



Universidade de Brasília
Departamento de Economia

MESTRADO EM REGULAÇÃO E GESTÃO DE NEGÓCIOS

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS AGENTES DE
DISTRIBUIÇÃO DIANTE DAS REGRAS DE CONTRATAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA INSTITUÍDAS PELO MODELO DO
SETOR ELÉTRICO**

CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA

Brasília

2011

**Universidade de Brasília
Departamento de Economia**

MESTRADO EM REGULAÇÃO E GESTÃO DE NEGÓCIOS

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS AGENTES DE
DISTRIBUIÇÃO DIANTE DAS REGRAS DE CONTRATAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA INSTITUÍDAS PELO MODELO DO
SETOR ELÉTRICO**

CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA

Dissertação apresentada à Universidade de Brasília, Departamento de Economia, para obtenção do título de Mestre em Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: José Guilherme de Lara Resende

Brasília

2011

CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS AGENTES DE
DISTRIBUIÇÃO DIANTE DAS REGRAS DE CONTRATAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA INSTITUÍDAS PELO MODELO DO
SETOR ELÉTRICO**

Dissertação aprovada como requisito para a obtenção do título de **Mestre em Regulação e Gestão de Negócios**, do Programa de Pós-Graduação em Economia – Departamento de Economia da Universidade de Brasília, por intermédio do Centro de Estudos em Regulação de Mercados - CERME. Comissão Examinadora formada pelos membros:

Prof. Dr. José Guilherme de Lara Resende
Presidente e Orientador

Dr. Fábio Stacke Silva
Membro da Banca

Dr. Igor Alexandre Walter
Membro da Banca

Brasília, 19 de março de 2011.

FICHA CATALOGRÁFICA

LIMA, Carlos Eduardo Guimarães

Análise do Desempenho dos Agentes de Distribuição Diante das Regras de Contratação de Energia Elétrica instituídas pelo Modelo do Setor Elétrico, 2011. 140p.

Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios (Área: Economia)

Orientador: José Guilherme de Lara Resende, Ph.D.

1. Desempenho dos Agentes de Distribuição 2. Contratação de Energia Elétrica 3. Modelo do Setor Elétrico

I. Universidade de Brasília

II. Título: Mestre

Cessão de Direitos

NOME DO AUTOR: Carlos Eduardo Guimarães de Lima

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL: Análise do Desempenho dos Agentes de Distribuição Diante das Regras de Contratação de Energia Elétrica instituídas pelo Modelo do Setor Elétrico.

GRAU/ANO: Mestrado/2011

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado profissional e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos ou científicos. O autor reserva direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Para meus queridos pais Paulo e Zeneide, minha irmã Adriana e meus amores
Eulália e Lucas, por todo apoio e confiança.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, pela vida.

Aos meus pais pelo carinho e educação a mim passados sempre.

À minha irmã que sempre esteve ao meu lado me transferindo coragem.

À Eulália e ao Lucas pelo carinho e pela compreensão de minhas ausências rotineiras nos passeios da família.

Ao professor José Guilherme de Lara Resende, pela dedicação, paciência e eficiência na orientação desse trabalho.

A todos os professores do mestrado pelo incentivo constante para meu aprimoramento profissional

Aos colegas da ANEEL, que com paciência, buscavam respostas aos meus rotineiros questionamentos.

Aos colegas de curso pela amizade, convivência e partilha.

À Agência Nacional de Energia Elétrica, que por meio de seu programa de capacitação me forneceu ajuda financeira e suporte para cursar esse mestrado.

Aos meus familiares que sempre estiverem ao meu lado contribuindo e me incentivando a prosseguir na minha busca de um maior desenvolvimento pessoal.

Os dados apresentados neste trabalho foram obtidos a partir de fontes públicas e procuram respeitar o sigilo industrial das empresas a que se referem. São apresentados como ilustração de cálculos reais e não devem servir para análise de investimentos e risco. Nenhum dos dados apresentados foi fornecido por qualquer uma das empresas citadas nem advém de consultas às empresas ou de qualquer outra fonte interna.

Resumo

O objetivo desse trabalho é analisar o desempenho dos vinte e cinco (25) agentes mais representativos do mercado de distribuição de energia elétrica, diante das regras de contratação de energia, instituídas pelo modelo do setor elétrico, no período entre 2005 e 2010. Para isto, foi construída uma estrutura de cálculo para a determinação dos níveis de contratação e das perdas financeiras por subcontratação, sobrecontratação e penalidades, utilizando base de dados montada, predominantemente, por informações públicas de contabilizações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Desta maneira, foi possível avaliar a influência das regras de contratação no resultado dessas perdas financeiras, como também realizar simulações alterando o nível máximo de 103% de sobrecontratação com direito de repasse às tarifas. Adicionalmente, foi realizada a simulação do impacto médio nas tarifas de energia elétrica dos agentes selecionados, motivado pelo repasse do custo da sobrecontratação prevista na regulamentação. Diante dos resultados e simulações encontrados, concluiu-se que os mecanismos de mitigação de risco dos agentes de distribuição, presentes nas regras de contratação, reduzem consideravelmente o volume de perdas financeiras.

Palavras-chave: Modelo do Setor Elétrico, Comercialização de Energia Elétrica, Contratação de Energia Elétrica, Leilões de Energia, Desempenho dos Agentes de Distribuição.

Abstract

The aim of this report is analysing the performance of twenty five (25) most representative agents of the electric power distribution market, in face of the rules of energy contracting, instituted by the electric power sector model, from 2005 to 2010. With this purpose, a calculation structure was built to determine the levels of contracting and financial loss due to under-contracting, on-contracting and penalties, using the database established, mainly, on public information about accountabilities of Electric Power Commercialization Chamber (CCEE). Therefore, it was possible to evaluate the contracting rules on the results of these financial losses, as well as make simulations altering the maximum level of 103% of under-contracting with the right to pass to the rates. In addition, a simulation of the average impact on the energy rates of the selected agents was undertaken, motivated by the pass of the on-contraction cost previewed on the regulation. Taking the results and simulations found into account, it is concluded that the mechanisms of agent risk distribution mitigation, present on the contracting rules, reduce considerably the volume of financial losses.

Keywords: Electric Power Model, Commercialization of Electric Power, Electric Power Contracting, Energy Auctions, Performance of Distribution Agents.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 REFORMA E REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
1.2 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO	17
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	18
2. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	18
2.1 SÍNTESE INTRODUTÓRIA (CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA)	18
2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	19
2.2.1 MECANISMOS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR	20
2.2.1.1 LEILÕES DE ENERGIA	21
2.2.1.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.2.2 O MERCADO DE CURTO PRAZO- MCP	26
2.2.3 MANUTENÇÃO NOS CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA	29
2.2.4 REPASSE DOS CUSTOS DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA AS TARIFAS	29
2.4 PENALIDADES POR INSUFICIÊNCIA DE COBERTURA CONTRATUAL	32
2.5 PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRE CONTRATAÇÃO	36
3. ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	39
3.1 PREMISSAS ADOTADAS	39
3.1.1 AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DOS DADOS	39
3.1.2 SELEÇÃO DOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO	40
3.1.3 SIMPLIFICAÇÕES REALIZADAS NOS CÁLCULOS	41
3.2 METODOLOGIA PROPOSTA	41
4. RESULTADOS	43
4.1 PRECIFICAÇÃO DAS PENALIDADES	43
4.2 PERÍODOS SUJEITOS ÀS PERDAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO	52
4.3. PERDAS SIMULADAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO	54
4.4. SIMULAÇÃO DO EFEITO DA VARIAÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO NAS PERDAS FINANCEIRAS DOS AGENTES	55
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
ANEXO A – DETALHAMENTO DA DETERMINAÇÃO DE VARIÁVEIS UTILIZADAS NO CÁLCULO DAS PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO.....	63
ANEXO B – DETALHAMENTO DOS RESULTADOS DAS PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO	66

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – MUDANÇAS OCORRIDAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
TABELA 2– HISTÓRICO DE REGULAMENTOS RELATIVOS À PENALIDADE	33
TABELA 3– AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO SELECIONADOS PARA ANÁLISE.....	40
TABELA 4– RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2005	44
TABELA 5– RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2006	45
TABELA 6– RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2007	46
TABELA 7 – RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2008	47
TABELA 8 – RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2009	49
TABELA 9 – RESULTADOS DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS – ANO DE 2010.....	50
TABELA 10 – RESUMO DOS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E DAS PENALIDADES APURADAS GLOBAIS.....	51
TABELA 11– PERDAS FINANCEIRAS GLOBAIS SIMULADAS COM PENALIDADES NÃO AJUSTADAS (R\$).....	54
TABELA 12– PERDAS FINANCEIRAS GLOBAIS SIMULADAS COM PENALIDADES AJUSTADAS (R\$).....	55
TABELA 13 – EFEITO DA VARIAÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO NAS PERDAS FINANCEIRAS GLOBAIS DE SOBRECONTRATAÇÃO (R\$)	55

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.....	14
FIGURA 2 – AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO.....	19
FIGURA 3 – RELAÇÕES CONTRATUAIS NOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	20
FIGURA 4 – RESUMO DOS LEILÕES REGULADOS DE ENERGIA ELÉTRICA.	23
FIGURA 5 – CONTABILIZAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	27
FIGURA 6 - DILEMA DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.....	28
FIGURA 7– PLDs MÉDIOS MENSIS POR SUBMERCADO EM R\$/MWh	28
FIGURA 8 – RELAÇÃO ENTRE OS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO E AS POSSÍVEIS PERDAS FINANCEIRAS	38
FIGURA 9 - FLUXOGRAMA SINTÉTICO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	42
FIGURA 10 - HISTÓRICO DOS PLD_DIS E DOS VR EM R\$/MWh.....	43
FIGURA 11– PERCENTUAL DO Nº DE AGENTES SELECIONADOS E SEUS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO – 3 FAIXAS ...	51
FIGURA 12 – PERCENTUAL DO Nº DE AGENTES SELECIONADOS E SEUS NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO – 2 FAIXAS...	52
FIGURA 13– HISTÓRICO DE PLD MED SE/CO (R\$/MWh) E DO VR (R\$/MWh).....	53
FIGURA 14– HISTÓRICO DE PLD MED SE/CO (R\$/MWh) E DO CUSTO MÉD_SOBRE (R\$/MWh)	53

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia elétrica

CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCT - Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GD - Geração Distribuída

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual CCEE

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MCP – Mercado de Curto Prazo

MME – Ministério de Minas e Energia

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

Projeto RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

VR – Valor Anual de Referência

1. INTRODUÇÃO

1.1 REFORMA E REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo ROSA *et al.* e TOLMASQUIM *et al.*, citados por SOUZA (2008, p.2):

No Brasil, a reforma do setor elétrico foi iniciada em 1992, a partir de um processo de privatizações das empresas federais, após o setor apresentar um longo período de crescimento no curso das décadas de 60 e 70, com concessionárias verticalizadas e estatais, e começar a sofrer problemas com o modelo tradicional ao longo de toda a década de 80. (Rosa *et al.* 1998 *apud* Souza, 2008, p. 2) (Tolmasquim *et al.* 2002 *apud* Souza, 2008, p. 2)

Com as privatizações, motivadas pelos problemas do modelo até então vigente, foi implantado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em 1996, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB).

Dentre as principais conclusões do (Projeto RE-SEB), destacam-se: (i) a necessidade de incentivar a livre competição nos segmentos de geração e comercialização, e (ii) a necessidade de manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados monopólios naturais, sob regulação do Estado. Foi concebido, então, um modelo de setor elétrico mais aberto, mais dinâmico e mais atraente para os investidores externos.

No entanto, essa dinâmica de livre mercado se mostrou ineficiente para garantir a expansão e a segurança do suprimento, ocasionando, em 2001, o racionamento. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) “Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando a adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico¹, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.” (CCEE, 2010)

Entre os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal fomenta e inaugura um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, amparado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no qual os agentes de distribuição devem atender a totalidade do seu mercado de energia elétrica com contratos oriundos de leilões regulados, ficando vedadas as futuras negociações na forma de contratos bilaterais.

¹ materializado nos Relatórios de Progresso.

A Tabela 1 traz um resumo das principais mudanças ocorridas no setor elétrico nos últimos anos.

Tabela 1 – Mudanças ocorridas no 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, 2010 (modificado)

Diante de todas as transformações ocorridas no setor elétrico brasileiro até o ano de 2004, é apresentado na Figura 1 o conjunto de instituições que o compõem. Essas instituições se articulam entre si, de modo a gerenciar a produção e o consumo de energia elétrica atuais e futuros, com mecanismos estratégicos e operacionais.

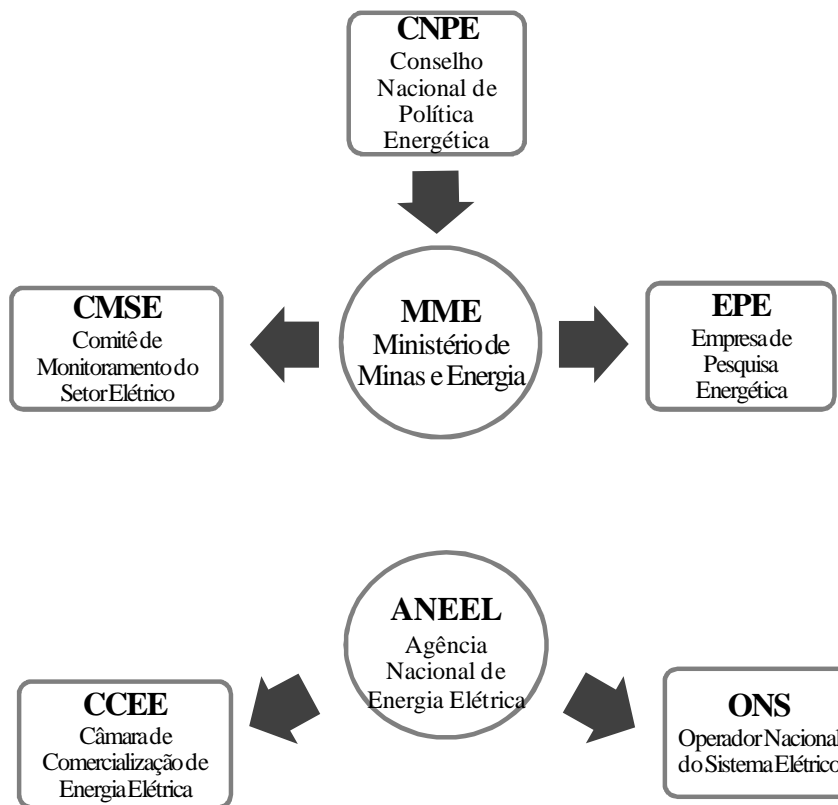


Figura 1: Modelo Institucional do Setor Elétrico

Fonte: CCEE, 2010 (modificado)

De acordo com a CCEE (2010), a síntese das funções de cada instituição do setor elétrico brasileiro pode ser descrita da seguinte forma:

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

O CNPE é um órgão interministerial² de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes

² De acordo com o Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, integram o CNPE: I - o Ministro de Estado de Minas e Energia, que o presidirá; II - o Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia; III - o Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão; IV - o Ministro de Estado da Fazenda; V - o Ministro de Estado do Meio Ambiente; VI - o Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; VII - o Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República; VIII - um representante dos Estados e do Distrito Federal; IX - um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e X - um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

MME - Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria.

As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

1.2 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO

O objetivo desse trabalho é analisar o desempenho dos vinte e cinco (25) agentes³ mais representativos do mercado de distribuição de energia elétrica, diante das regras de contratação de energia, instituídas pelo modelo do setor elétrico, no período entre 2005 e 2010.

Para isto, foi construída uma estrutura de cálculo para a determinação dos níveis de contratação e das perdas financeiras por subcontratação, sobrecontratação e penalidades, utilizando base de dados montada, predominantemente, por informações públicas de contabilizações da CCEE. Desta maneira, foi possível avaliar a influência das regras de contratação no resultado dessas perdas financeiras, como também realizar simulações alterando parâmetros dessas regras e seu reflexo nas tarifas de energia elétrica dos agentes selecionados.

Entende-se que um bom desempenho na contratação de energia elétrica por agentes de distribuição tem relevância crucial para o setor, pois seu consumo representa uma mola mestra para a evolução da oferta de energia, com a viabilização de novas usinas. Do ponto de vista da modicidade tarifária, deve-se ter muita atenção às compras de energia de um agente de distribuição, pois somente nessa rubrica se gasta em torno de 35 % de suas despesas totais.

Vários estudos (Guimarães, 2006; Pessanha, 2007 e Silva, 2008) pesquisam metodologias de otimização no processo de contratação, simulam o risco envolvido nas operações, de modo a mitigar possíveis perdas por aplicação de penalidades, por subcontratação e sobrecontratação. Esse trabalho, no entanto, possui um viés diferente, na medida em que busca avaliar as perdas, de fato, realizadas pelos agentes de distribuição, atinentes ao processo de contratação de energia, durante os anos de 2005 a 2010, período em que as regras começaram a ser aferidas.

³ “Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004 (...) Art.1º(...) §2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como: (...) IV - 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; (...)”

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

O Capítulo 2 introduz o conceito de compra de energia elétrica e suas peculiaridades, detalha o ambiente de contratação no qual os agentes de distribuição estão inseridos, especifica os mecanismos de contratação de energia elétrica por parte desses agentes e explica as formas de repasse das despesas com compra de energia para cada tipo de contrato. Esse capítulo introduz, também, o conceito do Mercado de Curto Prazo (MCP), e pormenoriza as restrições a que os agentes de distribuição estão submetidos, passando pelas formulações das perdas financeiras por sub e sobrecontratação e por insuficiência de cobertura contratual passível de aplicação de penalidade.

O Capítulo 3 trata da análise do desempenho dos agentes de distribuição de energia elétrica, diante das regras de contratação vigentes, apresenta as premissas adotadas no estudo e a metodologia proposta. O Capítulo 4 descreve os resultados obtidos, apresenta análise do desempenho dos agentes de distribuição e realiza simulações, a partir de alterações em parâmetros das regras de contratação de energia.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

2. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 SÍNTESE INTRODUTÓRIA (Contratação de Energia Elétrica)

Comprar energia elétrica no Brasil não é uma atividade trivial, pelo contrário, requer um conjunto significativo de conhecimentos. Para que um agente de distribuição ou um agente de consumo, por exemplo, possa comprar energia ele deve se conectar a uma rede, daí se depara com os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição. O faturamento dos encargos de conexão depende dos equipamentos de conexão em si, ao passo que o faturamento do uso dos sistemas remunera o conjunto de instalações que ele usará para receber a energia comprada. Até o momento, isso envolve dois contratos auxiliares, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou Transmissão (CUST) e o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) ou Transmissão (CCT).

A manutenção desses contratos também requer uma série de estudos de projeção de carga, com vistas à definição da estratégia de contratação dos montantes de uso que devem refletir uma demanda máxima anual integralizada de 15 em 15 minutos.

Somente com a consolidação das contratações de uso e conexão é que se chega ao momento da contratação da energia elétrica que será fornecida aos consumidores desse agente de distribuição hipotético.

Simplificadamente e de forma análoga, o processo de compra de energia pode ser explicado com a compra de madeira a um vendedor localizado na outra margem de um rio. A energia é representada pela madeira adquirida, os contratos de conexão são representados pelo acesso aos portos e o contrato de uso do sistema é comparado ao barco que transportará a madeira para o seu destino.

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

A Lei n.º 10.848, de 16 de março de 2004, estabeleceu os ambientes de contratação de energia, conforme Figura 2, detalhados pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, definindo-os da seguinte forma:

“I - **Ambiente de Contratação Regulada - ACR** o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; e II - **Ambiente de Contratação Livre - ACL** o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;”

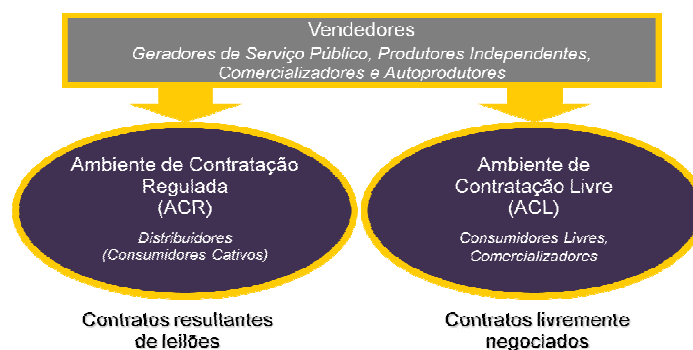


Figura 2 – Ambientes de Contratação

Fonte: CCEE, 2010 (modificado)

É no Ambiente de Contratação Regulada – ACR que esse trabalho se insere, pois é nele que os agentes de distribuição podem realizar suas operações de compra de energia elétrica para atendimento de seus consumidores. Nesse ambiente são celebrados os Contratos

de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR resultantes dos leilões regulados promovidos pela ANEEL ou pela CCEE, mediante delegação. Como agentes vendedores podem participar os titulares de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica.

Já no Ambiente de Contratação Livre - ACL são celebrados contratos livremente negociados onde a energia pode ser transacionada entre os agentes vendedores e desses para os consumidores livres⁴.

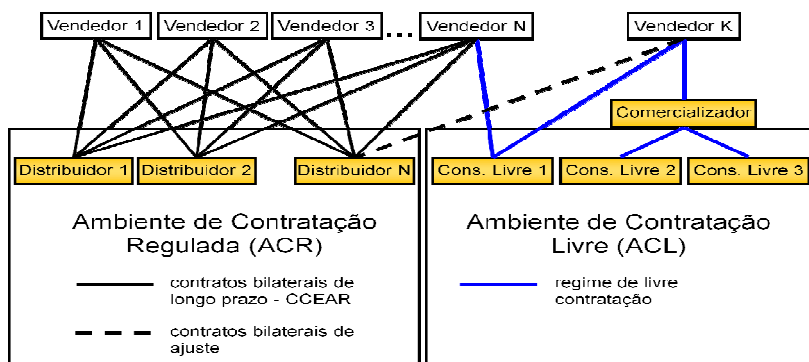


Figura 3 – Relações Contratuais nos Ambientes de Contratação

Fonte: CCEE, 2010 (modificado)

2.2.1 Mecanismos de Contratação de Energia Elétrica no ACR

Conforme estabelecido no Art. 2º da Lei nº 10.848, de 2004⁵, os agentes de distribuição precisam atender 100% do seu mercado, por meio de contratação regulada.

Para atendimento à totalidade do seu mercado, os agentes de Distribuição podem considerar os contratos: (i) de leilões regulados de energia nova e existente, (ii) adquiridos antes da Lei nº 10.848, de 2004, (iii) oriundos de chamada pública, decorrentes de geração distribuída, (iv) do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, e (v) de energia proveniente de Itaipu Binacional. Para as distribuidoras pequenas, com mercado inferior a 500 GWh/ano, a contratação também pode ser feita com o supridor atual (Agente de Distribuição em que está conectado).

⁴ “Conforme Resolução Normativa n.º 376, de 25 de Agosto de 2009, Consumidor Livre é o agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da categoria de comercialização, responsável por unidade consumidora enquadrada nas condições estabelecidas nos arts. 15 e/ou 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.”

⁵ “Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação (...).”

Devido à regularidade e aos benefícios de repasse dos custos para as tarifas, os agentes de distribuição fazem uso, principalmente, dos leilões regulados para aquisição de energia.

2.2.1.1 Leilões de energia

Antes da Lei nº 10.848, de 2004, os agentes de distribuição realizavam suas contratações buscando no mercado contratos bilaterais livremente negociados. Essa prática não centralizava as contratações e não obtinha a melhor eficiência.

Com o advento do novo modelo setorial, foi introduzido um bom instrumento para a busca da eficiência da contratação de energia por parte dos agentes de distribuição – os leilões regulados. Esses leilões são do tipo *Dutch Auctions* (Leilões Holandeses), certame onde o vendedor dá os lances e vence aquele que oferecer o menor lance de venda, e um modelo de comprador único, sendo realizados com a agregação da demanda dos agentes de distribuição. Assim, esses leilões operacionalizam a contratação da soma das necessidades individuais de energia de cada agente ao menor preço ofertado, buscando atingir ao princípio da modicidade das tarifas.

Essas necessidades individuais são formalizadas pela declaração de compra enviada pelos agentes de distribuição ao Ministério de Minas e Energia – MME, nas quais definem os montantes de energia a serem contratados por meio dos leilões, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas, conforme dispõe o art. 18 do Decreto nº 5.163, de 2004. É nessa declaração de compras que os agentes de distribuição incluem toda a sua estratégia de contratação, pois do leilão em si participam passivamente. Esses volumes de energia declarados serão contratados e servirão como instrumentos fundamentais para a mitigação dos riscos de sub e sobrecontratação. Se esses agentes realizam estudos de mercado que direcionam para declarações de compra exageradas e a previsão de mercado não se realiza, eles podem ser impactados por perdas financeiras decorrentes da sobrecontratação. Caso contrário, podem estar sujeitos ao risco de subcontratação que traz junto o risco de pagamento de penalidade, conforme detalhado a seguir na seção 2.4. Essas perdas são assim chamadas, pois não têm direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

Essa estrutura de aquisição de energia permite a viabilização de grandes projetos, o rateio dos riscos e dos benefícios dos contratos.

Os leilões regulados de energia elétrica são realizados para contratação de energia proveniente de novos empreendimentos (energia nova), com o objetivo de expandir a oferta e para a contratação de energia existente, visando à renovação dos contratos a vencer. Anualmente, estão previstos os leilões:

a) de energia nova – estes leilões servem para financiar a introdução de novos empreendimentos para atender ao crescimento da demanda. São oferecidos contratos de energia com prazos de suprimento que variam de quinze a trinta anos⁶. São eles:

- Leilão A-5, para entrega cinco anos após a realização do leilão de compra de energia elétrica, tempo médio para construção de hidrelétricas.
- Leilão A-3, para entrega três anos após a realização do leilão de compra de energia elétrica, tempo médio para construção de termelétricas.

b) de energia existente – estes leilões servem para recontratar os montantes contratados a vencer e calibrar o saldo de contratos em relação à demanda do agente de distribuição. São eles:

- Leilão A-1, para entrega um ano após a realização do leilão de compra de energia elétrica. São oferecidos contratos de energia com prazos de suprimento que variam de três a quinze anos⁷. Possui o objetivo de recontratação da energia existente, para equalizar o montante contratado. Esses contratos poderão ser reduzidos, em até 4% do montante inicialmente contratado, por variações de mercado, pela saída de consumidores potencialmente livres, devido à opção de compra de energia proveniente de outro fornecedor e por acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março

⁶ Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004: “(...)Art. 27º Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores. § 1º O CCEAR deverá prever os seguintes prazos de duração: I - no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos; (...)”

⁷ Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004: “ (...) Art. 27º Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores. § 1º O CCEAR deverá prever os seguintes prazos de duração: (...) II - no mínimo três e no máximo quinze anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão para compra de energia de empreendimentos existentes; (...)”

de 2004. Na prática, antes que seja realizada a redução contratual, os agentes participam de um processo de compensação, apresentado na seção seguinte, onde os interessados pela energia possam recebê-la na forma de seção de contrato, fazendo com que o vendedor não seja impactado com redução de receita.

- Leilão de Ajuste, os contratos deverão prever o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão. O montante contratado nesse leilão está limitado atualmente a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição. Seu objetivo é realizar a complementação, pelos agentes de distribuição, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. São importantes para a realização de pequenos ajustes. O prazo de suprimento dos contratos se limita a dois anos⁸.

c) de energia proveniente de fontes alternativas – estes leilões servem para incentivar a inclusão dessas fontes na matriz energética do país. São oferecidos contratos de energia com prazos de suprimento que variam de dez a trinta anos.

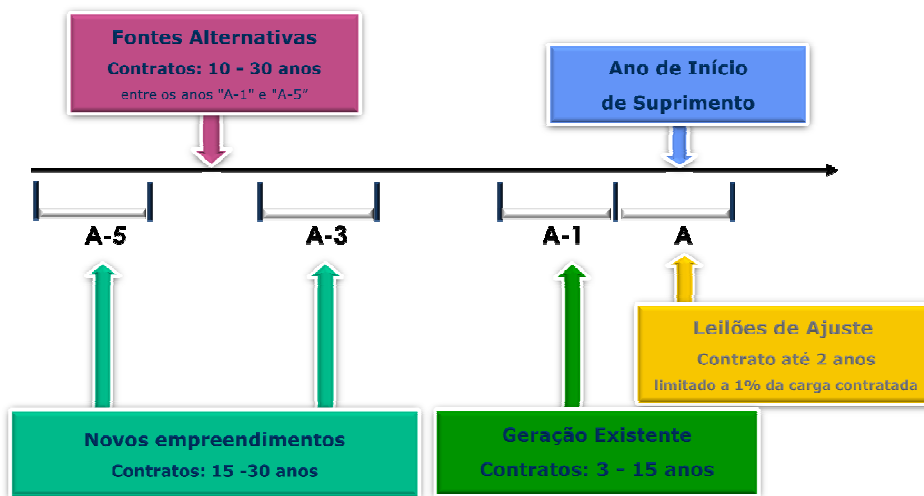


Figura 4 – Resumo dos leilões regulados de energia elétrica.

Fonte: CCEE, 2010

⁸ Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004: "(...) Art. 26. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas (...)"

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR resultantes desses leilões poderão ter as modalidades por: (i) quantidade de energia elétrica ou (ii) disponibilidade de energia elétrica⁹.

De acordo com o Decreto nº 5.163, de 2004, nos CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores e os riscos financeiros eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebraram contratos nessa modalidade, decorrentes de diferenças de preços entre submercados, são rateados, a partir de mecanismo específico, constante das regras de comercialização de energia elétrica.

Já nos CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, de acordo com o referido Decreto, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

2.2.1.2. Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSDs

Conforme dispõe o art. 29 do Decreto no 5.163, de 2004, os CCEARs decorrentes dos leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão de:

- I. saída de consumidores potencialmente livres¹⁰ devido à opção de compra de energia proveniente de outro fornecedor;
- II. outras variações de mercado¹¹, quando pode haver, em cada ano, redução de até 4% do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

⁹ Art. 28 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004

¹⁰ inciso I do art. 29 do Decreto no 5163, de 30 de julho de 2004.

¹¹ inciso II do art. 29 do Decreto no 5163, de 30 de julho de 2004.

III. acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004¹².

Antes da efetivação das reduções definidas no decreto, aplica-se o mecanismo, denominado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, que tem como objetivo compensar as eventuais sobras dos agentes de distribuição sobrecontratados com os déficits dos subcontratados.

Esse mecanismo é mais uma alternativa para que esses agentes possam reduzir ou ampliar seu volume contratado, equilibrando os seus níveis de contratações, além de mitigar as reduções dos montantes contratados diretamente com o agente vendedor, reduzindo os impactos desses últimos.

A seguir são apresentadas as características das diversas modalidades do MCSD existentes:

- **Mensal:** modalidade utilizada para compensações e devoluções relacionadas aos incisos I e III do Decreto n.º 5.163, de 2004, motivadas por saída de consumidores potencialmente livres para o Ambiente de Comercialização Livre - ACL e por acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.
- **Trocas-livres:** modalidade criada para ampliar as ferramentas de controle do risco de sobre e subcontratação dos agentes de distribuição. Possui periodicidade trimestral e não necessita motivação para a participação.
- **Anual 4%:** modalidade utilizada para compensações e devoluções relacionadas aos inciso II do Decreto n.º 5.163, de 2004, motivadas por outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.
- **Ex-post:** modalidade implementada para mitigar as penalidades dos agentes participantes, em que não existe a transferência de energia. No final do ano civil é feito um balanço global com todos os agentes de distribuição que optaram por participar desse mecanismo com antecedência de um ano. A partir desse balanço é possível constatar os agentes que concluíram o ano

¹² inciso III do art. 29 do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004.

com sobras e os que concluíram com déficit. A partir daí existe uma transferência de recursos para aqueles que estão com déficit, exclusivamente, para fins do cálculo das penalidades. Como esse instrumento não representa prejuízo, mas sim um grande mitigador de risco de pagamento de penalidades, dificilmente algum agente dele não participa.

2.2.1.3. Geração distribuída

Além das formas de contratação de energia nas formas de leilão regulado e do próprio MCSD, existe ainda a possibilidade de aquisição de energia sob a forma de Geração Distribuída – GD.

A GD, instituída pela Lei n.º 10.848, de 2004, é definida como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários, autorizados ou apenas registrados na ANEEL, conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e (ii) - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética do item (ii).¹³

A contratação da energia proveniente de GD deve ser precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição e o montante de energia objeto da contratação não pode ser superior a dez por cento (10%) da carga do agente de distribuição.

2.2.2 O Mercado de Curto Prazo- MCP

A maioria das relações comerciais dos Agentes participantes da CCEE¹⁴ é dada, principalmente, por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica. O registro desses contratos é realizado no Sistema de Contabilização e Liquidação Financeira – SCL, com a introdução das partes contratantes e dos montantes de energia com o período de

¹³ art. 14 do Decreto n.º 5163, de 30 de julho de 2004.

¹⁴ O § 1º do art. 11 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa n.º 109, de 26 de outubro de 2004, estabelece os agentes com participação obrigatória na CCEE. No rol de agentes com participação obrigatória destacam-se: (i) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano e (ii) os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW.

vigência. Salvo exceções, os preços dos contratos registrados na CCEE são de conhecimento apenas das partes, para fins de liquidação bilateral.

Além das informações contratuais registradas, chegam a CCEE as informações de medições dos agentes de consumo e dos agentes de geração. Com essas duas principais informações, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Para os agentes de consumo, como é o caso dos agentes de distribuição, a CCEE compara o que o agente consumiu com o quanto o agente possui de energia contratada. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo – MCP e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) (CCEE, 2010). Essas contabilizações são realizadas mensalmente em cada submercado e consideram as informações horárias dos agentes.

Pode-se dizer, então, que o MCP é o mercado de liquidação das diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e os montantes de energia elétrica medidos, conforme Figura 5:

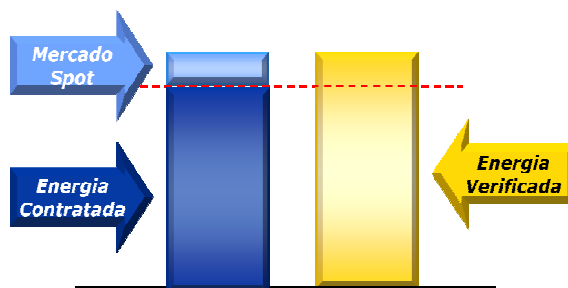


Figura 5 – Contabilização das Diferenças

Fonte: CCEE, 2010

Os Preços de Liquidação das Diferenças - PLD utilizados na valoração das diferenças contabilizadas na CCEE são calculados, semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, por meio do sistema computacional Newave/Decomp. Os softwares usam informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, onde constam dados como disponibilidade de usinas, volume dos reservatórios, restrições de segurança do sistema e previsão de afluência. (CCEE, 2010).

Esses modelos visam à otimização da política de operação, buscando a proporção ótima de geração hidrelétrica, térmica e intercâmbio entre submercados. Avaliam o impacto

da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo de combustível das usinas termelétricas. O ONS vive constantemente o dilema apresentado na Figura 6. Uso hidrelétricas agora e depois as termelétricas? E se não chover a ponto de recuperar os reservatórios? Ou uso termelétricas agora e depois hidrelétricas? E se chover, pode haver vertimento?

São essas questões que os modelos de otimização buscam responder, considerando que o sistema elétrico brasileiro possui grande parte de sua matriz energética baseada em energia proveniente de fontes hidrelétricas.

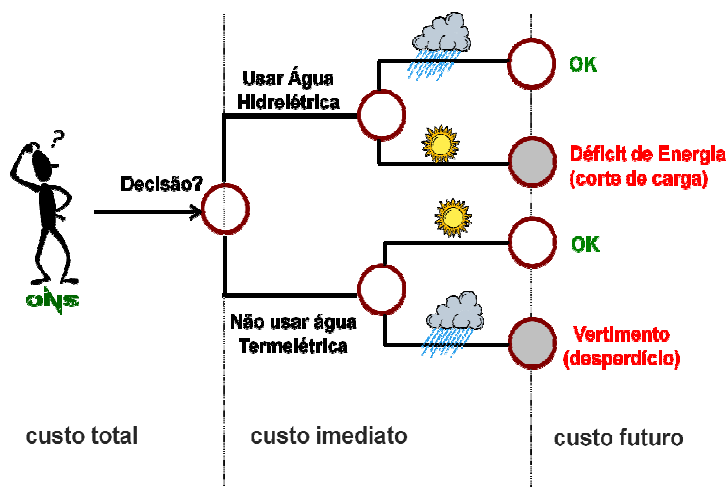


Figura 6 - Dilema do Operador Nacional do Sistema Elétrico

Fonte: CCEE, 2010

A seguir, são apresentados os valores históricos dos PLDs médios mensais para cada submercado.

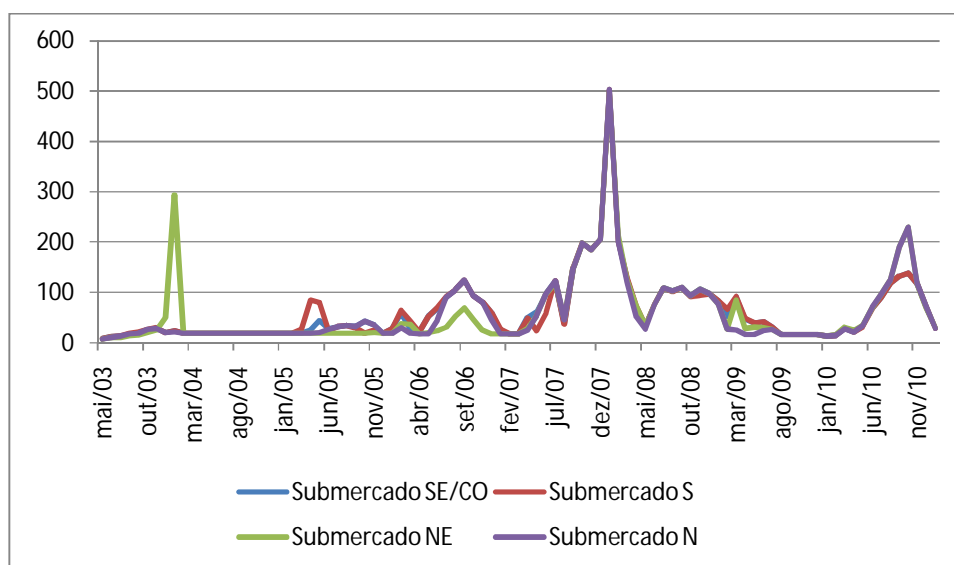


Figura 7– PLDs médios mensais por submercado em R\$/MWh

2.2.3 Manutenção nos Contratos de Energia Elétrica

A celebração dos contratos de compra de energia elétrica pelos agentes de distribuição imputa a esses a necessidade de gerenciamento constante, quanto à alocação do montante contratado anual nos intervalos de tempo utilizados nos processos de contabilização e liquidação de energia. Essa alocação está diretamente relacionada com a variação de suas cargas e é realizada através dos processos de sazonalização e modulação da energia contratada.

O processo de sazonalização nada mais é que a discretização mensal de energia a partir do volume anual contratado. Ao passo que o processo de modulação é a discretização horária a partir do volume mensal contratado. Uma boa sazonalização pode trazer grandes benefícios para os agentes de distribuição no que diz respeito aos seus resultados no Mercado de Curto Prazo. Ao passo que o contrário pode resultar em impactos bastante nocivos, ficando descoberto em períodos de PLD altos e com sobras em períodos de PLD baixos. Um resultado eficiente e positivo somente pode ser alcançado com uma boa previsão de PLD, o que não é trivial.

2.2.4 Repasse dos Custos de Compra de Energia Elétrica para as Tarifas

Com vistas a proporcionar eficiência na contratação de energia pelos agentes de distribuição, regulando o repasse às tarifas dos seus consumidores finais dos custos decorrentes dessa aquisição de energia elétrica, foi instituído pelo art. 34 do Decreto n.º 5.163, de 2004, o Valor Anual de Referência – VR, calculado pela ANEEL, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{[VL5*Q5+VL3*Q3]}{[Q5+Q3]} \quad (2-1)$$

Onde:

- VL5 é o valor médio, expresso em R\$/MWh, de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica realizados no ano "A - 5"
- Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica, realizados no Ano "A -5";

- VL3 é o valor médio, expresso em R\$/MWh, de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica realizados no ano "A - 3"; e
- Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica, realizados no ano "A - 3".

Em conformidade com o Decreto nº 5.163, de 2004, para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR foi definido pelo valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos. Para os anos de 2008 e 2009, o VR foi determinado pelo valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

Em sua essência o VR representa o preço médio da energia comercializada nos leilões regulados. Dessa maneira ele representa, de certo modo, o custo da energia elétrica no longo prazo.

A seguir serão apresentados os critérios de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de GD, CCEAR de energia proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, CCEAR de energia proveniente de fontes alternativas e contratos de energia oriundos dos leilões de ajuste¹⁵:

- **energia elétrica adquirida de GD:** repasse integral até o limite do VR.
- **energia elétrica adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 5":** (i) repasse do VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida; (ii) e repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica, a partir do quarto ano de sua entrega;
- **energia elétrica adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 3":** (i) repasse do VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5"; (ii) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica, a partir do quarto ano de sua entrega, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5"; e (iii)

¹⁵ art. 36 do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004.

repassa ao menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos na equação (2-1), da parcela adquirida que exceder os dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A – 5.

- **energia elétrica adquirida nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes:** repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição.
- **energia elétrica adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de fontes alternativas:** repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição.
- **energia elétrica adquirida nos leilões de ajuste:** repasse integral até o limite do VR.
- **energia elétrica adquirida no Mercado de Curto Prazo:** caso o agente de distribuição não contrate a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR.¹⁶ Além dessa punição esse agente permanece com a obrigação de contratação da totalidade de sua carga no ano.
- **energia elétrica adquirida até 103% da carga do agente de distribuição:** a ANEEL considera até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual do agente de distribuição, quando do repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais.¹⁷ Caso o agente venha a adquirir energia além dos 103% da carga, esse montante não é repassado podendo ter prejuízos se o PLD for menor que seu custo médio de aquisição de energia.

Além de ser utilizado na regulação do repasse dos custos de aquisição de energia para as tarifas, o VR é utilizado no cálculo das penalidades aplicadas aos agentes do setor, decorrentes de insuficiência de cobertura contratual e insuficiência de lastro para venda de energia.

¹⁶ art.42 do Decreto nº 5.163/2004

¹⁷ art.38 do Decreto nº 5.163/2004

2.4 PENALIDADES POR INSUFICIÊNCIA DE COBERTURA CONTRATUAL

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, prevê no caput do art. 2º que “as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado”.

O Decreto nº 5.163, de 2004, que regulamentou tal dispositivo por meio do art. 2º, estabelece:

(...) os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento **a cem por cento de seus mercados** de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.(Grifo meu)

Esse Decreto ainda dispõe em seu art. 3º que:

As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à **aplicação de penalidades**, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização. (Grifo meu)

Destaca-se que a necessidade de atendimento a cem por cento de seu mercado não é prerrogativa apenas dos agentes de distribuição, mas também dos agentes vendedores e dos consumidores livres. Os agentes vendedores devem garantir suas vendas com lastros formados por garantias físicas de usinas e por contratos de compra de energia elétrica. Já os consumidores livres devem possuir contratos de compra para suprir a totalidade de suas cargas.

De acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, Versão 2010, a apuração de lastro de venda de energia para os agentes vendedores é realizada mensalmente considerando os recursos (garantia física + contratos de compra) e os requisitos (contratos de venda) dos últimos doze meses. A apuração da insuficiência de cobertura contratual dos consumidores livres e especiais também é realizada com base nos recursos (contratos de compra) e nos requisitos (consumo) dos últimos doze meses. Assim, tanto para os agentes vendedores quanto para os consumidores livres utiliza-se uma média móvel considerando os últimos doze meses.

Já a apuração da insuficiência de cobertura contratual dos agentes de distribuição considera os recursos (contratos de compra de energia) e requisitos (consumos) dos últimos doze meses do ano civil. Essa apuração em especial, somente é realizada no mês de janeiro do

ano subseqüente. A não comprovação de cobertura do consumo, para os agentes de consumo, ou do lastro, para os agentes vendedores, os sujeita ao pagamento de penalidades.

A verificação do lastro e da insuficiência de cobertura contratual tem previsão desde 1998, com a emissão da Resolução n.º 249. No entanto, somente após a publicação das Resoluções n.º 91/2003 e 352/2003 é que a sistemática de apuração e aplicação foi instituída. A Figura 5 apresenta um histórico de regulamentos que dizem respeito ao processo de apuração e aplicação de penalidade, juntamente com as características básicas do processo.

Tabela 2– Histórico de regulamentos relativos à penalidade

Limite Contratação e Lastro para Venda de Energia	Penalidade	Período de Apuração	Legislação
85% de Limite de contratação com consumidor final 100% de lastro de venda <i>até ago/2003</i>	1,15VN – Preço MCP	Trimestral (últimos 12 meses)	Resolução ANEEL n.º 249/1998
	-	-	
95% de Limite de contratação com consumidor final 100% de lastro de venda <i>set/2003 a dez/2004</i>	Máx (PMAE;VN)	Mensal	Decreto n.º 4.562/2002 Resoluções ANEEL n.º91/2003 e n.º 352/2003
100% <i>A partir de jan/2005</i>	Máx (PLD;VR)	Mensal(*) (últimos 12 meses)	Decreto n.º 5.163/2004 Resolução ANEEL n.º 109/2004

(*) No caso dos agentes de distribuição, apura-se em Janeiro de cada ano considerando os últimos 12 meses (ano civil)

Tendo em vista que o foco deste trabalho é o estudo do desempenho dos agentes de distribuição, faz-se necessário o aprofundamento do cálculo da insuficiência de cobertura contratual e da penalidade atribuída a esses agentes.

A equação (2-2) define o nível de contratação dos agentes de distribuição “d”, no ano de apuração “a”:

$$Nível_Contratação_{d,a} = \frac{\sum_{m=1}^{12} Contratos_{d,m}}{\sum_{m=1}^{12} Requisito_{d,m}} \quad (2-2)$$

Onde:

- m = índice que representa os meses de janeiro a dezembro do ano de apuração “a”;
- a = ano de apuração;
- $Contratos_{d,m}$ = representa o somatório de todos os montantes de energia contratados líquidos da distribuidora “d”, no mês “m”;
- $Requisito_{d,m}$ = representa a consumo líquido na CCEE da distribuidora “d”, no mês “m”, que contempla o mercado cativo + perdas técnicas e comerciais + perdas na rede básica (linhas de transmissão);

A equação (2-3) determina o valor da penalidade a ser paga pelo agente de distribuição “d”, referente ao ano de apuração “a”, sem as interferências do resultado do MCSD Ex-post e da inclusão das exposições involuntárias.

$$Penalidade_{0_{d,a}} = \max\left(0; \left(\sum_{m=1}^{12} Requisito_{d,m} - \sum_{m=1}^{12} Contratos_{d,m}\right)\right) * \max(PLD_DIS_a; VR_a) \quad (2-3)$$

Onde:

- $Penalidade_{0_{d,a}}$ = Valor da penalidade calculada não ajustada, do agente de distribuição “d”, no ano de apuração “a”; e
- PLD_DIS_a = PLD médio ponderado pela carga mensal dos últimos 12 meses, calculado para fins de definição do preço das penalidades aplicáveis aos agentes de distribuição.

Já a equação (2-4) determina o valor da penalidade contemplando o ajuste dos volumes de energia de exposições involuntárias e dos volumes de energia recebidos do processamento do MCSD Ex-post.

$$Penalidade_{1d,a} = \max\left(0; \left(\sum_{m=1}^{12} Requisito_{d,m} - \sum_{m=1}^{12} Recursos_{d,m}\right)\right) * \max(PLD_DIS_a; VR_a) \quad (2-4)$$

Onde:

- $Penalidade_{1d,a}$ = Valor da penalidade calculada com ajuste dos volumes de energia de exposições involuntárias e dos volumes de energia recebidos do processamento do MCS D Ex-post, do agente de distribuição “d”, no ano de apuração “a”.

$$Recursos_{d,m} = Contratos_{d,m} + Exp_Inv_{d,m} + MCS D_Ex_post_{d,m} \quad (2-5)$$

Onde:

- $Exp_Inv_{d,m}$ = volume de energia elétrica em MWh reconhecido pela ANEEL a título de exposição involuntária; e
- $MCS D_Ex_post_{d,m}$ = volume de energia elétrica em MWh recebido no processamento do MCS D Ex-post, para fins exclusivamente de mitigação das penalidades dos agentes de distribuição.

Como pode ser constatado na equação (2-4), além dos volumes contratados de energia elétrica são consideradas como recursos para fins de comprovação de 100% de contratação as exposições involuntárias reconhecidas pela ANEEL e a energia recebida mediante o processamento do MCS D Ex-post, ferramentas disponíveis para os agentes de distribuição mitigarem as penalidades.

Os valores de exposição involuntária resultam de compras frustradas nos leilões de energia, bem como de outras exposições que os agentes de distribuição venham a ter sem que tenham sido decorrentes da sua gestão. Esses valores de exposição involuntária devem ser reconhecidos pela ANEEL, mediante ato administrativo específico.

2.5 PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRE CONTRATAÇÃO

Nos casos de subcontratação, além das penalidades já descritas, os agentes de distribuição podem sofrer perdas financeiras adicionais no momento do repasse dos custos de energia adquiridos no MCP para as tarifas dos consumidores finais.

Conforme explicação do repasse da energia elétrica adquirida no Mercado de Curto Prazo, contida no item 2.3, somente é repassado para as tarifas o menor valor entre o VR e o PLD. Em momentos de PLD superiores ao VR, esses agentes se submetem a uma perda financeira por subcontratação que pode ser calculada da seguinte forma:

$$Perdas_{sub\,d,a} = \max \left(0; \left(\sum_{m=1}^{12} \left(Requisito_{d,m} - (Contratos_{d,m} + Exp_Inv_u_{d,m}) \right) * \left(PLD_{med\,m} - \min(PLD_{med\,m}; VR_a) \right) \right) \right) \quad (2-6)$$

Onde:

- m = índice que representa os meses de janeiro a dezembro do ano “a”;
- a = ano de apuração;
- $Contratos_{d,m}$ = representa o somatório de todos os montantes de energia contratados líquidos da distribuidora “d”, no mês “m”;
- $Exp_Inv_u_{d,m}$ = volume de energia elétrica em MWh reconhecido pela ANEEL a título de exposição involuntária mensal;
- $Requisito_{d,m}$ = representa a consumo líquido na CCEE da distribuidora “d”, no mês “m”, que contempla o mercado cativo + perdas técnicas e comerciais + perdas na rede básica (linhas de transmissão); e
- PLD_med_m = PLD médio mensal no submercado do agente de distribuição “d”.

Até o nível de contração de 103 % da carga, o agente de distribuição tem direito à neutralidade e pode repassar todos os custos com energia elétrica.

Para formulação das perdas por sobrecontratação, serão consideradas duas faixas, a primeira entre 100% e 103% de nível de contratação e a segunda acima dos 103% de nível de sobrecontratação.

A formulação algébrica para o cálculo das perdas por sobrecontratação para a primeira faixa é a seguinte:

$$100\% \leq \frac{\sum_{m=1}^{12} \text{Contratos}_{d,m}}{\sum_{m=1}^{12} \text{Requisito}_{d,m}} \leq 103\% \therefore \text{Perdas}_{\text{sobre}_{d,a}} = 0 \quad (2-7)$$

Já a formulação algébrica para o cálculo das perdas por sobrecontratação acima de 103% é a seguinte:

$$103\% \leq \frac{\sum_{m=1}^{12} \text{Contratos}_{d,m}}{\sum_{m=1}^{12} \text{Requisito}_{d,m}} \leq \therefore \text{Perdas}_{\text{sobre}_{d,a}} = \left(\sum_{m=1}^{12} (\text{Contratos}_{d,m} - 103\% * \text{Requisito}_{d,m}) * (\text{PLD}_{\text{med}_m} - \text{Custo médio}) \right) \quad (2-8)$$

Onde:

Custo médio = Preço médio dos CCEARs decorrentes de leilões provenientes de empreendimentos existentes de cada agente de distribuição “d”, tendo em vista que a Resolução Normativa nº 255, de 2007, dispõe que o montante de sobrecontratação será formado, prioritariamente, por esses contratos;

PLD_{med_m} = PLD médio mensal no submercado do agente de distribuição “d”;

A Figura 8 ilustra possibilidades de perdas a que os agentes de distribuição estão sujeitos:

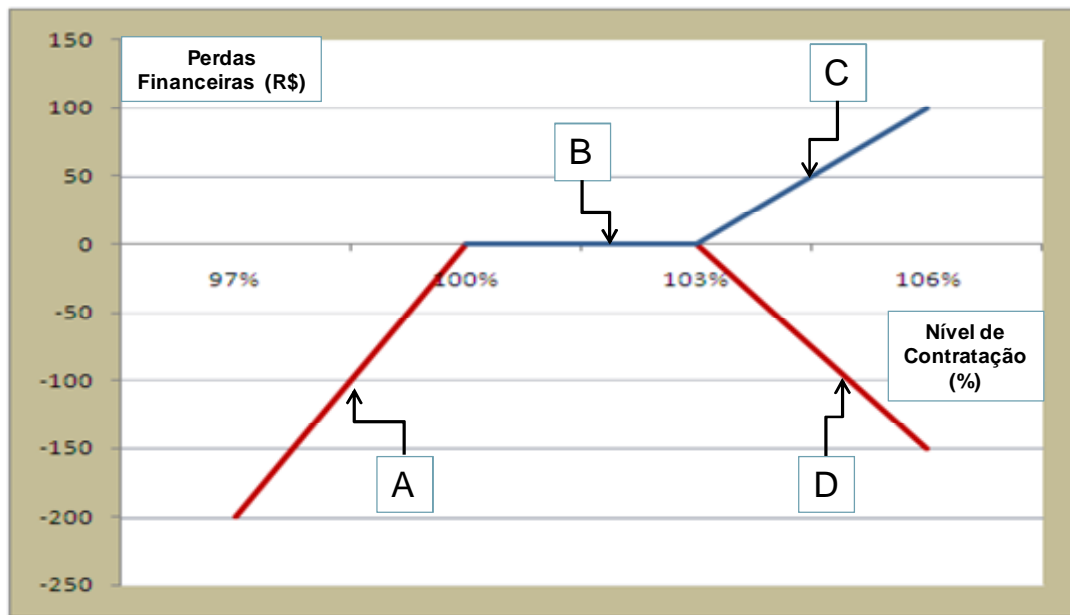


Figura 8 – Relação entre os níveis de contratação e as possíveis perdas financeiras

Fonte: (PESSANHA, 2007) - modificado

Legenda:

A => Perdas Financeiras por subcontratação e penalidades

B=> Ausência de perdas financeiras

C=> Ganho por sobras contratuais além dos 103 % (PLD > Custo médio)

D=> Perdas por sobras contratuais além dos 103 % (PLD < Custo médio)

3. ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

3.1 PREMISSAS ADOTADAS

3.1.1 Aquisição e Tratamento dos Dados

Dentre as competências da Superintendência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Art. 32 – da Convenção de Comercialização – Resolução n.º 109, 26, de outubro, de 2004) existe a necessidade de divulgar mensalmente, para o público, as informações sobre as operações realizadas naquela câmara. Com vistas a operacionalizar essa divulgação, foi aprovado pela ANEEL o Procedimento de Comercialização – DR.01 – Divulgação de Resultados (Despacho n.º 2.363, de 17 de agosto de 2010).

As informações divulgadas referem-se, exclusivamente, aos principais valores individuais dos Agentes apurados no processo de Contabilização sendo disponibilizados mensalmente após a efetiva Liquidação Financeira do período em questão. Essas informações estão disponíveis no sítio eletrônico da CCEE, especificamente no *link* (*Resultados\mensal\Informações Individuais*) que trata dos resultados mensais individuais.

As variáveis divulgadas e utilizadas nesse trabalho são: o consumo dos agentes de distribuição, seus volumes contratados e suas penalidades aplicadas. A partir dessas variáveis foi possível realizar o cálculo estimado da sobras e déficits de energia de cada agente de distribuição no MCP.

Além das grandezas citadas, são utilizadas nesse trabalho: (i) os PLDs médios mensais do período em análise; (ii) Custo médio de compra, a ser utilizado na definição da perda por sobrecontratação, (iii) Os VRs do período de análise; e (iv) as Receitas Requeridas estimadas dos agentes de distribuição.

3.1.2 Seleção dos Agentes de Distribuição

Atualmente o mercado de distribuição de energia elétrica é composto por 64 (sessenta e quatro) agentes de distribuição, dentre os quais 45 (quarenta e cinco) são agentes da CCEE.

Para a determinação dos agentes de distribuição que foram analisados, selecionaram-se os 25 (vinte e cinco) maiores agentes de distribuição participantes da CCEE, que conjuntamente representam mais de 90% do mercado de distribuição de energia elétrica brasileiro. Os agentes selecionados foram:

Tabela 3– Agentes de Distribuição selecionados para análise

Sigla	Razão Social
AES - SUL	AES - SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S. A.
AMPLA	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.
BANDEIRANTE	BANDEIRANTE ENERGIA S. A.
CEAL	COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS
CEB	CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.
CEEE	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CELESC	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.
CELG	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.
CELPA	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S. A.
CELPE	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
CEMAR	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
CEMAT	CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S.A.
CEMIG DISTRIB	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
COELBA	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
COELCE	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ
COPEL DISTRIB	COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A.
COSERN	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE
CPFL PAULISTA	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
CPFL PIRATINGA	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
ELEKTRO	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S. A.
ELETROPAULO	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A.
ENERSUL	EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S. A.
ESCELSA	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S. A.
LIGHT	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A.
RGE	RIO GRANDE ENERGIA S. A.

3.1.3 Simplificações Realizadas nos Cálculos

- a) PLD utilizado para a valoração da compra/venda no MCP: Para esse propósito é utilizado o PLD médio mensal, tendo em vista não estarem disponíveis no site da CCEE as informações por período de comercialização, ou seja, não estão disponíveis as informações horárias.
- b) Os submercados em que os agentes de distribuição estão adquirindo energia: Em razão da contabilização da comercialização no MCP ser realizada por submercado e os CCEARs serem registrados em diferentes submercados devido às diversas localizações dos agentes vendedores, existe a possibilidade de haver exposições dos agentes à diferença de preços entre submercados. Diante disso foi introduzido nos CCEARs o alívio de exposição, que tende a transportar para o seu submercado, todos os CCEARs registrados em submercados diferentes. Dessa forma, o cálculo das perdas financeiras considera que todos os montantes contratados estão no mesmo submercado dos agentes de distribuição.
- c) Preço considerado para o cálculo das perdas por sobrecontratação: A regra de repasse da sobrecontratação até os 103% do consumo considera um empilhamento de contratos em que, normalmente, sobram os CCEARs de energia provenientes de empreendimentos existentes. Com isso, o preço médio desses contratos é considerado para fins de cálculo das perdas por sobrecontratação.
- d) Participação no MCSD Ex-post: Tendo em vista que os agentes de distribuição somente têm a ganhar com a participação nesse mecanismo, minimizando seu risco de perdas por subcontratação, considera-se que todos participam.

3.2 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta nesse trabalho está baseada na simulação dos valores de perdas financeiras a que os agentes de distribuição selecionados estiveram sujeitos durante o período de 2005 a 2010 no processo de compra de energia elétrica, para fins de avaliação da severidade ou não das regras de contratação.

A Figura 9 apresenta o fluxograma que sintetiza toda a metodologia proposta.

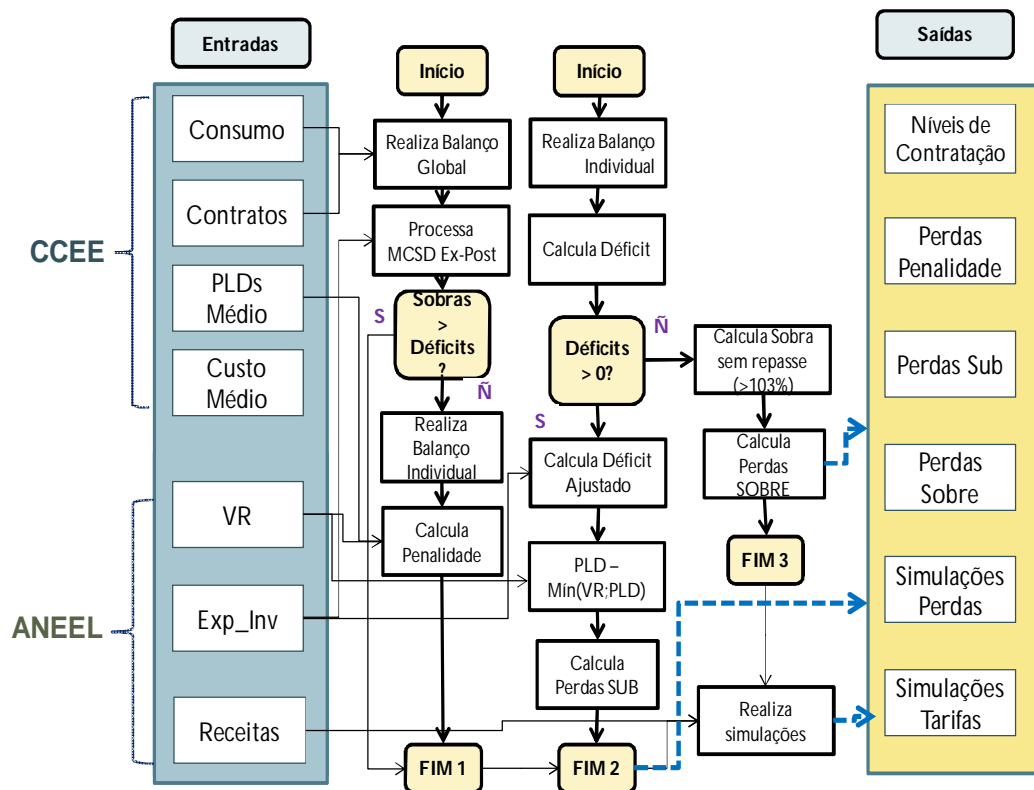


Figura 9 - Fluxograma sintético da metodologia proposta

De posse dos valores simulados de perdas financeiras, são realizadas diversas análises, quanto: (i) à precificação das penalidades no período; (ii) ao panorama dos níveis de contratação apurados; (iii) às penalidades simuladas; (iv) aos períodos sujeitos às perdas por sub e sobrecontratação; (v) às perdas financeiras simuladas; e (vi) à simulação dos impactos tarifários do repasse integral da sobrecontratação em 103 % do consumo.

Entende-se que o resultado das perdas financeiras por subcontratação, por penalidades e por sobrecontratação reflete o desempenho que esses agentes obtiveram durante os processos de compra de energia realizados nesse período. Entende-se, também, que bons desempenhos por parte dos agentes de distribuição, que são os maiores representantes do consumo do país, beneficiam a modicidade tarifária e a garantia do suprimento, itens que são pilares para o modelo atual do setor elétrico.

4. RESULTADOS

Serão apresentados nesta seção os resultados obtidos, de acordo com os conceitos, expressões algébricas e premissas presentes nas seções 2 e 3 desse trabalho, de perdas financeiras por subcontratação, sobrecontratação e penalidades do conjunto de agentes selecionados e, em alguns casos, dos agentes selecionados individualmente.

4.1 PRECIFICAÇÃO DAS PENALIDADES

Como se constata da Figura 10, o VR prevaleceu como referência para a precificação das penalidades aplicadas por insuficiência de cobertura contratual, exceto o ano de 2007, que sofreu grande influência da elevação do PLD a partir do mês de setembro. Em 2008 o PLD atingiu valores elevados no início do ano, mas não conseguiu superar o VR.

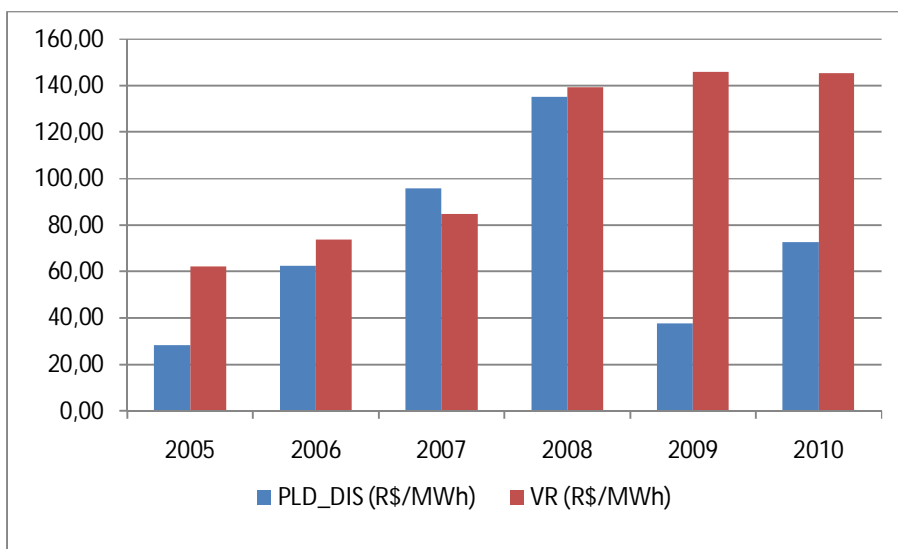


Figura 10 - Histórico dos PLD_DIS e dos VR em R\$/MWh

Assim, por mais que o cálculo dos preços da penalidade considere o maior valor entre o VR e o PLD médio mensal, tendo em vista que o PLD utilizado leva em consideração uma média anual, o VR tenderá a ser o preço da penalidade.

4.2. NÍVEIS DE CONTRATAÇÃO APURADOS E PENALIDADES SIMULADAS

Nessa etapa são apresentados os níveis de contratação apurados e os valores de penalidades simulados dos agentes de distribuição selecionados conjunta e individualmente.

Tabela 4– Resultados dos Níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2005

Ano de Referência : 2005							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISm (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	8.038.714,51	7.716.405,37	104,18%	62,10	28,42	-	-
AMPLA	9.465.539,56	9.108.780,81	103,92%	62,10	28,42	-	-
BANDEIRANTE	9.872.945,42	9.695.737,96	101,83%	62,10	28,42	-	-
CEAL	2.895.222,95	3.007.808,18	96,26%	62,10	28,42	6.991,54	-
CEB	4.121.394,96	4.407.185,28	93,52%	62,10	28,42	17.747,58	-
CEEE	7.678.535,72	7.723.221,05	99,42%	62,10	28,42	2.774,96	-
CELESC	15.711.405,73	15.349.828,25	102,36%	62,10	28,42	-	-
CELG	8.454.533,74	8.213.694,10	102,93%	62,10	28,42	-	-
CELPA	5.777.172,31	5.998.138,58	96,32%	62,10	28,42	13.722,01	-
CELPE	10.073.433,14	9.910.591,90	101,64%	62,10	28,42	-	-
CEMAR	4.020.857,46	4.067.775,22	98,85%	62,10	28,42	2.913,59	-
CEMAT	3.237.897,41	3.191.243,70	101,46%	62,10	28,42	-	-
CEMIG DISTRIB	25.475.767,69	24.039.775,06	105,97%	62,10	28,42	-	-
COELBA	12.560.078,14	12.394.918,97	101,33%	62,10	28,42	-	-
COELCE	7.760.561,37	7.452.967,55	104,13%	62,10	28,42	-	-
COPEL DISTRIB	21.257.735,35	20.225.816,21	105,10%	62,10	28,42	-	-
COSERN	3.798.891,39	3.750.827,30	101,28%	62,10	28,42	-	-
CPFL PAULISTA	21.929.035,85	21.447.123,59	102,25%	62,10	28,42	-	-
CPFL PIRATINGA	9.533.772,28	9.237.370,26	103,21%	62,10	28,42	-	-
ELEKTRO	10.424.992,84	10.306.831,31	101,15%	62,10	28,42	-	-
ELETROPAULO	39.295.649,03	38.015.477,93	103,37%	62,10	28,42	-	-
ENERSUL	3.441.352,36	3.398.839,09	101,25%	62,10	28,42	-	-
ESCELSA	6.100.095,92	6.741.115,57	90,49%	62,10	28,42	39.807,32	-
LIGHT	25.662.465,62	25.597.826,76	100,25%	62,10	28,42	-	-
RGE	7.806.825,08	7.803.667,06	100,04%	62,10	28,42	-	-
TOTAL	284.394.875,82	278.802.967,05	102,01%	62,10	28,42	83.956,999	-

Como se verifica da Tabela 4, o ano de 2005 apresentou sobras globais, resultando em nível de contratação de 102,01%, mantendo-se próximo dos 100% do nível de contratação mínimo exigido em lei. Também, a maioria, cerca de 76%, dos agentes selecionados apresentou níveis de contratação superiores aos 100%, o que denota um esforço de atendimento ao critério de 100% de cobertura de consumo com contratos. Quanto às penalidades apuradas, considerando a premissa de que todos participam do MCSD Ex-post e

que houve sobra global, todos os déficits individuais foram compensados, não havendo assim perdas por penalidades no ano de 2005.

Tabela 5– Resultados dos Níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2006

Ano de Referência : 2006							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISm (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	7.913.600,19	7.648.842,89	103,46%	73,96	62,44	-	-
AMPLA	9.871.407,55	9.505.208,09	103,85%	73,96	62,44	-	-
BANDEIRANTE	9.676.861,35	9.530.747,65	101,53%	73,96	62,44	-	-
CEAL	3.187.906,25	3.094.712,27	103,01%	73,96	62,44	-	-
CEB	4.812.151,89	4.740.794,41	101,51%	73,96	62,44	-	-
CEEE	7.824.305,88	7.749.548,15	100,96%	73,96	62,44	-	-
CELESC	16.641.543,61	14.969.037,72	111,17%	73,96	62,44	-	-
CELG	8.487.057,99	8.346.042,79	101,69%	73,96	62,44	-	-
CELPA	6.404.921,19	6.346.323,55	100,92%	73,96	62,44	-	-
CELPE	10.129.857,37	9.809.719,80	103,26%	73,96	62,44	-	-
CEMAR	4.279.602,91	4.264.543,38	100,35%	73,96	62,44	-	-
CEMAT	3.556.758,46	3.639.733,24	97,72%	73,96	62,44	6.136,815	-
CEMIG DISTRIB	25.808.030,34	25.209.036,38	102,38%	73,96	62,44	-	-
COELBA	13.184.265,04	12.743.285,29	103,46%	73,96	62,44	-	-
COELCE	7.511.349,06	7.157.552,56	104,94%	73,96	62,44	-	-
COPEL DISTRIB	21.202.753,01	20.233.241,61	104,79%	73,96	62,44	-	-
COSERN	3.877.270,75	3.757.859,94	103,18%	73,96	62,44	-	-
CPFL PAULISTA	21.569.975,39	21.128.883,06	102,09%	73,96	62,44	-	-
CPFL PIRATINGA	9.252.518,75	9.005.890,70	102,74%	73,96	62,44	-	-
ELEKTRO	10.943.296,12	10.595.439,80	103,28%	73,96	62,44	-	-
ELETROPAULO	38.029.853,18	37.752.434,70	100,73%	73,96	62,44	-	-
ENERSUL	3.617.780,19	3.566.406,55	101,44%	73,96	62,44	-	-
ESCELSA	6.141.951,07	5.842.926,64	105,12%	73,96	62,44	-	-
LIGHT	26.292.140,26	24.403.263,56	107,74%	73,96	62,44	-	-
RGE	7.802.280,88	7.756.484,17	100,59%	73,96	62,44	-	-
TOTAL	288.019.438,67	278.797.958,93	103,31%	73,96	62,44	6.136,815	-

O ano de 2006 também apresentou sobras globais, resultando em nível global de contratação de 103,01%. Individualmente, quase que a totalidade dos agentes apresentou níveis de contratação superiores aos 100% obrigatórios, demonstrado a busca pelo

atendimento ao nível mínimo de contratação. Quanto às penalidades apuradas, considerando a premissa de que todos participam do MCSD Ex-post e que houve sobra global, todos os déficits individuais foram compensados, não havendo assim perdas por penalidades, também no ano de 2006.

Tabela 6– Resultados dos Níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2007

Ano de Referência : 2007							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISm (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	8.209.093,42	7.978.702,62	102,89%	84,7	95,83	-	-
AMPLA	10.070.438,86	9.930.815,00	101,41%	84,7	95,83	-	-
BANDEIRANTE	9.894.440,65	9.866.934,94	100,28%	84,7	95,83	-	-
CEAL	3.324.905,44	3.210.773,51	103,55%	84,7	95,83	-	-
CEB	4.977.881,15	5.093.533,52	97,73%	84,7	95,83	11.082,727	-
CEEE	8.143.795,51	8.267.793,70	98,50%	84,7	95,83	11.882,491	-
CELESC	15.818.858,55	15.453.640,96	102,36%	84,7	95,83	-	-
CELG	8.714.796,38	9.077.965,24	96,00%	84,7	95,83	34.801,721	-
CELPA	6.871.917,52	6.889.317,13	99,75%	84,7	95,83	1.667,369	-
CELPE	10.437.187,74	10.191.811,64	102,41%	84,7	95,83	-	-
CEMAR	4.578.169,05	4.619.155,49	99,11%	84,7	95,83	3.927,645	-
CEMAT	3.438.844,37	4.157.705,46	82,71%	84,7	95,83	68.886,973	-
CEMIG DISTRIB	26.304.134,36	26.286.521,69	100,07%	84,7	95,83	-	-
COELBA	13.807.172,16	13.634.499,27	101,27%	84,7	95,83	-	-
COELCE	7.712.329,60	7.582.302,87	101,71%	84,7	95,83	-	-
COPEL DISTRIB	21.430.857,01	21.430.275,36	100,00%	84,7	95,83	-	-
COSERN	4.090.390,33	3.986.929,00	102,60%	84,7	95,83	-	-
CPFL PAULISTA	22.194.506,25	21.789.040,42	101,86%	84,7	95,83	-	-
CPFL PIRATINGA	9.560.416,65	9.473.982,54	100,91%	84,7	95,83	-	-
ELEKTRO	11.386.385,98	11.328.512,98	100,51%	84,7	95,83	-	-
ELETROPAULO	38.820.666,84	38.630.924,31	100,49%	84,7	95,83	-	-
ENERSUL	3.740.000,54	3.838.706,34	97,43%	84,7	95,83	9.458,773	-
ESCELSA	6.336.270,99	6.420.825,67	98,68%	84,7	95,83	8.102,700	-
LIGHT	26.719.454,12	25.611.186,74	104,33%	84,7	95,83	-	-
RGE	7.988.873,28	7.966.910,24	100,28%	84,7	95,83	-	-
TOTAL	294.571.786,73	292.718.766,61	100,63%	84,7	95,83	149.810,399	-

O ano de 2007 também apresentou sobras globais, resultando em nível global de contratação de 100,63%. Analisando individualmente, para esse ano, o percentual de agentes que superaram o limite de 100% de contratação caiu para 68%. Quanto às penalidades apuradas, ressalta-se que, considerando a premissa de que todos participam do MCSD Ex-post e que houve sobra global suficiente, todos os déficits individuais foram compensados, não resultando em perdas por penalidades no ano.

Tabela 7 – Resultados dos Níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2008

Ano de Referência : 2008							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISM (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	8.260.104,15	8.381.224,21	98,55%	139,44	135,24	16.888,98	123,20
AMPLA	8.893.616,12	10.101.594,22	88,04%	139,44	135,24	168.440,47	-
BANDEIRANTE	9.006.735,90	10.324.801,01	87,23%	139,44	135,24	183.791,00	-
CEAL	3.406.251,72	3.365.538,47	101,21%	139,44	135,24	-	-
CEB	5.345.282,07	5.430.141,32	98,44%	139,44	135,24	11.832,77	334,08
CEEE	8.420.539,47	8.683.567,63	96,97%	139,44	135,24	36.676,65	284,86
CELESC	16.623.408,17	16.404.635,52	101,33%	139,44	135,24	-	-
CELG	9.391.030,70	9.853.740,92	95,30%	139,44	135,24	64.520,31	3.271,24
CELPA	7.494.066,62	7.425.666,26	100,92%	139,44	135,24	-	-
CELPE	11.161.317,65	11.159.751,10	100,01%	139,44	135,24	-	-
CEMAR	4.936.144,69	4.804.830,42	102,73%	139,44	135,24	-	-
CEMAT	4.482.987,25	4.555.089,79	98,42%	139,44	135,24	10.053,98	588,38
CEMIG DISTRIB	24.805.163,00	28.008.285,48	88,56%	139,44	135,24	446.643,40	-
COELBA	15.308.608,66	15.234.544,76	100,49%	139,44	135,24	-	-
COELCE	8.201.929,19	8.023.006,60	102,23%	139,44	135,24	-	-
COPEL DISTRIB	21.774.530,86	22.731.610,20	95,79%	139,44	135,24	133.455,14	-
COSERN	4.675.706,89	4.392.938,15	106,44%	139,44	135,24	-	-
CPFL PAULISTA	22.122.552,09	22.268.919,12	99,34%	139,44	135,24	20.409,42	1.194,40
CPFL PIRATINGA	8.967.240,34	9.698.994,63	92,46%	139,44	135,24	102.035,82	5.971,36
ELEKTRO	12.172.490,43	12.273.025,31	99,18%	139,44	135,24	14.018,58	-
ELETROPAULO	38.916.818,23	40.140.749,53	96,95%	139,44	135,24	170.664,98	-
ENERSUL	4.072.079,13	4.064.092,25	100,20%	139,44	135,24	-	-
ESCELSA	6.675.380,09	6.678.972,27	99,95%	139,44	135,24	500,89	-
LIGHT	24.993.124,11	25.399.867,94	98,40%	139,44	135,24	56.716,36	-
RGE	8.307.131,16	8.299.850,44	100,09%	139,44	135,24	-	-
TOTAL	298.414.238,70	307.705.437,54	96,98%	139,44	135,24	1.436.648,75	11.767,53

Em 2008, o nível global de contratação dos agentes selecionados foi o menor no período analisado caindo para 96,98%. Nesse ano, apenas 40 % dos agentes atingiram o mínimo de 100% de cobertura contratual, permanecendo ainda expostos, mesmo considerando como recursos adicionais as exposições involuntárias reconhecidas pela ANEEL e a parcial compensação de déficit via MCSD Ex-post.

Um fator que pode explicar a redução de agentes sobrecontratados foi um aspecto conjuntural relativo ao início do ano, onde os PLDs atingiram a casa dos R\$ 500,00/MWh, o que deixou o mercado extremamente instável. É comum que em períodos de elevação do PLD, aqueles agentes que têm sobras não tenham interesse em repassá-las, ao passo que aqueles que têm déficits encontrem dificuldades em adquirir energia elétrica.

Destaca-se, também, que esse ano foi o único a apresentar penalidades apuradas, mesmo considerando os ajustes. No entanto, pelos dados de penalidades apuradas divulgados pela CCEE, não foi constatada sua efetiva aplicação, o que se pode inferir que os processos foram sobrestados ou ainda estão em análise pela câmara.

Outro ponto que merece destaque é a redução nos valores apurados de penalidade com a inclusão dos ajustes decorrentes da exposição involuntária e da parcial compensação de déficit do MCSD Ex-post. Nesse sentido, enfatiza-se que apenas de exposição involuntária houve incremento de recursos no cálculo de 14.729.450 MWh no ano, o que representa 4,9% do volume total contratado.

Tabela 8 – Resultados dos Níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2009

Ano de Referência : 2009							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISM (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	8.059.701,95	8.372.647,02	96,26%	145,77	37,62	45.618,00	-
AMPLA	9.812.290,98	10.909.004,23	89,95%	145,77	37,62	159.867,89	-
BANDEIRANTE	9.890.130,18	10.507.337,45	94,13%	145,77	37,62	89.970,30	-
CEAL	3.526.139,73	3.470.890,16	101,59%	145,77	37,62	-	-
CEB	6.004.661,42	5.963.856,59	100,68%	145,77	37,62	-	-
CEEE	7.995.207,15	8.783.906,51	91,02%	145,77	37,62	114.968,71	-
CELESC	17.738.666,82	16.829.864,24	105,40%	145,77	37,62	-	-
CELG	9.952.193,24	10.178.319,67	97,78%	145,77	37,62	32.962,45	-
CELPA	8.101.816,97	7.867.900,70	102,97%	145,77	37,62	-	-
CELPE	11.703.170,58	11.652.543,09	100,43%	145,77	37,62	-	-
CEMAR	5.195.559,79	4.787.350,82	108,53%	145,77	37,62	-	-
CEMAT	5.041.412,79	4.897.112,97	102,95%	145,77	37,62	-	-
CEMIG DISTRIB	27.268.855,84	27.898.628,98	97,74%	145,77	37,62	91.802,03	-
COELBA	16.746.651,75	16.478.528,23	101,63%	145,77	37,62	-	-
COELCE	8.693.050,02	8.401.694,91	103,47%	145,77	37,62	-	-
COPEL DISTRIB	23.535.432,56	23.569.139,02	99,86%	145,77	37,62	4.913,39	-
COSERN	5.041.024,11	4.701.572,39	107,22%	145,77	37,62	-	-
CPFL PAULISTA	23.735.888,90	22.900.799,90	103,65%	145,77	37,62	-	-
CPFL PIRATINGA	10.004.458,45	9.992.192,26	100,12%	145,77	37,62	-	-
ELEKTRO	12.762.714,23	12.497.992,84	102,12%	145,77	37,62	-	-
ELETROPAULO	41.255.244,70	40.920.020,13	100,82%	145,77	37,62	-	-
ENERSUL	4.160.763,51	4.286.536,29	97,07%	145,77	37,62	18.333,90	-
ESCELSA	6.979.687,87	6.909.612,00	101,01%	145,77	37,62	-	-
LIGHT	26.103.650,62	26.850.247,14	97,22%	145,77	37,62	108.831,38	-
RGE	8.408.339,14	8.303.393,78	101,26%	145,77	37,62	-	-
TOTAL	317.716.713,29	317.931.091,32	99,93%	145,77	37,62	667.268,05	-

Já em 2009, o nível global de contratação dos agentes selecionados se aproximou do limite, atingindo 99,93%. Nesse ano, mais da metade dos agentes atingiram o mínimo de 100% de cobertura contratual. Quanto às penalidades apuradas, ressalta-se que, considerando a premissa de que todos participam do MCSD Ex-post e que muitos deles receberam o reconhecimento de exposição involuntária, todos os déficits individuais foram compensados, não resultando em perdas por penalidades.

Tabela 9 – Resultados dos níveis de contratação e das penalidades apuradas – Ano de 2010

Ano de Referência : 2010							
Sigla	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISM (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
AES - SUL	8.818.761,07	8.944.682,49	98,59%	145,41	72,61	18.310,234	-
AMPLA	10.956.327,48	11.034.849,19	99,29%	145,41	72,61	11.417,842	-
BANDEIRANTE	11.236.714,91	11.056.352,33	101,63%	145,41	72,61	-	-
CEAL	3.911.135,82	3.807.584,60	102,72%	145,41	72,61	-	-
CEB	6.443.418,88	6.318.263,52	101,98%	145,41	72,61	-	-
CEEE	8.921.256,24	9.263.084,05	96,31%	145,41	72,61	49.705,181	-
CELESC	18.289.761,04	17.835.524,05	102,55%	145,41	72,61	-	-
CELG	11.065.906,55	10.993.586,86	100,66%	145,41	72,61	-	-
CELPA	8.775.990,46	8.713.775,06	100,71%	145,41	72,61	-	-
CELPE	12.317.614,81	12.254.013,61	100,52%	145,41	72,61	-	-
CEMAR	5.640.980,63	5.254.798,25	107,35%	145,41	72,61	-	-
CEMAT	5.343.464,80	5.306.631,31	100,69%	145,41	72,61	-	-
CEMIG DISTRIB	30.836.727,61	28.778.035,57	107,15%	145,41	72,61	-	-
COELBA	17.742.888,14	17.268.973,79	102,74%	145,41	72,61	-	-
COELCE	9.288.701,69	9.482.437,36	97,96%	145,41	72,61	28.171,103	-
COPEL DISTRIB	24.428.246,31	24.745.741,94	98,72%	145,41	72,61	46.167,038	-
COSERN	4.634.881,78	4.533.949,49	102,23%	145,41	72,61	-	-
CPFL PAULISTA	23.987.342,63	23.737.190,27	101,05%	145,41	72,61	-	-
CPFL PIRATINGA	10.573.560,53	10.314.818,39	102,51%	145,41	72,61	-	-
ELEKTRO	13.251.878,01	13.008.183,22	101,87%	145,41	72,61	-	-
ELETROPAULO	42.238.623,87	42.180.773,08	100,14%	145,41	72,61	-	-
ENERSUL	4.489.693,23	4.555.109,10	98,56%	145,41	72,61	9.512,121	-
ESCELSA	7.480.927,19	7.343.032,03	101,88%	145,41	72,61	-	-
LIGHT	27.014.849,56	27.301.660,84	98,95%	145,41	72,61	41.705,228	-
RGE	8.551.522,02	8.561.483,66	99,88%	145,41	72,61	1.448,523	-
TOTAL	336.241.175,28	332.594.534,05	101,10%	145,41	72,61	206.437,271	-

Por fim, em 2010, o nível global de contratação dos agentes selecionados voltou a superar o limite, atingindo 101,10%. Nesse ano, 68% dos agentes atingiram o mínimo de 100% de cobertura contratual. Quanto às penalidades apuradas, ressalta-se que, considerando a premissa de que todos participam do MCS D Ex-post e que muitos receberam reconhecimento de exposição involuntária, todos os déficits individuais foram compensados, não resultando em perdas por penalidades.

A Tabela 10 exibe um resumo global dos níveis de contratação e das penalidades apuradas.

Tabela 10 – Resumo dos níveis de contratação e das penalidades apuradas globais

Ano	Contratos (MWh)	Requisito (MWh)	Nível_Cont (%)	VR (R\$/MWh)	PLD_DISm (R\$/MWh)	Penalidade_0 (R\$*Mil)	Penalidade_1 (R\$*Mil)
2005	284.394.875,82	278.802.967,05	102,0%	62,10	28,42	83.956,999	-
2006	288.019.438,67	278.797.958,93	103,3%	73,96	62,44	6.136,81	-
2007	294.571.786,73	292.718.766,61	100,6%	84,70	95,83	149.810,40	-
2008	298.414.238,70	307.705.437,54	97,0%	139,44	135,24	1.436.648,75	11.767,53
2009	317.716.713,29	317.931.091,32	99,9%	145,77	37,62	667.268,05	-
2010	336.241.175,28	332.594.534,05	101,1%	145,41	72,61	206.437,27	-

Constata-se pelos dados que, durante o período de análise, o VR prevaleceu sobre o PLD como preço de penalidade e que a elevação do nível do VR juntamente com o baixo nível de contratação em 2008 refletiram no alto valor de penalidade apurada.

Verifica-se, também, um forte impacto dos ajustes do MCS D Ex-post e das Exposições Involuntárias reconhecidas pela ANEEL, na apuração dos valores de penalidade.

A Figura 11 apresenta um resumo do percentual de agentes selecionados (i) que atingiram o mínimo de 100% de cobertura contratual, (ii) que se situaram na faixa de conforto com direito a repasse (entre 100% e 103%) e (iii) que ficaram sujeitos às perdas por sobrecontratação com níveis de cobertura contratual superiores a 103%.

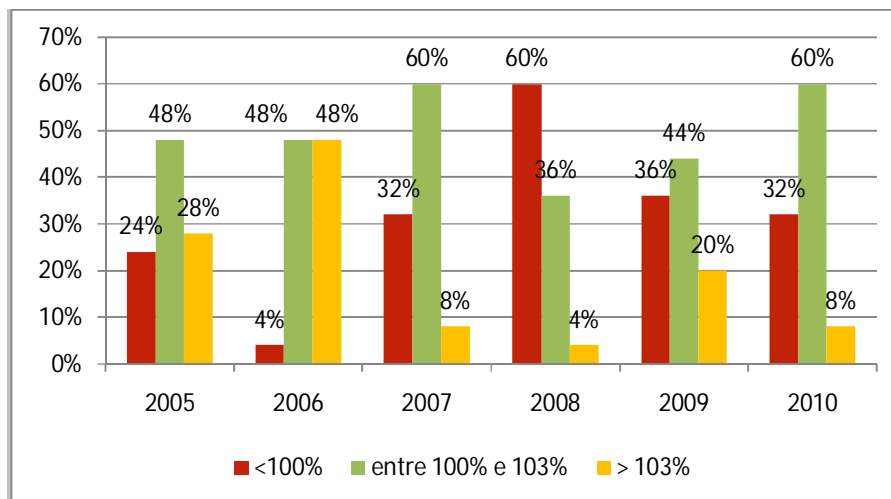


Figura 11– Percentual do nº de agentes selecionados e seus níveis de contratação – 3 faixas

A Figura 12 apresenta apenas o percentual de agentes que atingiram o mínimo de cobertura contratual e que não atingiram.

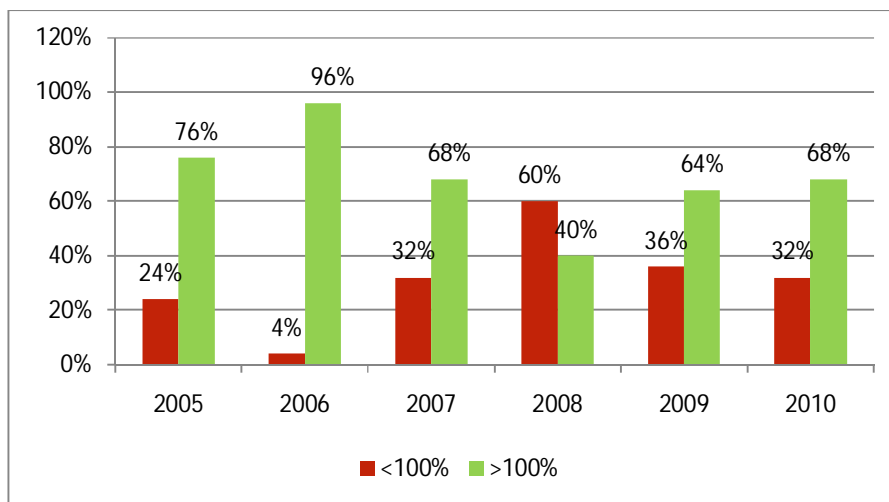


Figura 12 – Percentual do nº de agentes selecionados e seus níveis de contratação – 2 faixas

4.2 PERÍODOS SUJEITOS ÀS PERDAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO

A seguir são analisados os anos do período estudado em que os agentes de distribuição ficaram sujeitos às perdas por subcontratação e sobrecontratação. A Figura 13 apresenta as grandezas de base para o cálculo das perdas por subcontratação que são os PLDs médios anuais e os VRs. Observando os gráficos, no ano de 2007, o PLD superou o VR, sujeitando os agentes que estiveram subcontratados à compra no MCP que, por sua vez, possui a limitação de repasse, dada pelo menor valor entre VR e PLD. O agente estaria comprando a PLD e repassando apenas o VR, ficando a diferença como perda financeira.

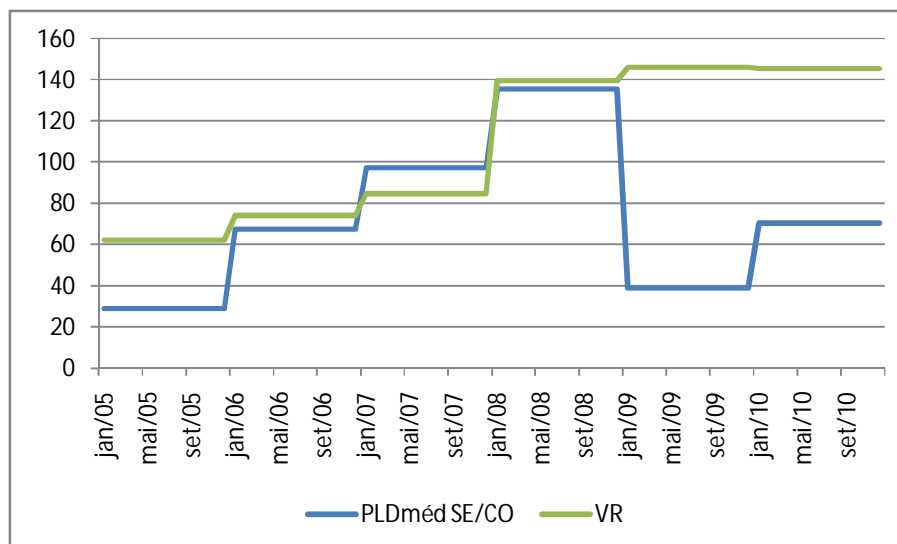


Figura 13– Histórico de PLD med SE/CO (R\$/MWh) e do VR (R\$/MWh)

Já a Figura 14 apresenta as grandezas de base para o cálculo das perdas por sobrecontratação que são os PLDs médios e os Custos Médios de compra. Observando os gráficos, nos anos de 2005, 2009 e 2010, os PLDs médios foram inferiores aos Custos Médios, sujeitando os agentes que estiveram sobrecontratados acima do limite de 103% a um prejuízo dado pela diferença entre o Preço Médio e o PLD multiplicado pelo montante de energia que exceder 103% do consumo. Em síntese, os agentes que possuíram essas grandes sobras nesses anos, compraram energia a um preço alto e revenderam no MCP a preços baixos.

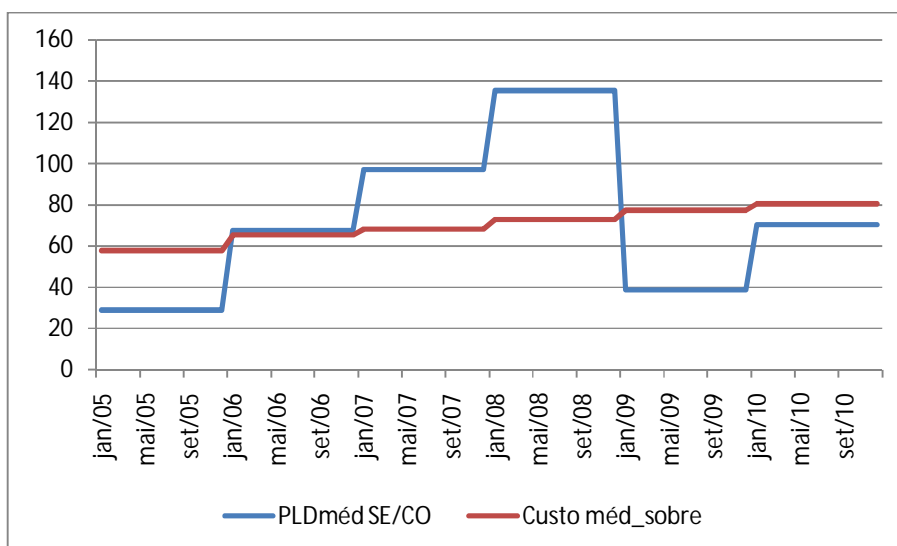


Figura 14– Histórico de PLD med SE/CO (R\$/MWh) e do Custo méd_sobre (R\$/MWh)

4.3. PERDAS SIMULADAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO

Os resultados apresentados nessa subseção refletem a evolução das perdas financeiras ano a ano do conjunto de agentes de distribuição selecionados, considerando os valores de penalidades apurados não ajustados (Penalidade_0) e com ajuste (Penalidade_1).

A Tabela 11 exhibe valores de perdas financeiras simuladas sem a interferência de nenhum atenuador de penalidade e ou de perdas por subcontratação. Expressam os maiores valores do conjunto nos anos de 2008 e 2009, chegando a 1,5 bilhões de reais e 750 milhões de reais, respectivamente. De todas as grandezas envolvidas, os elevados valores de PLD e VR foram os maiores influenciadores nessas perdas financeiras.

Constata-se, também, que as perdas por subcontratação que carregam, por consequência, uma perda por penalidade são na maioria dos anos do período bem superiores às perdas apenas por sobrecontratação. Dessa maneira, é razoável inferir que o risco de perdas financeiras por subcontratação supera o risco de sobrecontratação, ficando evidente que a melhor estratégia para os agentes é fechar seu balanço anual sobrecontratados. Essa conclusão fica clara porque o risco da sobrecontratação é travado na diferença entre o custo médio de compra e o valor do PLD. Ou seja, o agente compra energia a um custo médio, parte dessa energia sobra e ele vende (liquida) ao PLD.

Tabela 11– Perdas Financeiras Globais Simuladas com Penalidades não Ajustadas (R\$)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Perdas_Sub (R\$) - (A)	-	3.246.017,27	54.320.219,86	153.602.565,25	-	296.333,39
Perdas_Sobre (R\$) - (B)	40.391.744,35	22.743.351,46	-	-	53.236.436,81	6.560.317,99
Penalidades_0 (R\$) - (C)	83.956.998,87	6.136.814,80	149.810.398,62	1.436.648.751,52	667.268.047,71	206.437.270,57
Total (R\$) - (D)	124.348.743,22	32.126.183,54	204.130.618,48	1.590.251.316,77	720.504.484,52	213.293.921,95
Perdas_Sub + Pen (%) =(((A)+(C))/(D)) * 100	67,5%	29,2%	100,0%	100,0%	92,6%	96,9%
Perdas_Sobre(%) =((B)/(D)) * 100	32,5%	70,8%	0,0%	0,0%	7,4%	3,1%

Com relação à Tabela 12, fica patente a eliminação quase total das perdas por penalidades. Isso porque, os dados apurados sofrem os ajustes do MCS D Ex-post e das exposições reconhecidas pela ANEEL como involuntárias. Cabe deixar claro que a regra vigente de cálculo de penalidade a que os agentes estão submetidos considera esses ajustes. Nesse estudo, foram calculados valores não ajustados de penalidades apenas para análise do impacto dos ajustes regulamentares.

Reitera-se que a ausência de aplicação de penalidades por parte da CCEE foi verificada e confirmada, através dos dados mensais individuais publicados, durante todo o

período de análise. A menos que algum processo de aplicação de penalidades esteja em tramitação sem conclusão.

Tabela 12– Perdas Financeiras Globais Simuladas com Penalidades Ajustadas (R\$)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Perdas_Sub (R\$) - (A)	-	3.246.017,27	54.320.219,86	153.602.565,25	-	296.333,39
Perdas_Sobre (R\$) - (B)	40.391.744,35	22.743.351,46	-	-	53.236.436,81	6.560.317,99
Penalidades_1 (R\$) - (C)	-	-	-	11.767.525,81	-	-
Total (R\$) - (D)	40.391.744,35	25.989.368,74	54.320.219,86	165.370.091,06	53.236.436,81	6.856.651,37
Perdas_Sub + Pen (%) =(((A)+(C))/(D)) * 100	0,00%	12,49%	100,00%	100,00%	0,00%	4,32%
Perdas_Sobre(%) =((B)/(D)) * 100	100,00%	87,51%	0,00%	0,00%	100,00%	95,68%

4.4. SIMULAÇÃO DO EFEITO DA VARIAÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO NAS PERDAS FINANCEIRAS DOS AGENTES

Conforme estabelecido na regulamentação e detalhado em seções anteriores, até o nível de contração de 103 % da carga, o agente de distribuição tem direito à neutralidade e pode repassar para os consumidores finais todos os custos dessa sobra de energia elétrica.

Aproveitando a oportunidade da base de dados montada e dos cálculos realizados, foram simuladas as perdas financeiras globais dos agentes selecionados, variando esse percentual de sobrecontratação de 103% até 100%.

Da Tabela 13 é possível constatar que a redução de 103% para 102% de sobrecontratação com direito à neutralidade aumenta as perdas financeiras em mais do que uma vez e meia. Passando para 101%, as perdas financeiras mais que dobram. E, passando para 100%, ou seja, sem admitir qualquer sobrecontratação, os valores das perdas financeiras crescem quase 400%.

Tabela 13 – Efeito da variação do Limite de Sobrecontratação nas Perdas Financeiras Globais de sobrecontratação (R\$)¹⁸

(%) de Repasse	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
100%	189.332.718,66	79.849.301,04	-	-	220.507.705,33	-	489.689.725,03
101%	126.688.505,34	59.771.058,21	-	-	140.053.754,12	6.353.971,61	332.867.289,28
102%	75.941.131,90	40.014.239,53	-	-	90.319.263,57	8.434.695,28	214.709.330,29
103%	40.391.744,35	22.743.351,46	-	-	53.236.436,81	6.560.317,99	122.931.850,61
104%	18.642.902,38	14.027.081,87	-	-	29.825.511,83	4.898.177,82	67.393.673,90

¹⁸ Excepcionalmente nos anos de 2007 e 2008, os valores de perdas financeiras globais de sobrecontratação são nulos, tendo em vista a realização de ganho em virtude da superioridade dos PLDs em comparação aos custos médios de compra, conforme Figura 14.

Contudo, é fato que exigir que os agentes de distribuição tenham níveis de contratação superiores a 100%, sem nenhuma folga com direito à neutralidade no repasse, seria, de certo modo, insustentável, pois eles teriam que realizar suas projeções de consumo com cinco e três anos de antecedência com erro igual a zero, caso contrário, seriam impactados com grandes perdas financeiras. Perdas essas que poderiam prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão ou, no mínimo, ensejar diversos pleitos dos agentes de distribuição nos processos tarifários realizados pela ANEEL.

Outra análise que pode ser realizada com os dados da Tabela 13 é a noção de uma expectativa de impacto que os 3% de sobrecontratação com direito a repasse tem sobre as tarifas de energia elétrica dos agentes de distribuição selecionados. Para isso, faz-se necessário calcular o custo com sobrecontratação até os 103 % e obter a receita total capaz de cobrir os custos totais repassáveis às tarifas dos consumidores dos agentes selecionados (compra de energia elétrica, uso e conexão dos sistemas de transmissão de energia, encargos setoriais, e outros).

Por exemplo, para o ano de 2009, tem-se uma diferença de perdas financeiras com 100% de nível de contratação e com 103% de nível de contratação, de aproximadamente R\$ 167 milhões. Esse valor é o que seria repassado para as tarifas dos consumidores finais dos agentes selecionados como custo regulamentar da sobrecontratação.

Para se ter uma ideia do quanto esse custo impactaria as tarifas dos consumidores finais, resta adquirir a receita total requerida dos agentes de distribuição.

Sendo assim, a partir das Notas Técnicas emitidas pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, foi possível definir uma receita total aproximada dos agentes de distribuição selecionados em torno de R\$ 74,5 bilhões, que dividindo os R\$ 167 milhões por essa receita total, chega-se a um impacto aproximado de 0,22% nas tarifas de energia elétrica. Fazendo o mesmo exercício considerando a ampliação do nível de contratação para 104% do consumo, chega-se a um impacto médio de 0,26% nas tarifas.

Dessa forma, fica claro o *trade-off* que existe para o governo entre ter uma regra mais flexível (104%) versus outra menos flexível (100%). A mais flexível induz a sobrecontratação e expansão do setor, porém com maior impacto tarifário. Ao passo que a menos flexível pode resultar em subcontratação e escassez de oferta, no entanto, com menor tarifa.

5. CONCLUSÕES

As atuais regras de contratação de energia elétrica no Brasil instituídas pela Lei nº 10.848, de 2004 e regulamentadas pelo Decreto n.º 5.163, 2004, imputaram aos agentes de distribuição relevantes obrigações nos campos da contratação do seu consumo e do repasse dos custos dessa contratação aos seus consumidores finais. Tendo em vista a grande representatividade desses agentes no consumo total brasileiro, sua boa atuação propicia a constante construção de dois importantes pilares do modelo que são a garantia de suprimento e a modicidade tarifária.

Essas regras oferecem vários instrumentos que permitem aos agentes de distribuição o gerenciamento do risco de contratação, em razão da variação do seu consumo. Como instrumento de gerenciamento de subcontratação, por exemplo, esses agentes podem adquirir energia nos diversos leilões regulados e até mesmo nos MCSDs. Para controlar a sobrecontratação de energia, eles têm direito de repasse às tarifas do custo dos até 3% de compra de energia que superar o seu consumo anual e direito à redução em até 4% dos montantes de energia adquiridos nos Leilões de Energia provenientes de empreendimentos de geração existentes. Se mesmo após a utilização de todos esses instrumentos, os agentes de distribuição concluírem o ano sobrecontratados, eles podem ter prejuízos pelo não repasse do que ultrapassar os 3% de compra de energia além do seu consumo. A subcontratação, de modo diferente, sofre a limitação do repasse às tarifas pelo menor valor entre o VR e o PLD, além da perda financeira relativa à aplicação de penalidade proporcionalmente ao volume não contratado.

Vários estudos (GUIMARÃES, 2006, PESSANHA, 2007 e SILVA, 2008) pesquisaram metodologias de otimização no processo de contratação e simularam o risco envolvido nas operações, de modo a minimizar as possíveis perdas financeiras por aplicação de penalidades, por subcontratação e sobrecontratação futuras. Esse trabalho estimou essas perdas financeiras para os vinte e cinco (25) maiores agentes de distribuição, durante o período entre 2005 e 2010, de acordo com as regras de contratação vigentes, não abrindo discussão se o modelo atual é melhor ou não.

Como se pode constatar dos resultados, durante a maioria dos anos estudados (2005, 2006, 2007 e 2010), os agentes selecionados apresentaram, no global e individualmente, sobras contratuais, resultando em níveis de contratação superiores aos 100% exigidos pela regulamentação, o que denota esforço na busca de atendimento ao limite mínimo. Destaca-se

que as penalidades apuradas para esses anos foram consideravelmente atenuadas pelos instrumentos de ajuste MCSD Ex-post e exposições involuntárias.

O ano de 2008 foi o único a apresentar penalidades apuradas, mesmo considerando os ajustes. No entanto, pelos dados de penalidades apuradas divulgados pela CCEE, não foi constatada sua efetiva aplicação, o que se pode inferir que os processos foram sobrestados ou ainda estão em análise pela câmara.

Dos resultados, considerando a hipótese de cálculo de um PLD médio anual, apenas no ano de 2007, os agentes ficariam sujeitos às perdas financeiras por subcontratação, tendo em vista que apenas nesse ano o PLD médio anual superaria o VR. Quanto à exposição dos agentes às perdas financeiras por sobrecontratação, constatou-se que, nos anos de 2005, 2009 e 2010, os PLDs médios anuais seriam menores que os preços médios de compra, trazendo prejuízos para aqueles que pudessem ter sobras maiores que 3% do consumo.

Constata-se, também, que as perdas financeiras por subcontratação que carregam, por consequência, perdas por penalidade são na maioria dos anos do período bem superiores às perdas por sobrecontratação. Dessa maneira, é razoável inferir que o risco dos agentes com perdas financeiras por subcontratação supera o risco de sobrecontratação.

Dos resultados, realizou-se simulação das perdas por sobrecontratação variando o percentual com direito a repasse integral de 103% para 100%, onde se pode verificar um impacto médio aproximado de 0,22% nas tarifas dos consumidores finais dos agentes selecionados, resultado do repasse dos 103%. Fazendo o mesmo exercício considerando a ampliação do nível de contratação para 104% da carga, chega-se a um impacto médio de 0,26%.

Isso deixa claro o *trade-off* que existe entre ter uma regra mais flexível (104%) versus outra menos flexível (100%). A mais flexível induz à sobrecontratação e expansão do setor, porém com maior impacto tarifário. Ao passo que a menos flexível pode resultar em subcontratação e escassez de oferta, no entanto, com menor tarifa.

Diante do exposto, é razoável inferir que exigir dos agentes de distribuição a necessidade de atingir um nível de contratação de 100%, sem nenhuma folga com direito à neutralidade no repasse, seria, de certo modo, impraticável, pois eles teriam que realizar suas projeções de consumo com cinco e três anos de antecedência com erro igual a zero, caso contrário, seriam impactados com grandes perdas financeiras. Desta forma, entende-se que o comportamento dos agentes de distribuição no período analisado se apresentou adequado para as regras de contratação, com exceção dos períodos de turbulências dos PLDs. Ou seja,

considerando as simplificações aqui realizadas, o comportamento dos agentes de distribuição mostrou-se coerente com os incentivos e sinalizações dados pela regulamentação vigente.

Ademais, verifica-se a extrema importância das áreas que realizam os estudos de mercado e as compras de energia elétrica dos agentes de distribuição, pois é delas que depende um bom desempenho. Cabe a esses agentes procurarem, permanentemente, a busca pela excelência no desenvolvimento de técnicas de projeção de carga, otimização dos volumes a contratar e o gerenciamento de portfólio de contratos, com vistas à determinação da compra ótima que financia a expansão do setor de modo racional, garantido o suprimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. ANEEL. **Nota Técnica nº 021/2011-SRE/SEM/ANEEL, de 01 de fevereiro de 2011.** Apresenta os valores provisórios de exposições involuntárias para o ano de 2010, submetidos à Audiência Pública. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/011/documento/nota_tecnica_21_2011.pdf>. Acesso em: 18 mar. 2011

BRASIL. ANEEL. **Nota Técnica nº 085 de 05 de março de 2008.** Apresenta as regras de comercialização referente ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2008305.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2010

BRASIL. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 920, de 15 de dezembro de 2009.** Aprova os valores de frustrações contratuais e decorrentes de leilões, que deverão ser considerados como exposição involuntária nos anos de 2008 e 2009, para cada agente de distribuição, bem como a serem utilizados nos cálculos de garantias financeiras para o ano de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2009920.pdf>>. Acesso em: 18 mar. 2011.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004.** Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007.** Estabelece os critérios para repasse, às tarifas do consumidor final, do custo de sobrecontratação de energia elétrica, em atendimento ao art. 38 do DEC nº 5.163/2004 e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007255.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 305, de 18 de maio de 2008.** Aprova as Regras de Comercialização referentes ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica e altera dispositivos da Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008305.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 385, de 04 de dezembro de 2009.** Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2010, de que trata a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (REN nº 109/04) e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009385.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 27 jun. 2010

BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.** Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655/71, 8.631/93, 9.074/95, 9.427/96, 9.478/97, 9.648/98, 9.991/00, 10.438/02, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 27 jun. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. **Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico.** Brasília, 17 de dezembro de 2003. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 31 ago. 2010.

GUIMARÃES, André Resende. **Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda.** Rio de Janeiro, 2006, 124 p. Tese de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

PESSANHA, Aldo de Jesus. **Estratégia de contratação de energia elétrica em leilões regulados: aplicação de um modelo de simulação e otimização.** Niterói, 2007. Dissertação de Mestrado – Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense.

Regras de Comercialização de Energia – Versão 2010

SILVA, Edson Luiz Da. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** Editora Sagra Luzzato, 2001. 184p.

SILVA, Leandro Bispo. **Metodologia para Otimização da Contratação de uma Distribuidora através de Leilões de Energia.** Rio de Janeiro, 2008. 167p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br>>. Acesso em: 31 ago. 2010.

Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – Publica os resultados mensais individuais dos agentes. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=dc202d20f080b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em: 31 ago. 2010.

Souza, Fabio Cavaliere de **Dinâmica da Gestão de Riscos no Ambiente de Contratação Regulada do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2008. 142 p. Tese (doutorado) – COPPE/ Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ANEXO A – DETALHAMENTO DA DETERMINAÇÃO DE VARIÁVEIS UTILIZADAS NO CÁLCULO DAS PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO

Nesse anexo é apresentado o detalhamento dos cálculos realizados nesse trabalho, onde são destaques: (i) a determinação do valor de PLD utilizado para a valoração das penalidades; (ii) a determinação do custo médio dos CCEARs de Energia Existente, utilizado na valoração para sobrecontratação; e (iii) Determinação das Exposições Involuntárias mensais úteis necessárias para o cálculo das perdas financeiras por subcontratação.

Preço de Liquidação das Diferenças utilizado na definição do preço das penalidades

- 1) Preço médio de Liquidação das Diferenças - PLD_DIS utilizado no cálculo de Penalidades foi determinado para cada ano de estudo e foi obtido de acordo com a expressão que segue:

$$PLD_DIS_a = \frac{\sum_{12m} \sum_s (\sum_d Requisito_{d,m,s} \times PLD_méd_{m,s})}{\sum_{12m} \sum_s \sum_d Requisito_{d,m,s}}$$

Onde:

Requisito_{d,m,s} = representa a consumo líquido na CCEE da distribuidora “d”, no mês “m”, do submercado “s”.

PLD_med_{m,s} = PLD médio mensal, no submercado “s”, do agente de distribuição “d”.

Custo médio dos CCEARs de Energia Existente, utilizado na valoração para sobrecontratação

- 1) O Custo médio de contratos, Custo médio_{d,a}, utilizado para a valoração da sobrecontratação, considera que o montante de sobrecontratação será formado, prioritariamente, pelos CCEARs decorrentes de leilões provenientes de empreendimentos existentes de cada agente de distribuição “d”, de acordo com a Resolução Normativa nº 255, de 2007, e foi calculado com a expressão que segue:

$$Custo\ médio_{d,a} = \frac{\sum_d (\sum_p Cont_CCEAR_{d,a,p} \times Preço_CCEAR_{d,a,p})}{\sum_d Cont_CCEAR_{d,a}}$$

Onde:

$Cont_CCEAR_{d,a,p}$ = representa o volume contratado em CCEAR de Energia Existente, do agente de distribuição “d”, no ano de apuração ”a”, do produto “p”;

$Preço_CCEAR_{d,a,p}$ = representa o preço do CCEAR de Energia Existente, do agente de distribuição “d”, no ano de apuração ”a”, do produto “p”;

Determinação das Exposições Involuntárias mensais úteis necessárias para o cálculo das perdas financeiras por subcontratação

- 1) O Déficit anual, $Déficit_Anual_{d,a}$, do agente de distribuição “d”, foi calculado com a expressão que segue:

$$Déficit_Anual_{d,a} = \sum_{12m} Déficit_mensal_{d,m}$$

Onde:

$Déficit_mensal_{d,m}$ é dado por:

$$Déficit_mensal_{d,m} = Requisito_{d,m} - Recurso_{d,m}$$

- 2) A Exposição Involuntária Anual Útil, $Exp_Inv_Anual_U_{d,a}$, do agente de distribuição “d”, foi calculado da seguinte forma:

Se $Déficit_Anual_{d,a} > 0$

Se $Déficit_Anual_{d,a} > Exp_Inv_Anual_{d,a}$

$$Exp_Inv_Anual_U_{d,a} = Exp_Inv_Anual_{d,a}$$

Caso contrário,

$$Exp_Inv_Anual_U_{d,a} = Déficit_Anual_{d,a}$$

Caso Contrário,

$$Exp_Inv_Anual_U_{d,a} = 0$$

3) A Exposição Involuntária Mensal Útil, $Exp_Inv_U_{d,m}$, do agente de distribuição “d”, foi calculado da seguinte forma:

Se $Déficit_mensal_{d,m} > 0$

$$Exp_Inv_U_{d,m} = \left(\frac{Déficit_mensal_{d,m}}{\sum_{12m} Déficit_mensal_{d,m}} \right) * Exp_Inv_Anual_U_{d,a}$$

Caso Contrário,

$$Exp_Inv_U_{d,m} = 0$$

Onde:

\sum_{12m} = representa o somatório dos doze meses do ano de apuração “a” de qualquer variável dos cálculos.

ANEXO B – DETALHAMENTO DOS RESULTADOS DAS PERDAS FINANCEIRAS POR SUB E SOBRECONTRATAÇÃO

Agente de distribuição: AES SUL

Ano: 2005

AES SUL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	773868,139	692.254,03	767.171,56	695.136,07	673021,109	653058,53	650.988,099	633983,792	587182,965	604635,094	614605,118	692810,01	8.038.714,51
Requisito (Carga) MWh	780409,484	700.975,91	735.795,00	627.045,18	618384,138	609976,30	596.760,813	587650,027	555995,95	579314,705	602462,986	721634,877	7.716.405,37
Déficits/Sobra (MWh)	6.541,345	8.721,887	(31.376,559)	(68.090,890)	(54.636,971)	(43.082,236)	(54.227,286)	(46.333,765)	(31.187,015)	(25.320,389)	(12.142,132)	28.824,867	(322.309,144)
Sobra Repassável	-	-	(19.823,914)	(43.020,267)	(34.519,994)	(27.219,637)	(34.261,152)	(29.273,974)	(19.704,159)	(15.997,586)	(7.671,478)	-	(231.492,161)
Sobra Não Repassável	-	-	(7.777,145)	(16.877,336)	(13.542,582)	(10.678,570)	(13.441,036)	(11.484,510)	(7.730,164)	(6.276,033)	(3.009,607)	-	(90.816,983)
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,99	26,78	83,97	79,35	24,07	31,56	34,51	29,42	18,83	24,17	19,19	34,10
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	241.013,72	(442.186,19)	(292.248,93)	359.867,82	352.289,55	267.129,70	219.150,14	244.388,74	101.122,80	-	1.050.527,35

Ano: 2006

AES SUL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	721244,921	649.135,29	719.281,68	663.578,06	666109,46	632448,16	639.382,086	640007,658	619731,624	630437,153	636985,612	695258,484	7.913.600,19
Requisito (Carga) MWh	597920,253	711.067,69	740.531,01	609.491,42	618463,644	597920,25	599.766,810	610856,671	566015,288	617255,598	627423,184	752131,077	7.648.842,89
Déficits/Sobra (MWh)	(123.324,668)	61.932,397	21.249,326	(54.086,641)	(47.645,816)	(34.527,905)	(39.615,276)	(29.150,987)	(53.716,336)	(13.181,555)	(9.562,428)	56.872,593	(264.757,296)
Sobra Repassável	(69.905,925)	-	-	(30.658,722)	(27.007,775)	(19.571,957)	(22.455,706)	(16.524,080)	(30.448,816)	(7.471,894)	(5.420,411)	-	(229.465,287)
Sobra Não Repassável	(10.751,607)	-	-	(4.715,345)	(4.153,825)	(3.010,188)	(3.453,712)	(2.541,421)	(4.683,061)	(1.149,185)	(833,665)	-	(35.292,009)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,78	63,63	42,67	21,06	52,51	70,01	91,44	105,19	123,88	92,42	80,82	59,18	69,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26	68,26
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	424.526,50	-	-	222.587,53	65.443,24	(5.252,97)	(80.040,00)	(93.842,15)	(260.448,74)	(27.758,65)	(10.466,72)	-	234.748,05

Agente de distribuição: AMPLA

Ano: 2005

AMPLA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	893.844,95	750.374,63	927.948,77	793.160,79	764.473,05	710.662,89	741.961,57	742.221,63	738.192,63	789.071,79	769.730,96	843.895,89	9.465.539,56
Requisito (Carga) MWh	829.319,26	718.961,19	826.225,40	790.272,93	736.687,49	689.398,75	691.197,12	748.408,91	714.181,19	799.394,39	751.010,74	813.723,44	9.108.780,81
Déficits/Sobra (MWh)	(64.525,69)	(31.413,44)	(101.723,38)	(2.887,86)	(27.785,56)	(21.264,14)	(50.764,45)	6.187,28	(24.011,44)	10.322,60	(18.720,22)	(30.172,46)	(356.758,750)
Sobra Repassável	(47.238,13)	(22.997,23)	(74.469,90)	(2.114,15)	(20.341,32)	(15.567,10)	(37.163,76)	-	(17.578,36)	-	(13.704,74)	(22.088,73)	(273.263,424)
Sobra Não Repassável	(14.433,56)	(7.026,78)	(22.754,19)	(645,98)	(6.215,27)	(4.756,51)	(11.355,34)	-	(5.371,05)	-	(4.187,47)	(6.749,19)	(83.495,326)
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	24,88	43,96	26,45	31,74	34,51	31,94	43,12	35,73	19,20	28,88
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	569.259,44	277.136,08	897.425,37	21.246,16	85.832,85	148.973,92	295.579,62	-	138.734,13	-	92.291,81	260.316,08	2.786.795,46

Ano: 2006

AMPLA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	854.836,37	786.701,54	863.829,55	828.289,28	792.738,98	764.195,13	825.600,33	788.994,25	745.721,88	856.303,74	839.211,58	924.984,93	9.871.407,55
Requisito (Carga) MWh	728.937,85	824.310,59	899.304,83	811.816,61	763.964,59	728.937,85	759.411,32	787.760,26	735.387,30	790.959,28	795.055,09	879.362,54	9.505.208,09
Déficits/Sobra (MWh)	(125.898,52)	37.609,05	35.475,28	(16.472,68)	(28.774,38)	(35.257,28)	(66.189,01)	(1.233,99)	(10.334,58)	(65.344,46)	(44.156,49)	(45.622,39)	(366.199,454)
Sobra Repassável	(81.725,64)	-	-	(10.693,06)	(18.678,58)	(22.886,88)	(42.965,87)	(801,03)	(6.708,58)	(42.417,64)	(28.663,70)	(29.615,27)	(285.156,243)
Sobra Não Repassável	(23.226,95)	-	-	(3.039,03)	(5.308,57)	(6.504,60)	(12.211,17)	(227,66)	(1.906,62)	(12.055,36)	(8.146,41)	(8.416,85)	(81.043,211)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,64	58,02	28,56	20,87	51,91	67,89	90,90	104,98	123,88	92,42	80,82	58,75	67,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22	65,22
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	849.671,92	-	-	134.785,15	70.663,98	(17.358,79)	(313.566,97)	(9.051,38)	(111.839,92)	(327.890,15)	(127.073,30)	54.467,98	202.808,51

Agente de distribuição: CEAL

Ano: 2005

CEAL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	248.443,86	229.131,90	251.786,48	242.137,12	237.724,17	223.702,80	224.918,98	224.534,44	243.777,39	253.895,15	251.375,51	263.795,17	2.895.222,95
Requisito (Carga) MWh	267.505,38	243.691,72	279.487,07	258.830,97	246.050,08	230.983,97	233.815,65	234.162,64	238.477,96	257.064,53	256.948,55	260.789,68	3.007.808,18
Déficits/Sobra (MWh)	19.061,52	14.559,83	27.700,60	16.693,85	8.325,90	7.281,17	8.896,67	9.628,20	(5.299,43)	3.169,38	5.573,04	(3.005,49)	112.585,229
Sobra Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,50	18,40	18,86	19,79	18,40	18,52
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

CEAL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	269.915,41	250.048,11	270.154,64	260.200,73	267.865,89	256.176,21	258.324,79	258.308,10	263.584,65	270.844,48	274.951,49	287.531,75	3.187.906,25
Requisito (Carga) MWh	229.593,28	260.751,95	302.854,26	263.120,89	255.483,08	229.593,28	233.413,41	239.389,78	239.779,00	270.820,86	273.393,94	296.518,55	3.094.712,27
Déficits/Sobra (MWh)	(40.322,13)	10.703,84	32.699,62	2.920,16	(12.382,81)	(26.582,92)	(24.911,39)	(18.918,32)	(23.805,65)	(23,62)	(1.557,55)	8.986,79	(93.193,988)
Sobra Repassável	(25.208,42)	-	-	-	(7.741,43)	(16.619,00)	(15.574,00)	(11.827,28)	(14.882,72)	(14,77)	(973,75)	-	(92.841,368)
Sobra Não Repassável	(95,74)	-	-	-	(29,40)	(63,12)	(59,15)	(44,92)	(56,53)	(0,06)	(3,70)	-	(352,620)
PLD médio mês (R\$/MWh)	19,14	37,62	36,10	16,92	19,79	23,44	30,61	51,94	68,56	46,25	24,40	17,58	32,70
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89	63,89
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	4.284,25	-	-	-	1.296,57	2.553,03	1.968,38	536,67	(264,15)	0,99	146,04	-	10.521,78

Agente de distribuição: CELESC

Ano: 2005

CELESC	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.319.476,89	1.264.719,66	1.389.614,66	1.283.937,40	1.333.944,57	1.270.995,91	1.322.667,54	1.331.730,90	1.278.953,70	1.318.217,36	1.291.698,56	1.305.448,59	15.711.405,73
Requisito (Carga) MWh	1.291.519,25	1.267.863,93	1.412.943,09	1.323.677,40	1.303.953,84	1.277.923,90	1.253.724,39	1.284.731,76	1.225.680,57	1.236.211,70	1.226.983,02	1.244.615,40	15.349.828,25
Déficits/Sobra (MWh)	(27.957,64)	3.144,27	23.328,43	39.740,00	(29.990,73)	6.927,99	(68.943,15)	(46.999,14)	(53.273,13)	(82.005,66)	(64.715,54)	(60.833,19)	(361.577,481)
Sobra Repassável	(23.253,81)	-	-	-	(24.944,83)	-	(57.343,57)	(39.091,60)	(44.310,00)	(68.208,33)	(53.827,24)	(50.598,10)	(361.577,481)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,99	26,78	83,97	79,35	24,07	31,56	34,51	29,42	18,83	24,17	19,19	34,10
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

CELESC	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.365.537,07	1.292.648,63	1.451.142,74	1.375.019,20	1.383.777,67	1.357.438,12	1.401.272,33	1.411.646,77	1.387.001,70	1.422.114,98	1.390.228,16	1.403.716,23	16.641.543,61
Requisito (Carga) MWh	1.188.154,67	1.275.114,33	1.422.658,43	1.219.998,33	1.251.578,72	1.188.154,67	1.220.442,34	1.233.636,44	1.145.464,17	1.254.774,16	1.254.566,04	1.314.495,43	14.969.037,72
Déficits/Sobra (MWh)	(177.382,40)	(17.534,30)	(28.484,31)	(155.020,87)	(132.198,94)	(169.283,45)	(180.829,99)	(178.010,33)	(241.537,53)	(167.340,82)	(135.662,12)	(89.220,81)	(1.672.505,883)
Sobra Repassável	(47.627,53)	(4.707,99)	(7.648,09)	(41.623,41)	(35.495,68)	(45.452,94)	(48.553,21)	(47.796,13)	(64.853,30)	(44.931,34)	(36.425,55)	(23.955,96)	(449.071,132)
Sobra Não Repassável	(129.754,88)	(12.826,31)	(20.836,22)	(113.397,46)	(96.703,27)	(123.830,51)	(132.276,78)	(130.214,20)	(176.684,23)	(122.409,48)	(99.236,57)	(65.264,84)	(1.223.434,751)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,78	63,63	42,67	21,06	52,51	70,01	91,44	105,19	123,88	92,42	80,82	59,18	69,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19	82,19
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	6.929.778,70	238.013,83	823.378,45	6.931.611,51	2.869.832,99	1.507.845,91	(1.223.997,90)	(2.995.357,55)	(7.366.550,07)	(1.252.653,96)	135.625,76	1.501.528,11	8.099.055,77

Agente de distribuição: CELPE

Ano: 2005

CELPE	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	872.285,85	789.797,24	877.716,86	820.043,48	832.407,38	783.502,36	803.079,29	808.756,26	819.845,18	887.512,76	874.693,50	903.792,99	10.073.433,14
Requisito (Carga) MWh	882.723,76	796.845,11	903.568,56	846.360,65	809.917,54	749.215,12	776.847,39	784.681,55	796.928,91	847.582,26	848.358,67	867.562,39	9.910.591,90
Déficits/Sobra (MWh)	10.437,91	7.047,87	25.851,70	26.317,17	(22.489,84)	(34.287,24)	(26.231,91)	(24.074,71)	(22.916,27)	(39.930,50)	(26.334,84)	(36.230,59)	(162.841,239)
Sobra Repassável	-	-	-	-	(15.751,99)	(24.014,95)	(18.372,95)	(16.862,04)	(16.050,66)	(27.967,51)	(18.445,05)	(25.376,08)	(162.841,239)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,50	18,40	18,86	19,79	18,40	18,52
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

CELPE	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	893.993,62	817.037,35	911.582,09	862.855,33	879.254,38	798.398,22	769.604,01	784.115,85	804.493,93	862.272,93	851.344,55	894.905,11	10.129.857,37
Requisito (Carga) MWh	756.700,13	793.857,03	888.546,14	815.449,53	822.276,16	756.700,13	770.494,96	797.073,53	799.270,46	867.617,62	842.462,68	899.271,45	9.809.719,80
Déficits/Sobra (MWh)	(137.293,49)	(23.180,32)	(23.035,95)	(47.405,80)	(56.978,22)	(41.698,10)	890,94	12.957,68	(5.223,47)	5.344,68	(8.881,87)	4.366,34	(320.137,569)
Sobra Repassável	(117.557,89)	(19.848,21)	(19.724,59)	(40.591,33)	(48.787,74)	(35.704,10)	-	-	(4.472,61)	-	(7.605,13)	-	(294.291,594)
Sobra Não Repassável	(10.324,45)	(1.743,16)	(1.732,30)	(3.564,91)	(4.284,75)	(3.135,69)	-	-	(392,80)	-	(667,92)	-	(25.845,975)
PLD médio mês (R\$/MWh)	19,14	37,62	36,10	16,92	19,79	23,44	30,61	51,94	68,56	46,25	24,40	17,58	32,70
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66	66,66
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	490.653,56	50.627,31	52.945,08	177.330,89	200.841,23	135.535,40	-	-	(744,97)	-	28.228,42	-	1.135.416,92

Agente de distribuição: CEMAR

Ano: 2009

CEMAR	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	428.492,68	375.746,93	415.973,56	403.246,58	430.483,34	418.338,75	440.169,25	455.354,38	449.076,32	470.190,01	449.273,29	459.214,70	5.195.559,79
Requisito (Carga) MWh	395.362,89	346.129,76	393.563,83	372.847,31	385.066,97	387.898,53	400.601,85	414.689,38	408.299,17	417.821,01	440.451,97	424.618,17	4.787.350,82
Déficits/Sobra (MWh)	(33.129,80)	(29.617,17)	(22.409,74)	(30.399,27)	(45.416,38)	(30.440,22)	(39.567,40)	(40.665,00)	(40.777,16)	(52.369,00)	(8.821,32)	(34.596,53)	(408.208,97)
Exp_inv (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Repassável	(11.656,09)	(10.420,23)	(7.884,44)	(10.695,40)	(15.978,88)	(10.709,81)	(13.921,03)	(14.307,20)	(14.346,66)	(18.425,03)	(3.103,61)	(12.172,13)	(143.620,52)
Sobra Não Repassável	(21.473,71)	(19.196,93)	(14.525,30)	(19.703,87)	(29.437,49)	(19.730,41)	(25.646,37)	(26.357,80)	(26.430,49)	(33.943,97)	(5.717,71)	(22.424,40)	(264.588,45)
PLD médio mês (R\$/MWh)	77,77	27,41	84,25	27,79	30,17	30,00	25,55	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	32,04
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33	75,33
VR (R\$/MWh)	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	(52.395,85)	919.917,10	(129.565,67)	936.721,76	1.329.397,16	894.379,44	1.276.676,16	1.555.637,12	1.559.927,78	2.003.373,07	337.459,19	1.323.488,19	11.955.015,44

Ano: 2010

CEMAR	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	446.210,86	400.549,15	436.247,91	431.061,06	457.686,90	453.443,43	485.683,91	504.103,24	499.878,86	523.584,52	501.791,68	500.739,10	5.640.980,63
Requisito (Carga) MWh	406.813,60	380.211,52	436.510,47	415.899,67	449.831,89	430.105,35	439.864,94	455.506,99	442.964,14	472.281,91	461.254,29	463.553,49	5.254.798,25
Déficits/Sobra (MWh)	(39.397,27)	(20.337,63)	262,56	(15.161,39)	(7.855,01)	(23.338,08)	(45.818,97)	(48.596,25)	(56.914,72)	(51.302,62)	(40.537,39)	(37.185,61)	(386.182,38)
Exp_inv (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Repassável	(16.071,48)	(8.296,41)	-	(6.184,84)	(3.204,33)	(9.520,39)	(18.691,11)	(19.824,05)	(23.217,44)	(20.928,07)	(16.536,57)	(15.169,27)	(157.643,95)
Sobra Não Repassável	(23.299,02)	(12.027,41)	-	(8.966,24)	(4.645,35)	(13.801,83)	(27.096,74)	(28.739,18)	(33.658,62)	(30.339,69)	(23.973,28)	(21.991,08)	(228.538,43)
PLD médio mês (R\$/MWh)	12,91	16,06	30,19	24,96	34,60	69,70	95,30	124,23	189,88	229,20	115,05	68,69	84,23
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58	78,58
VR (R\$/MWh)	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	1.530.046,84	751.953,37	-	480.769,99	204.302,56	122.560,29	(453.057,42)	(1.311.943,61)	(3.746.203,92)	(4.569.764,01)	(874.305,35)	217.491,75	(7.648.149,51)

Agente de distribuição: CEMIG

Ano: 2009

CEMIG	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	2.152.486,69	1.903.628,53	2.390.324,27	2.309.387,04	2.463.925,94	2.263.052,61	2.253.820,79	2.326.292,57	2.278.306,81	2.375.508,17	2.306.349,99	2.245.772,43	27.268.855,84
Requisito (Carga) MWh	2.209.882,93	2.110.940,09	2.387.884,29	2.221.753,64	2.337.119,60	2.260.440,04	2.373.630,46	2.402.703,72	2.405.238,86	2.442.503,17	2.383.576,04	2.362.956,15	27.898.628,98
Déficits/Sobra (MWh)	57.396,24	207.311,56	(2.439,98)	(87.633,41)	(126.806,34)	(2.612,57)	119.809,66	76.411,16	126.932,06	66.995,00	77.226,05	117.183,72	629.773,14
Exp_inv (MWh)	42.562,20	153.731,97	-	-	-	-	88.844,91	56.662,72	94.126,52	49.680,17	57.267,01	86.897,64	629.773,14
Sobra Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	83,64	52,08	90,87	46,46	39,00	40,84	30,43	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	38,74
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26
VR (R\$/MWh)	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77	145,77
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2010

CEMIG	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	2.529.516,48	2.345.987,74	2.608.567,47	2.533.603,02	2.560.692,15	2.411.308,17	2.632.104,46	2.699.827,27	2.633.686,91	2.750.009,28	2.517.400,51	2.614.024,15	30.836.727,61
Requisito (Carga) MWh	2.359.082,34	2.224.293,92	2.389.687,33	2.277.464,20	2.343.650,31	2.331.587,18	2.473.318,34	2.478.339,21	2.476.311,23	2.518.701,77	2.376.764,04	2.528.835,72	28.778.035,57
Déficits/Sobra (MWh)	(170.434,14)	(121.693,82)	(218.880,14)	(256.138,82)	(217.041,85)	(79.720,99)	(158.786,13)	(221.488,07)	(157.375,68)	(231.307,52)	(140.636,47)	(85.188,43)	(2.058.692,04)
Exp_inv (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Repassável (MWh)	(71.473,92)	(51.033,99)	(91.790,42)	(107.415,37)	(91.019,51)	(33.432,10)	(66.589,17)	(92.884,09)	(65.997,67)	(97.002,02)	(58.977,85)	(35.724,95)	(863.341,07)
Sobra Não Repassável (MWh)	(98.960,22)	(70.659,83)	(127.089,71)	(148.723,45)	(126.022,34)	(46.288,89)	(92.196,96)	(128.603,97)	(91.378,00)	(134.305,50)	(81.658,62)	(49.463,48)	(1.195.350,97)
PLD médio mês (R\$/MWh)	12,91	13,85	27,74	21,59	32,45	67,99	89,58	118,00	132,37	138,12	116,68	71,62	70,24
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64	81,64
VR (R\$/MWh)	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41	145,41
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	6.801.535,71	4.790.029,69	6.850.135,62	8.930.843,30	6.199.038,80	631.843,34	(732.043,87)	(4.676.040,43)	(4.635.606,18)	(7.585.574,64)	(2.861.317,89)	495.624,06	14.208.467,50

Agente de distribuição: COELBA

Ano: 2005

COELBA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.073.592,27	996.025,49	1.059.262,47	1.027.308,98	1.047.159,65	987.817,89	1.023.997,48	1.024.203,67	1.049.517,09	1.108.248,12	1.056.182,29	1.106.762,73	12.560.078,14
Requisito (Carga) MWh	1.080.730,75	948.665,49	1.076.500,58	1.038.490,85	1.022.366,93	982.438,95	1.000.907,96	1.014.095,26	1.033.593,84	1.096.117,01	1.034.180,64	1.066.830,73	12.394.918,97
Déficits/Sobra (MWh)	7.138,48	(47.360,01)	17.238,10	11.181,87	(24.792,73)	(5.378,94)	(23.089,52)	(10.108,41)	(15.923,26)	(12.131,11)	(22.001,66)	(39.932,00)	(165.159,170)
Sobra Repassável	-	(38.969,87)	-	-	(20.400,53)	(4.426,02)	(18.999,06)	(8.317,64)	(13.102,35)	(9.982,00)	(18.103,92)	(32.857,78)	(165.159,170)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,50	18,40	18,86	19,79	18,40	18,52
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

COELBA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.102.453,48	1.016.187,07	1.141.522,00	1.101.760,36	1.112.899,17	1.052.624,86	1.093.636,90	1.097.976,78	1.084.331,29	1.149.417,69	1.089.140,83	1.142.314,61	13.184.265,04
Requisito (Carga) MWh	989.228,87	1.027.762,92	1.123.158,08	1.023.012,39	1.054.427,75	989.228,87	1.045.607,33	1.092.860,41	1.070.963,75	1.110.327,44	1.065.244,49	1.151.463,00	12.743.285,29
Déficits/Sobra (MWh)	(113.224,61)	11.575,85	(18.363,92)	(78.747,97)	(58.471,42)	(63.395,99)	(48.029,57)	(5.116,38)	(13.367,54)	(39.090,25)	(23.896,34)	9.148,39	(440.979,752)
Sobra Repassável	(93.751,85)	-	(15.205,63)	(65.204,62)	(48.415,31)	(52.492,93)	(39.769,28)	(4.236,44)	(11.068,55)	(32.367,38)	(19.786,56)	-	(382.298,559)
Sobra Não Repassável	(14.390,51)	-	(2.334,00)	(10.008,63)	(7.431,54)	(8.057,44)	(6.104,41)	(650,28)	(1.698,97)	(4.968,25)	(3.037,15)	-	(58.681,193)
PLD médio mês (R\$/MWh)	19,14	37,62	36,10	16,92	19,79	23,44	30,61	51,94	68,56	46,25	24,40	17,58	32,70
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22	64,22
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	648.724,12	-	65.632,06	473.408,21	330.183,43	328.582,43	205.169,37	7.985,39	(7.373,55)	89.279,52	120.939,43	-	2.262.530,42

Agente de distribuição: COELCE

Ano: 2005

COELCE	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	637.531,65	579.860,52	627.518,68	604.955,53	636.954,41	623.362,88	649.595,30	671.229,20	666.966,61	701.860,28	682.620,67	678.105,65	7.760.561,37
Requisito (Carga) MWh	657.026,95	592.257,04	656.144,04	629.709,11	598.647,34	572.981,21	598.993,00	627.560,12	619.883,77	633.563,79	631.191,09	635.010,10	7.452.967,55
Déficits/Sobra (MWh)	19.495,30	12.396,52	28.625,36	24.753,58	(38.307,07)	(50.381,67)	(50.602,30)	(43.669,09)	(47.082,84)	(68.296,48)	(51.429,58)	(43.095,55)	(307.593,821)
Sobra Repassável	-	-	-	-	(21.801,51)	(28.673,47)	(28.799,03)	(24.853,17)	(26.796,02)	(38.869,23)	(29.269,85)	(24.526,75)	(223.589,026)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	(8.191,06)	(10.772,93)	(10.820,10)	(9.337,60)	(10.067,55)	(14.603,59)	(10.997,00)	(9.214,96)	(84.004,795)
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,50	18,40	18,86	19,79	18,40	18,52
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	323.055,39	424.884,32	426.744,93	366.687,59	396.359,51	568.225,57	417.665,98	362.793,12	3.286.416,41

Ano: 2006

COELCE	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	627.467,16	573.183,40	612.794,73	595.177,43	624.120,69	611.183,31	622.834,25	639.884,83	633.279,80	667.310,09	648.352,77	655.760,60	7.511.349,06
Requisito (Carga) MWh	557.450,40	544.908,11	596.249,05	548.448,15	582.786,66	557.450,40	584.627,22	616.590,50	618.089,23	655.098,21	642.240,24	653.614,40	7.157.552,56
Déficits/Sobra (MWh)	(70.016,77)	(28.275,28)	(16.545,68)	(46.729,28)	(41.334,03)	(53.732,91)	(38.207,03)	(23.294,33)	(15.190,58)	(12.211,88)	(6.112,53)	(2.146,20)	(353.796,496)
Sobra Repassável	(42.494,66)	(17.160,87)	(10.041,92)	(28.360,99)	(25.086,50)	(32.611,64)	(23.188,66)	(14.137,82)	(9.219,48)	(7.411,65)	(3.709,82)	(1.302,57)	(214.726,577)
Sobra Não Repassável	(27.522,11)	(11.114,42)	(6.503,76)	(18.368,29)	(16.247,53)	(21.121,27)	(15.018,38)	(9.156,51)	(5.971,09)	(4.800,23)	(2.402,71)	(843,63)	(139.069,919)
PLD médio mês (R\$/MWh)	19,14	37,62	36,10	16,92	19,79	23,44	30,61	51,94	68,56	46,25	24,40	17,58	32,70
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14	65,14
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	1.266.017,05	305.868,72	188.869,11	885.719,04	736.825,62	880.757,01	518.584,51	120.865,91	(20.421,14)	90.676,36	97.886,20	40.122,86	5.111.771,25

Agente de distribuição: COPEL

Ano: 2005

COPEL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.705.796,59	1.632.100,76	1.867.660,94	1.809.388,53	1.789.112,30	1.736.391,84	1.768.770,90	1.843.688,56	1.738.601,26	1.838.559,91	1.733.848,26	1.793.815,52	21.257.735,35
Requisito (Carga) MWh	1.743.612,81	1.646.178,34	1.892.136,49	1.704.338,15	1.652.001,76	1.615.347,69	1.629.245,96	1.697.990,18	1.601.645,92	1.681.601,82	1.666.253,75	1.695.463,33	20.225.816,21
Déficits/Sobra (MWh)	37.816,22	14.077,58	24.475,55	(105.050,38)	(137.110,53)	(121.044,14)	(139.524,94)	(145.698,38)	(136.955,34)	(156.958,08)	(67.594,51)	(98.352,19)	(1.031.919,147)
Sobra Repassável	-	-	-	(57.513,81)	(75.066,35)	(66.270,20)	(76.388,21)	(79.768,09)	(74.981,38)	(85.932,64)	(37.007,17)	(53.846,63)	(606.774,486)
Sobra Não Repassável	-	-	-	(40.297,82)	(52.596,24)	(46.433,10)	(53.522,42)	(55.890,58)	(52.536,71)	(60.209,86)	(25.929,57)	(37.728,36)	(425.144,661)
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,99	26,78	83,97	79,35	24,07	31,56	34,51	29,42	18,83	24,17	19,19	34,10
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	(1.055.802,81)	(1.135.026,93)	1.564.795,49	1.402.822,64	1.300.014,91	1.489.415,74	2.344.571,80	871.233,53	1.455.560,21	8.237.584,58

Ano: 2006

COPEL	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	1.776.138,93	1.646.148,44	1.911.078,62	1.792.626,79	1.771.427,97	1.697.513,11	1.758.406,41	1.791.083,37	1.740.575,10	1.821.595,03	1.729.542,56	1.766.616,70	21.202.753,01
Requisito (Carga) MWh	1.641.965,30	1.590.505,84	1.828.819,99	1.605.362,70	1.672.360,28	1.641.965,30	1.687.996,65	1.725.661,58	1.628.890,01	1.752.095,74	1.707.846,39	1.749.771,83	20.233.241,61
Déficits/Sobra (MWh)	(134.173,62)	(55.642,60)	(82.258,63)	(187.264,09)	(99.067,69)	(55.547,80)	(70.409,76)	(65.421,79)	(111.685,09)	(69.499,29)	(21.696,17)	(16.844,88)	(969.511,405)
Sobra Repassável	(84.004,19)	(34.837,04)	(51.500,95)	(117.243,37)	(62.024,86)	(34.777,69)	(44.082,55)	(40.959,65)	(69.924,44)	(43.512,51)	(13.583,66)	(10.546,34)	(606.997,248)
Sobra Não Repassável	(50.169,43)	(20.805,56)	(30.757,68)	(70.020,72)	(37.042,82)	(20.770,12)	(26.327,21)	(24.462,14)	(41.760,65)	(25.986,78)	(8.112,51)	(6.298,54)	(362.514,157)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,78	63,63	42,67	21,06	52,51	70,01	91,44	105,19	123,88	92,42	80,82	59,18	69,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77	63,77
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	1.755.428,47	2.912,78	648.986,98	2.990.584,85	417.102,17	(129.605,53)	(728.474,04)	(1.013.221,83)	(2.510.232,57)	(744.521,18)	(138.318,24)	28.910,30	579.552,17

Agente de distribuição: COSERN

Ano: 2005

COSERN													
Variáveis	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	315.088,42	287.971,26	313.924,65	300.267,82	305.486,36	293.277,09	303.771,69	314.575,53	325.468,74	348.536,28	340.542,84	349.980,71	3.798.891,39
Requisito (Carga) MWh	325.893,89	297.950,29	332.188,02	311.692,17	307.345,62	283.122,15	298.373,56	309.803,38	309.957,37	321.043,71	320.489,94	332.967,20	3.750.827,30
Déficits/Sobra (MWh)	10.805,47	9.979,03	18.263,37	11.424,35	1.859,26	(10.154,94)	(5.398,13)	(4.772,14)	(15.511,37)	(27.492,58)	(20.052,91)	(17.013,51)	(48.064,090)
Sobra Repassável	-	-	-	-	-	(4.861,65)	(2.584,34)	(2.284,65)	(7.426,02)	(13.161,99)	(9.600,27)	(8.145,17)	(48.064,090)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,50	18,40	18,86	19,79	18,40	18,52
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

COSERN													
Variáveis	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	326.037,28	302.872,94	322.536,85	296.861,69	304.117,00	291.354,47	306.769,71	325.774,86	334.088,44	355.692,15	351.377,64	359.787,73	3.877.270,75
Requisito (Carga) MWh	281.251,46	299.189,78	324.154,78	293.440,29	302.196,35	281.251,46	294.944,71	317.275,29	322.684,41	347.768,18	339.804,13	353.899,11	3.757.859,94
Déficits/Sobra (MWh)	(44.785,81)	(3.683,16)	1.617,93	(3.421,39)	(1.920,65)	(10.103,01)	(11.825,01)	(8.499,58)	(11.404,03)	(7.923,98)	(11.573,52)	(5.888,62)	(119.410,815)
Sobra Repassável	(41.717,07)	(3.430,79)	-	(3.186,96)	(1.789,04)	(9.410,75)	(11.014,75)	(7.917,18)	(10.622,62)	(7.381,02)	(10.780,49)	(5.485,13)	(112.735,798)
Sobra Não Repassável	(2.470,04)	(203,13)	-	(188,70)	(105,93)	(557,20)	(652,18)	(468,77)	(628,96)	(437,03)	(638,31)	(324,77)	(6.675,017)
PLD médio mês (R\$/MWh)	19,14	37,62	36,10	16,92	19,79	23,44	30,61	51,94	68,56	46,25	24,40	17,58	32,70
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44	64,44
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	111.892,89	5.448,07	-	8.966,92	4.729,69	22.845,38	22.063,14	5.859,64	(2.591,31)	7.949,50	25.557,79	15.218,77	227.940,48

Agente de distribuição: COSERN

Ano: 2007

COSERN													
Variáveis	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	340.385,76	310.465,39	336.788,00	317.171,09	317.480,63	306.718,80	325.483,04	343.676,71	352.313,00	379.547,76	377.653,04	382.707,12	4.090.390,33
Requisito (Carga) MWh	350.800,41	307.320,73	337.249,26	320.356,18	327.464,59	300.961,33	319.570,42	325.292,58	326.340,61	352.700,53	352.621,36	366.251,01	3.986.929,00
Déficits/Sobra (MWh)	10.414,66	(3.144,67)	461,26	3.185,09	9.983,97	(5.757,47)	(5.912,62)	(18.384,13)	(25.972,40)	(26.847,22)	(25.031,68)	(16.456,11)	(103.461,325)
Sobra Repassável	-	(2.551,65)	-	-	-	(4.671,73)	(4.797,63)	(14.917,27)	(21.074,56)	(21.784,41)	(20.311,24)	(13.352,84)	(103.461,325)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	17,59	17,59	17,59	28,07	53,37	97,19	118,94	45,81	149,11	197,45	185,11	204,93	94,40
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20	67,20
VR (R\$/MWh)	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2008

COSERN													
Variáveis	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	361.892,49	324.773,35	361.614,44	343.443,30	353.938,52	338.545,50	357.957,00	374.332,19	445.851,91	473.188,29	465.456,04	474.713,85	4.675.706,89
Requisito (Carga) MWh	362.078,82	346.603,66	359.810,52	330.192,98	339.457,01	318.502,83	332.847,89	372.167,37	388.869,20	411.419,77	410.665,35	420.322,74	4.392.938,15
Déficits/Sobra (MWh)	186,33	21.830,31	(1.803,92)	(13.250,33)	(14.481,51)	(20.042,67)	(25.109,11)	(2.164,82)	(56.982,71)	(61.768,52)	(54.790,69)	(54.391,10)	(282.768,75)
Exp_inv (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Repassável	-	-	(780,01)	(5.729,39)	(6.261,76)	(8.666,38)	(10.857,09)	(936,06)	(24.639,13)	(26.708,49)	(23.691,30)	(23.518,52)	(131.788,14)
Sobra Não Repassável	-	-	(893,60)	(6.563,77)	(7.173,66)	(9.928,48)	(12.438,22)	(1.072,38)	(28.227,35)	(30.598,08)	(27.141,50)	(26.943,55)	(150.980,60)
PLD médio mês (R\$/MWh)	497,61	214,37	123,24	71,92	34,42	75,34	108,42	102,79	109,91	92,43	106,14	96,97	136,13
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93	70,93
VR (R\$/MWh)	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44	139,44
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	(46.744,43)	(6.498,14)	261.910,40	(43.784,58)	(466.309,01)	(34.166,04)	(1.100.302,10)	(657.858,76)	(955.652,09)	(701.610,13)	(3.751.014,86)

Agente de distribuição: ELEKTRO

Ano: 2005

ELEKTRO	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	891.768,71	796.909,63	894.752,82	852.650,05	851.549,86	824.375,05	860.273,41	875.832,06	870.801,21	906.252,86	875.769,41	924.057,79	10.424.992,84
Requisito (Carga) MWh	883.499,08	803.339,05	905.440,51	886.004,71	855.203,43	816.608,57	838.918,79	867.027,31	837.795,19	880.356,63	853.626,17	879.011,87	10.306.831,31
Déficits/Sobra (MWh)	(8.269,63)	6.429,43	10.687,69	33.354,66	3.653,57	(7.766,48)	(21.354,62)	(8.804,75)	(33.006,02)	(25.896,22)	(22.143,24)	(45.045,92)	(118.161,535)
Sobra Repassável	(5.671,66)	-	-	-	-	(5.326,58)	(14.645,89)	(6.038,66)	(22.636,91)	(17.760,71)	(15.186,76)	(30.894,37)	(118.161,535)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	24,88	43,96	26,45	31,74	34,51	31,94	43,12	35,73	19,20	28,88
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

ELEKTRO	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	916.666,90	861.772,82	907.721,85	914.479,33	897.034,77	879.489,90	898.365,68	915.067,77	923.676,40	956.044,24	943.056,70	929.919,76	10.943.296,12
Requisito (Carga) MWh	848.768,84	833.954,35	934.746,02	849.679,92	860.465,07	848.768,84	893.057,63	911.264,26	872.753,78	907.685,70	902.150,87	932.144,53	10.595.439,80
Déficits/Sobra (MWh)	(67.898,06)	(27.818,48)	27.024,17	(64.799,41)	(36.569,70)	(30.721,07)	(5.308,05)	(3.803,51)	(50.922,62)	(48.358,54)	(40.905,83)	2.224,77	(347.856,312)
Sobra Repassável	(57.231,49)	(23.448,28)	-	(54.619,62)	(30.824,71)	(25.894,88)	(4.474,17)	(3.205,99)	(42.922,83)	(40.761,56)	(34.479,65)	-	(317.863,194)
Sobra Não Repassável	(5.400,28)	(2.212,55)	-	(5.153,83)	(2.908,58)	(2.443,40)	(422,18)	(302,51)	(4.050,14)	(3.846,20)	(3.253,45)	-	(29.993,118)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,64	58,02	28,56	20,87	51,91	67,89	90,90	104,98	123,88	92,42	80,82	58,75	67,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83	64,83
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	195.436,19	15.067,44	-	226.562,35	37.578,80	(7.476,82)	(11.006,14)	(12.145,89)	(239.160,61)	(106.116,74)	(52.022,67)	-	46.715,92

Agente de distribuição: ESCELSA

Ano: 2005

ESCELSA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	504.705,62	439.716,56	507.169,95	487.823,13	478.823,31	448.849,44	455.240,62	570.971,19	573.342,67	625.935,98	480.909,22	526.608,23	6.100.095,92
Requisito (Carga) MWh	607.022,37	534.384,25	611.631,33	589.331,83	573.981,55	541.795,92	556.624,79	582.199,69	565.282,45	638.505,21	447.006,01	493.350,17	6.741.115,57
Déficits/Sobra (MWh)	102.316,75	94.667,69	104.461,38	101.508,70	95.158,24	92.946,48	101.384,17	11.228,50	(8.060,21)	12.569,23	(33.903,21)	(33.258,06)	641.019,645
Sobra Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	24,88	43,96	26,45	31,74	34,51	31,94	43,12	35,73	19,20	28,88
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

ESCELSA	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Variáveis													
Recurso (Cont) MWh	477.092,04	470.529,59	516.754,71	484.376,33	519.638,90	514.727,74	543.075,62	512.683,20	504.622,91	541.587,03	511.250,82	545.612,21	6.141.951,07
Requisito (Carga) MWh	447.600,33	542.816,64	531.584,36	474.665,34	491.676,60	447.600,33	461.777,06	504.767,61	470.352,53	485.211,77	478.445,85	506.428,22	5.842.926,64
Déficits/Sobra (MWh)	(29.491,71)	72.287,05	14.829,65	(9.710,99)	(27.962,29)	(67.127,41)	(81.298,55)	(7.915,59)	(34.270,38)	(56.375,26)	(32.804,97)	(39.183,99)	(299.024,437)
Sobra Repassável	(13.387,69)	-	-	(4.408,28)	(12.693,41)	(30.472,32)	(36.905,27)	(3.593,26)	(15.556,95)	(25.591,41)	(14.891,73)	(17.787,47)	(175.287,799)
Sobra Não Repassável	(9.450,44)	-	-	(3.111,83)	(8.960,35)	(21.510,58)	(26.051,64)	(2.536,50)	(10.981,74)	(18.065,12)	(10.512,16)	(12.556,28)	(123.736,638)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,64	58,02	28,56	20,87	51,91	67,89	90,90	104,98	123,88	92,42	80,82	58,75	67,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46	65,46
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	347.965,32	-	-	138.756,48	121.412,76	(52.270,71)	(662.753,70)	(100.242,58)	(641.553,24)	(487.035,57)	(161.466,74)	84.252,62	(1.412.935,36)

Agente de distribuição: LIGTH

Ano: 2005

LIGTH	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	2.319.478,37	2.174.324,92	2.319.721,37	2.173.565,61	2.060.209,52	1.929.787,97	1.977.385,58	1.990.855,99	1.994.403,05	2.194.009,01	2.199.943,12	2.328.781,08	25.662.465,59
Requisito (Carga) MWh	2.334.988,76	2.036.510,07	2.454.546,01	2.325.371,69	2.097.054,96	1.972.289,88	1.882.153,71	2.071.042,61	1.919.143,00	2.189.438,39	2.086.862,71	2.228.424,99	25.597.826,76
Déficits/Sobra (MWh)	15.510,39	(137.814,85)	134.824,64	151.806,08	36.845,44	42.501,91	(95.231,87)	80.186,61	(75.260,05)	(4.570,62)	(113.080,41)	(100.356,09)	(64.638,829)
Sobra Repassável	-	(16.925,62)	-	-	-	-	(11.695,83)	-	(9.243,00)	(561,34)	(13.887,88)	(12.325,15)	(64.638,829)
Sobra Não Repassável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLD médio mês (R\$/MWh)	18,33	18,33	18,33	24,88	43,96	26,45	31,74	34,51	31,94	43,12	35,73	19,20	28,88
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77	57,77
VR (R\$/MWh)	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ano: 2006

LIGTH	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total
Recurso (Cont) MWh	2.368.301,39	2.190.259,99	2.392.081,60	2.258.242,45	2.166.357,45	2.020.491,26	2.033.642,90	2.075.762,84	2.025.574,68	2.206.263,70	2.191.658,56	2.363.503,44	26.292.140,26
Requisito (Carga) MWh	1.804.846,60	2.235.197,63	2.446.193,85	2.075.685,80	1.900.352,93	1.804.846,60	1.879.708,81	1.987.306,31	1.877.352,09	2.024.088,09	2.050.280,80	2.317.404,05	24.403.263,56
Déficits/Sobra (MWh)	(563.454,78)	44.937,65	54.112,25	(182.556,65)	(266.004,52)	(215.644,66)	(153.934,10)	(88.456,53)	(148.222,60)	(182.175,61)	(141.377,76)	(46.099,39)	(1.888.876,694)
Sobra Repassável	(207.504,68)	-	-	(67.230,52)	(97.962,04)	(79.415,91)	(56.689,63)	(32.576,07)	(54.586,25)	(67.090,19)	(52.065,48)	(16.977,12)	(732.097,907)
Sobra Não Repassável	(327.875,56)	-	-	(106.230,11)	(154.788,61)	(125.484,09)	(89.574,58)	(51.473,05)	(86.251,05)	(106.008,38)	(82.268,02)	(26.825,34)	(1.156.778,787)
PLD médio mês (R\$/MWh)	28,64	58,02	28,56	20,87	51,91	67,89	90,90	104,98	123,88	92,42	80,82	58,75	67,30
Custo médio de Compra (R\$/MWh)	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27	66,27
VR (R\$/MWh)	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96	73,96
Perdas por Subcontratação (R\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas por Sobrecontratação (R\$)	12.337.957,32	-	-	4.822.846,95	2.222.764,40	(203.284,23)	(2.206.221,99)	(1.992.521,58)	(4.968.922,98)	(2.772.119,13)	(1.196.999,72)	201.726,53	6.245.225,56

