.009612/2007-15	27/02/2008	Ricardo Villas Bôas Cueva	Companhia Brasileira de Alumínio; Triunfo Participações e Investimentos S.A.; UHE Salto e UHE Sato do Rio Verdinho	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.003506/2007-28	19/03/2008	Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado	Brascan Energética S.A.; PCH Santa Edwiges I	Geração	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.012246/2007-81	23/04/2008	Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado	Copel Geração S.A; Companhia Paranaense de Energia; Ceolpar	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.011510/2007-60	07/05/2008	Luiz Carlos Thadeu Delorme Prado	Arembepe Energia S.A.; Águas Guarirôba Ambiental Ltda	Geração + Geração por fonte termelétrica	Sistema Nacional + Subsistema Nordeste
08012.007852/2007-85	23/07/2008	Paulo Furquim de Azevedo	Petrobrás – Usina Termoelétrica Petrolina	Geração	SIN
08012.012945/2007-21	27/08/2008	Paulo Furquim de Azevedo	Petrobrás Distribuidora S.A. Suape II	Geração	SIN
08012.007384/2008-20	17/09/2008	Fernando de Magalhães Furlan	Cemig Geração e Transmissão S.A.; Itacoara Energia Ltda; UHE Itaocara	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.007386/2008-19	17/09/2008	Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo	Cemig Geração e Transmissão S.A.; Light Energia S.A.; PCH Lages	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.007387/2008-63	17/09/2008	Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo	Cemig Geração e Transmissão S.A.; Light Energia S.A.; PCH Paracambi	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
08012.006989/2008-01	17/09/2008	Olavo Zago Chinaglia	Madeira Energia S.A. - MESA; UHE Santo Antonio	Geração por fonte hidrelétrica	Subsistema Norte
08012.012953/2007-78	06/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras	Geração por fonte termelétrica	SIN
08012.007775/2007-63	06/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras	Geração por fonte termelétrica	SIN
08012.008880/2008-09	06/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	IBITIÚVA BIOENERGÉTICA S.A.; ANDRADE AÇÚCAR E ÁLCOOL S.A; UTE Destilaria Andrade	Geração por fonte termelétrica	SIN
08012.009123/2008-44	06/11/2008	Paulo Furquim de Azevedo	Pioneiros Bioenergia S.A	Geração	Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
08012.002533/2007-83	12/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	Petrobrás - Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I	Geração por fonte termelétrica	SIN
08012.002531/2007-94	12/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	Petrobrás Distribuidora S.A; Brentech Energia S/A; UTE Goiânia II	Geração por fonte termelétrica	SIN

08012.002535/2007-72	12/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	SPE Arembepé Energia S.A.; UTE Camaçari Pólo de Apoio I	Geração por fonte termelétrica	SIN
08012.009934/2008-45	26/11/2008	Olavo Zago Chinaglia	EDP – ENERGIAS DO BRASIL S.A.; DENERGE – DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO S.A.	Geração	SIN
08012.007300/2008-58	15/04/2009	Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo	EDP – Rede Energia	Geração	SIN
08012.010092/2008-74	29/04/2009	Paulo Furquim de Azevedo	Geradora de Energia do Norte S.A. - Geranorte; UTE Tocantinópolis e UTE Nova Olinda	Geração	Subsistema Norte/Nordeste
08012.009933/2008-09	29/04/2009	Fernando de Magalhães Furlan	Couto Magalhães Energia S.A.	Geração	SIN
08012.003951/2010-93	23/06/2010	Olavo Zago Chinaglia	Consórcio Empresarial Salto Pião - CESAP	Geração por fonte hidrelétrica	SIN
08012.003952/2010-38	23/06/2010	Olavo Zago Chinaglia	Serra do Facão Energia S.A.	Geração por fonte hidrelétrica	SIN
08012.009965/2010-11	16/11/2010	Olavo Zago Chinaglia	Norte Energia S.A. – Usina Hidrelétrica de Belo Monte	Geração por fonte hidrelétrica	SIN
08012.008881/2011-41	26/10/2011	Marcos Paulo Verissimo	Solenergias Comercializadora de Energia Ltda	Geração por fonte termelétrica	Subsistema Nordeste