ALEXANDRA CRISTINA VIDAL JANUÁRIO

O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DE FONTES INCENTIVADAS: PROPOSTA PARA SUA EXPANSÃO E IMPLICAÇÕES NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

São Paulo

2007

ALEXANDRA CRISTINA VIDAL JANUÁRIO

O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DE FONTES INCENTIVADAS: PROPOSTA PARA SUA EXPANSÃO E IMPLICAÇÕES NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientadora: Profª. Drª. Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas

São Paulo

2007

FICHA CATALOGRÁFICA

Januário, Alexandra Cristina Vidal
O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas : proposta para sua expansão e implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / A.C.V. Januário. -- São Paulo, 2007.
121 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia elétrica 2. Consumo de energia elétrica 3. Fontes alternativas de energia 4. Compra e venda I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Alexandra Cristina Vidal Januário

O Mercado de Energia Elétrica de Fontes Incentivadas: Proposta Para sua Expansão e Implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica
Área de Concentração: Sistemas de Potência

Aprovada em:

Banca Examinadora

Profª. Drª. Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas
Instituição: PEA-USP
Assinatura: _____

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
Instituição: PEA-USP
Assinatura: _____

Prof. Dr. João Carlos de Oliveira Mello
Instituição:
Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e à minha irmã, pelo constante apoio e incentivo, com os quais sempre pude contar ao longo da vida e para os quais espero sempre ser motivo de orgulho.

Ao Guilherme, meu namorado e tutor, pelo carinho, companhia, motivação, por ter sempre cobrado o meu melhor e pela paciência de explicar e discutir o Setor Elétrico Brasileiro inúmeras vezes.

Aos meus chefes e colegas da Andrade&Canellas, em especial à Paula Dornellas e ao João Carlos de Oliveira Mello, pelo apoio incondicional, pela sabedoria transmitida em todos esses anos, pela confiança em mim depositada e pelas incontáveis oportunidades de crescimento, como profissional e ser humano, que me proporcionaram.

Aos meus colegas de graduação da Poli, que sempre proporcionaram um ambiente inteligente, estimulante e acolhedor.

À minha orientadora, Profª. Eliane Fadigas, por sua atenção e orientação que contribuíram muito para a conclusão deste trabalho.

Aos professores da banca de qualificação, Prof. Dorel e Prof. Fernando, cujas observações foram fundamentais para o trabalho.

À Escola Politécnica da USP, onde cresci e me tornei Engenheira Eletricista.

RESUMO

Januário, A. C. V. **O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas : proposta para sua expansão e implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2007. 121 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

Este trabalho aborda a inserção das fontes incentivadas de energia – PCHs, Biomassa, Eólica e Solar – no ambiente de comercialização de energia elétrica do setor elétrico brasileiro, mais especificamente na CCEE. Apesar de a legislação ter criado o consumidor especial em 1998, a falta de definição do processo de comercialização das fontes incentivadas impediu, durante anos, o crescimento deste mercado. Porém, para propor uma solução para esta implementação, é importante conhecer as atuais regras que regem a comercialização de energia, identificando, assim, as possibilidades de adequação. Por se tratar de um problema atual, várias propostas de solução foram apresentadas por agentes do setor através da Audiência Pública 33/05. Essas propostas também são analisadas no trabalho, de forma que a solução apresentada considera as vantagens e desvantagens do que foi discutido pelo mercado. Por fim, a simulação da solução proposta indica a sua viabilidade de implantação e permite uma análise crítica do mercado de fontes incentivadas e das Regras de Comercialização da CCEE.

Palavras-chave: Comercialização de Energia, Fontes Incentivadas de Energia, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Regras de Comercialização, Consumidor Especial, Setor Elétrico Brasileiro.

ABSTRACT

Januário, A. C. V. **The renewable energy sources market: proposal for its development and implications in the Wholesale Market Administrator**. 2007. 121 p. Dissertation (Master's degree) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

This work approaches the insertion of the renewable energy sources - SHP, Biomass, Wind and Solar - in the Brazilian power trading environment, more specifically in Wholesale Market Administrator. Although the legislation created the special consumer in 1998, the lack of definition in the renewable energy trading process hindered this market development during years. However, to consider a solution for this implementation, it is important to know the current rules that conduct the power trading, therefore, identifying the possibilities of adjustment. Since this is a current subject, some proposals had been presented by sector agents through the Public Hearing 33/05. In this work, these proposals are also analyzed, so the presented solution considers the advantages and disadvantages of what was discussed by the market agents. Finally, the simulation of the proposed solution indicates its implementation viability and allows a critical analysis of the renewable energy sources market and the Trading Rules of the Wholesale Market Administrator.

Keywords: Power Trading, Renewable Energy Sources, Wholesale Market Administrator, Trading Rules, Special Consumer, Brazilian Power Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Rateio das perdas 32

Figura 2: Registro horário do consumo e dos contratos do consumidor livre 34

Figura 3: Cobertura contratual para apuração de penalidade em janeiro 40

Figura 4: Cobertura contratual para apuração de penalidade em fevereiro 42

Figura 5: Cobertura contratual para apuração de penalidade em março 43

Figura 6: Relacionamentos comerciais do consumidor cativo e do consumidor livre 47

Figura 7: Pontos de consumo da indústria XYZ 48

Figura 8: Unidade de Juiz de Fora modelado na CCEE 49

Figura 9: Agente XYZ com 4 unidades consumidores livres e 1 unidade cativa 50

Figura 10: Cargas e contratos do Agente XYZ 51

Figura 11: Balanço Consumo X Contratos do Agente XYZ na CCEE 52

Figura 12: Resultado da contabilização do Agente XYZ 54

Figura 13: Processo de liquidação financeira 55

Figura 14: Fluxo de processos na CCEE 56

Figura 15: Os agentes do setor elétrico no SIN 75

Figura 16: Incrementos na vazão média natural (m^3/s) devidos à geração eólica 80

Figura 17: Legenda de cores utilizadas na simulação 102

Figura 18: Primeira etapa simulação - carga SUL 102

Figura 19: Primeira etapa simulação - carga SUDESTE 103

Figura 20: Primeira etapa simulação - carga NORDESTE 103

Figura 21: Primeira etapa simulação - carga NORTE 104

Figura 22: Primeira etapa simulação - contrato SUL 104

Figura 23: Primeira etapa simulação - contrato SUDESTE 105

Figura 24: Primeira etapa simulação - contrato NORDESTE 106

Figura 25: Primeira etapa simulação - contrato NORTE 107

Figura 26: Níveis de insuficiência de cobertura de consumo - submercados agregado 109

Figura 27: Saldo de contratos especiais - submercados agregado 110

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Gerações agregadas na carteira de contratos 91

Gráfico 2: Consumo unidade 1 93

Gráfico 3: Consumo unidade 2 93

Gráfico 4: Consumo unidade 3 94

Gráfico 5: Consumo unidade 4 94

Gráfico 6: Consumo unidade 5 95

Gráfico 7: Consumo X Contrato – SUL 96

Gráfico 8: Consumo X Contrato – SUDESTE 96

Gráfico 9: Consumo X Contrato – NORDESTE 97

Gráfico 10: Consumo X Contrato – NORTE 98

Gráfico 11: Balanço total - Consumo X Contrato de todos os submercados 99

Gráfico 12: Comparação Submercado Agregados X Submercados Separados 113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores PROINFA 89

Tabela 2: Geração mensal dos empreendimentos pertencentes à carteira de contrato de fonte incentivada (MWmédio) 91

Tabela 3: Consumo mensal por unidade (MWh) 99

Tabela 4: Valores Mensais Contratados (MWh) 100

Tabela 5: Valores Mensais – $PREF_m$ e VR 109

Tabela 6: Penalidades calculadas considerando os submercados agregados (R$) 110

Tabela 7: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado SUL (R$) 111

Tabela 8: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado SUDESTE (R$) 111

Tabela 9: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado NORDESTE (R$) 112

Tabela 10: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado NORTE (R$) 112

Tabela 11: Soma das penalidades calculadas separadamente por submercado (R$) 113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CCER	Contrato de Compra de Energia Regulada
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna
MAE	Mercado Atacadista de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Re-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição de Faturamento
SRC	Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade - ANEEL
VR	Valor de Referência

LISTA DE VARIÁVEIS

AC_F_e	Sinalizador de Auto-contratação
C_0_{ij}	Consumo Medido Líquido
C_0L_{ij}	Consumo Medido Líquido Isento de Perdas
CA_{srj}	Consumo do Agente no submercado no período de contabilização
$CCDE_{rm}$	Cobertura do Consumo por Contratos de Fontes Incentivadas do Agente
$CCDL_{rm}$	Cobertura do Consumo por Contratos de Fontes Convencionais do Agente
CE_F_{ij}	Sinalizador de Consumo de Consumidor Especial
$CLOSSAF_i$	Sinalizador de Alocação de Perdas no Consumo
CM_{12}	Valor Médio de Consumo ao Longo dos Doze Meses
CQE_F_e	Sinalizador de Contrato de Fontes Incentivadas
CQ_{ej}	Quantidade Contratada pelo Agente
$CRCCE_{rm}$	Consumo Especial de Referência a ser Coberto por Contratos
$CRCCL_{rm}$	Consumo Livre de Referência a ser Coberto por Contratos
$FA_{Proinfa}$	Fator de Ajuste PROINFA
GE_F_p	Sinalizador de Garantia Física de Fontes Incentivadas
NCC	Nível de Cobertura de Consumo do Agente
NIC	Nível de Insuficiência de Contratação do Agente
$NICDE_{rm}$	Nível de Insuficiência de Contratação para Consumo Especial do Perfil de Consumo do Agente
$NICDL_{rm}$	Nível de Insuficiência de Contratação para Consumo Livre do Perfil de Consumo do Agente
$PICDE_{rm}$	Insuficiência de Contratação Especial do Perfil de Consumo do Agente
$PICDL_{rm}$	Insuficiência de Contratação Livre do Perfil de Consumo do Agente
PLD_{sj}	Preço de Liquidação das Diferenças no submercado no período de contabilização
PLD_{sj}	Preço de Liquidação das Diferenças
PMED	Preço Médio de Liquidação das Diferenças
PNL_F_{ij}	Sinalizador de Isenção de Comprovação de Cobertura de Consumo
$PREFE_m$	Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais
$PREF_m$	Preço de Referência para Penalização

$SALCQE_{rm}$	Saldo Positivo de Contratos de Fontes Incentivadas para o Perfil de Consumo do Agente
$TRCE_PNL_{srj}$	Consumo Especial Total do Agente Sujeito a Verificação de Insuficiência de Lastro
$TRCL_PNL_{srj}$	Consumo Livre Total do Agente Sujeito a Verificação de Insuficiência de Lastro
XP_CLF_{j}	Fator de Perda de Consumo

SUMÁRIO

1 Introdução 15

2 Histórico do Setor Elétrico 17

2.1 Histórico 17

2.2 Histórico de Criação do Consumidor Livre e do Consumidor Especial 20

3 CCEE e os Agentes Consumidores Livres 24

3.1 Histórico da CCEE 24

3.2 Regras e Procedimentos de Comercialização 27

3.2.1 Preço de Liquidação das Diferenças – PLD 28

3.2.2 Medição e Contratos 31

3.2.2.1 Medição 31

3.2.2.2 Contrato 33

3.2.3 Penalidades apuradas na CCEE 35

3.2.3.1 Definições de Apoio 35

3.2.3.2 Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo 37

3.2.3.3 Penalidade por Insuficiência de Lastro de Venda de Energia e Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência 45

3.3 O Consumidor Livre na CCEE 46

3.3.1.1 Adesão à CCEE e Modelagem dos pontos de Consumo 47

3.3.1.2 Contabilização 51

3.3.1.3 Liquidação Financeira 54

4 Audiência Pública nº 33/2005 57

4.1 A Audiência Pública 57

4.2 Análise da Resolução Normativa Proposta 60

4.3 Considerações Sobre a Solução Proposta pela ANEEL 66

4.4 Análise do Resultado da Audiência Pública nº33/2005 69

5 Alternativa de Comercialização de Energia de Fontes Incentivadas..... 74

5.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro..... 74

5.2 Carteiras de Contratos de Energia Incentivada..... 77

5.2.1 Implementação das Carteiras de Contratos no Mercado 80

5.2.1.1 Cálculo de Penalidades Utilizando Sinalizador de Fontes Incentivadas 81

5.2.1.2 Simulação das Equações Algébricas Propostas..... 89

5.2.1.3 Análise dos Resultados da Simulação 114

6 Conclusões..... 116

6.1 Sugestão para próximos trabalhos 118

7 Referências Bibliográficas..... 120

1 INTRODUÇÃO

A inserção de fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira é um processo que vem sendo cada vez mais incentivado, principalmente devido a políticas do governo, como a criação do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - e incentivos à compra de energia proveniente de fontes alternativas por consumidores industriais – consumidores especiais.

As regras pelas quais o mercado é regido devem refletir a participação desses consumidores especiais, principalmente as regras que operacionalizam o balanço mensal entre energia contratada e energia consumida de todos os agentes do mercado. Esse processo é a contabilização, realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Porém, com a implementação do modelo do setor elétrico feita pelo Governo Lula, todo o setor elétrico passou por uma transição e muitas regras ainda não representam o setor de forma completa, inclusive as que tratam da contabilização dos consumidores especiais.

O objetivo deste trabalho é analisar essa transição de modelo do ponto de vista dos consumidores especiais e a adequação das regras de contabilização existentes, propondo, por fim, uma alternativa para ampliação do mercado de energia de fontes incentivadas, através da implementação de carteiras de contratos geridos por comercializadoras.

Tal solução implica na adequação das equações algébricas descritas nas Regras de Comercialização. Este trabalho analisa tais alterações do ponto de vista do consumidor – livre e especial. A fim de validar as alterações propostas, são apresentados os resultados de simulações de contabilizações com as novas equações algébricas.

A dissertação é composta pelos seguintes capítulos:

Capítulo 1: Introdução

Capítulo 2: Histórico do Setor Elétrico - apresenta o histórico recente do setor elétrico, focando principalmente a criação dos consumidores livres e especiais.

Capítulo 3: CCEE e os Agentes Consumidores Livres – aborda a CCEE e as regras e procedimentos que influenciam no processo de contabilização dos consumidores livres.

Capítulo 4: Audiência Pública nº 33/2005 - apresenta e analisa de forma crítica a nota técnica e a minuta de resolução discutidas na AP 33/05, bem como seus resultados.

Capítulo 5: Alternativa de Comercialização de Energia de Fontes Incentivadas - apresenta a estrutura do setor elétrico brasileiro, a solução alternativa proposta para comercialização de energia de fontes incentivadas, bem como a implementação desta proposta alternativa. Apresenta também os resultados de simulação da alternativa proposta.

Capítulo 6: Conclusão – apresenta uma conclusão do que foi discutido e proposto, bem como uma análise dos resultados da simulação. Apresenta também uma sugestão para trabalhos futuros.

2 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

Este capítulo apresenta o histórico recente do setor de maneira sucinta, focando principalmente o histórico regulatório da criação dos consumidores livres e dos consumidores especiais.

Desta forma é possível compreender as constantes mudanças no setor, uma vez que muitas regras ainda estão sendo regulamentadas, o que acaba por criar vários vácuos regulatórios – como o tratamento dos consumidores especiais.

2.1 HISTÓRICO

Nos anos 90 uma série de fatores contribuiu para o agravamento de uma crise no Setor Elétrico:

- Esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes.
- Aquecimento da economia provocado pelo Plano Real.
- Escassez de recursos do Governo para atender a necessidade de novos investimentos no setor diante de outras prioridades.

Portanto era necessário encontrar alternativas que viabilizassem uma reforma e expansão do setor, com a entrada do capital privado e a criação de novos Agentes, onde o governo assumisse o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Em 1996, através do Projeto RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - iniciou-se a fase de concepção de um novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, cujo resultado foi a criação dos seguintes agentes:

- Uma agência reguladora: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Um operador para o sistema: ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Um ambiente: MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, através de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica), onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica.

O Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, com toda a concepção do novo arcabouço setorial definida.

Em 2001 o Brasil enfrentou uma crise no abastecimento de energia levando o país a uma situação de racionamento.

Com a necessidade de rápidas providências para enfrentar a escassez de energia, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Esta Câmara teve como objetivo propor e implementar medidas de natureza emergencial, decorrentes da situação hidrológica crítica, para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções não controláveis do suprimento de energia elétrica. Mediante um processo de aprimoramento do modelo do Setor Elétrico Brasileiro, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, através da Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfunções correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo [1].

A instalação do Comitê ocorreu em 27 de junho 2001. Na ocasião ficou acordado que os trabalhos desenvolvidos pelo Comitê deveriam pautar-se na busca de soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor, ou seja:

- Competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.
- Expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado.

- Regulação dos segmentos que são monopólios naturais - transmissão e distribuição de energia elétrica - para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país.

Com a mudança de governo ocorrida em 2003, novas premissas foram adotadas para o setor elétrico brasileiro, dando início à implantação de um novo modelo para o setor. Os principais objetivos desse novo modelo eram:

- Promover a modicidade tarifária.
- Garantir a segurança do suprimento.
- Assegurar a estabilidade regulatória.
- Promover a inserção social (universalização de atendimento).

A implantação desse novo modelo iniciou-se através das Medidas Provisórias 144, de 10 de dezembro de 2003, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 145, também de 10 de dezembro de 2003, que criou a EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Em 15 de março de 2004 essas Medidas Provisórias deram origem as Leis 10.848 e 10.487, respectivamente.

O ano de 2004 foi um ano de regulamentação do setor elétrico, com as seguintes publicações:

- Decreto 5.801, em 14 de maio de 2004, que regulamenta o ONS – Operador Nacional do Sistema.
- Decreto 5.163, em 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências.
- Decreto 5.175, em 9 de agosto de 2004, que constitui o CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

- Decreto 5.177, em 12 de agosto de 2004, que constitui a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- Resolução Normativa 109, em 26 de outubro de 2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

2.2 HISTÓRICO DE CRIAÇÃO DO CONSUMIDOR LIVRE E DO CONSUMIDOR ESPECIAL

O Projeto Re-SEB, que tinha como um de seus alicerces "introduzir a competição onde possível e a regulação onde necessária", foi o ponto de partida para que se desenvolvesse um novo conceito de Mercado de Energia Elétrica no País.

Com a publicação da Lei nº. 9.074, de 07 de julho de 1995, iniciou-se a divulgação das regras para contratação de energia por consumidores livres no novo ambiente. A Lei indicava a quebra do monopólio natural que até então se configurava entre os agentes detentores dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica:

> Art. 15. [...] consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.
> § 1º [...] os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.
> § 2º [...] os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado. [...]
> Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Portanto, consumidores livres são os consumidores que podem escolher sua empresa fornecedora de energia, não estando mais obrigados a adquiri-la da sua concessionária de distribuição local, podendo gerenciar suas necessidades da maneira que lhes parecer melhor, levando em conta vantagens como preços, produtos e serviços. Os segmentos de transmissão e

distribuição, mesmo com a abertura parcial do mercado, por serem considerados segmentos de monopólio natural, manteriam suas atividades regulamentadas, ou seja, a utilização do sistema para a transmissão e distribuição de energia ficaria com tarifas definidas por atos regulamentares específicos expedidos pelo Órgão Regulador.

O artigo 4º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, altera o artigo 26º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, criando a figura do consumidor especial – consumidores com demanda maior que 500kW que compram energia de pequenas centrais hidrelétricas – PCH.

> Art. 26. Depende de autorização da ANEEL:
> I – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;[...]
> § 1º Para cada aproveitamento de que trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinqüenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento. [...]
> § 5º Os aproveitamentos referidos no inciso I poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art.15 da Lei nº 9.074, de 1995.

Posteriormente, a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, torna as possibilidades de fornecimento dos consumidores especiais mais abrangentes, incluindo fontes eólica, solar e biomassa.

> Art. 26[...]
> I – [...] § 5º O aproveitamento referido no inciso I e aqueles a partir de fontes eólica, biomassa ou solar poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei n o 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL.

Por fim, a Lei 10.762 de 11 de novembro de 2003 dá a redação final ao § 5º, do art. 26, da Lei nº 9.427:

> Art. 26[...]
> I – [...]§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput, os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinqüenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.[...]

> § 5º O aproveitamento referido no inciso I do caput, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500kW, independentemente dos prazos de carência constante do art. 15 da Lei n o 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a quarenta e nove por cento da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto no § 1º e § 2º.

Considerando as possibilidades de redução de custos com o insumo energia e incentivado pela redução de pelo menos 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição prevista na Lei 9.427, tanto do lado da geração quanto do lado do consumo, o número de consumidores de energia de fontes alternativas de energia passou a aumentar no mercado.

O Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, diz que os consumidores livres e os consumidores especiais deverão ser agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

> Art. 48. Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei n º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL.[...]
> Art. 50. Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros agentes dessa Câmara.

Porém, após a publicação do Decreto 5.163, ainda era questionada a obrigatoriedade da participação desses consumidores na CCEE, devido à afirmação de que os consumidores poderiam ser representados por outros agentes para efeito de contabilização e liquidação. Então, em 12 de agosto do mesmo ano, o governo publicou o Decreto 5.177, que institui a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, onde a obrigatoriedade de participação dos consumidores livres e consumidores especiais é reforçada.

> "Art. 4º[...]
> § 1o Serão agentes com participação obrigatória na CCEE:[...]
> VI - os consumidores livres e os consumidores que adquirirem energia na forma do § 5o do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Para contemplar as regras do novo modelo do setor elétrico e o grande número de adesões de consumidores livres e especiais, as regras pelas quais o mercado é regido necessitaram de adequações. As principais regras serão tratadas no próximo capítulo.

3 CCEE E OS AGENTES CONSUMIDORES LIVRES

Este capítulo expõe o relacionamento entre a CCEE e os consumidores livres. Para tanto, apresenta um breve histórico de criação da CCEE, bem como as principais regras e procedimentos que influem no processo de contabilização de um consumidor livre.

O objetivo de apresentar as Regras e Procedimentos de Comercialização é identificar onde o consumidor especial não está bem representado nos processos da CCEE, tornando possível então a sugestão de correções.

3.1 HISTÓRICO DA CCEE

A ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – foi criada em setembro de 2000, através da resolução ANEEL nº 290/2000, visando à operacionalização do processo centralizado da contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo [2].

Por ser formada por agentes com interesses antagônicos – como geradoras e distribuidoras – apresentando conflitos de interesses, e não ser regulada por um agente externo, acabou resultando em paralisia do mercado e falta de credibilidade. Como a ASMAE não estava desempenhando as atribuições esperadas – nunca se chegou a um consenso sobre as regras de mercado e nenhuma contabilização chegou a ser concluída comprometendo, assim, a expansão da oferta de energia elétrica, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, dentre as 18 medidas elaboradas, propôs a reestruturação da ASMAE através do seu Relatório de Progresso Nº1.

Assim o MAE – Mercado Atacadista de Energia – foi criado a partir da publicação da Lei nº 10.433, em abril de 2002, como pessoa jurídica de direito privado submetida à regulamentação da ANEEL. As atribuições eram as mesmas da ASMAE, mas a regulação da ANEEL viabilizou as operações.

Após as mudanças do novo modelo do setor elétrico, foi criada a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, em substituição ao MAE, a partir da publicação da Lei nº 10.848, em março de 2004, e dos Decretos 5.163/04 e 5.177/04. Entre as principais atribuições da CCEE estão:

- Implantação e divulgação das Regras de Comercialização e dos Procedimentos de Comercialização
- Administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL)
- Medição e registro da energia verificada através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), responsável pela coleta automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado
- Registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE
- Realização de Leilões de Energia Elétrica
- Apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia
- Apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no curto prazo
- Contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo
- Monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos Agentes da CCEE

A CCEE é formada pelos seguintes agentes de participação obrigatória:

- Agentes da Categoria Geração
  - Classe de Geradores Concessionários de Serviço Público, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW
  - Classe de Produtores Independentes, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW
  - Classe de Autoprodutores, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW e despachados pelo ONS
- Agentes da Categoria Distribuição
  - Classe de Distribuidores, com consumo maior ou igual a 500 GWh/ano e aqueles com consumo menor que 500 GWh/ano, mas que não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada
- Agentes da Categoria Comercialização
  - Classe de Agentes Importadores e Exportadores, com volume intercambiado maior ou igual a 50 MW
  - Classe de Comercializadores, com volume negociado maior ou igual a 500 GWh/ano
  - Classe de Consumidores Livres (os consumidores especiais pertencem a esta classe)

3.2 REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

As Regras de Comercialização são um conjunto de equações algébricas para processamento de todas as informações enviadas pelos Agentes e outras instituições e para cálculo dos resultados das operações no mercado. Formam a base operacional da CCEE juntamente com os Procedimentos de Comercialização. As Regras de Comercialização são divididas nas seguintes famílias:

- Contabilização
- Governança
- Liquidação Financeira
- Monitoramento
- Penalidades

Já os Procedimentos de Comercialização (PdCs) são um conjunto de normas operacionais que definem os requisitos e os prazos necessários ao desenvolvimento das atribuições da CCEE. Eles permitem a operacionalização das Regras de Comercialização, estabelecendo as responsabilidades dos agentes perante à CCEE e desta em relação aos agentes e detalhando os mecanismos pelos quais são produzidos e disponibilizados os dados de entrada para a Contabilização. Os PdCs são vigentes conforme versão das Regras de Comercialização e estão divididos nos seguintes grupos:

- AG – Registro de Agentes
- PE – Estabelecimento de Preços de Liquidação das Diferenças
- CO – Registro de Contratos
- ME – Inserção de dados de Medição

- CZ – Processo de Contabilização
- DR – Divulgação de Resultados
- LF – Liquidação Financeira
- AM – Acompanhamento do Mercado
- AC – Administração de Contratos

A seguir serão exploradas as principais Regras de Comercialização que impactam nas operações dos consumidores livres dentro da CCEE.

3.2.1 Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O Preço de liquidação das Diferenças – PLD – é utilizado para valorar os volumes de energia comercializados no Mercado de Curto Prazo. A metodologia de cálculo do PLD exibe algumas características importantes, entre elas:

- É calculado ex-ante, ou seja, seu valor é sabido anteriormente ao período para o qual será válido. Para seu cálculo, são consideradas informações previstas de disponibilidade de geração, vazões afluentes e carga do sistema.
- É calculado semanalmente e por patamar[1] de carga.
- É calculado por submercado.
- Tem como base o Custo Marginal de Operação – CMO. É limitado por um preço máximo e um preço mínimo, vigentes para o Período de Apuração e para cada submercado, determinados pela ANEEL.

---

[1] Patamar de carga: as horas do dia são classificadas em três patamares – pesado, médio e leve. Patamar leve: segunda à sábado, das 00:00 às 07:00 e domingos e feriados nacionais, das 00:00 às 17:00 e das 22:00 às 24:00. Patamar médio: segunda à sábado, das 07:00 às 18:00 e das 21:00 às 24:00 e domingos e feriados nacionais, das 17:00 às 22:00 (durante o horário de verão, é deslocado 1 hora para frente). Patamar pesado: segunda à sábado, das 18:00 às 21:00 (durante o horário de verão, é deslocado 1 hora para frente).

O cálculo do CMO se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do sistema. Uma vez que o parque de geração brasileiro é composto em sua maioria por usinas hidrelétricas, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do CMO, dentre os quais se destacam o NEWAVE e o DECOMP.

O modelo NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados) é o responsável pelo planejamento da operação em médio prazo (até cinco anos) de sistemas hidrotérmicos interligados com discretização mensal e representação do parque hidroelétrico de forma agregada, por meio de reservatórios equivalentes de energia. O modelo tem como objetivo definir a proporção ótima de geração hidráulica, térmica e intercâmbio entre submercados e avaliar o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo de combustível das usinas termoelétricas, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas – esse é o principal resultado do modelo, chamado de Função de Custo Futuro.

O modelo DECOMP (Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo) é o responsável pela coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados para o horizonte de curto prazo (até doze meses) representando o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades, chamada de cenários de vazões, e o parque gerador individualizado – usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio da primeira semana.

Uma vez calculado o CMO, é possível determinar o valor do PLD. Porém, algumas observações são importantes.

No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado. Essas restrições são retiradas dos dados para que, na determinação do CMO, a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo. Essa situação de igual disponibilidade é necessária para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos do submercado. Como na prática a disponibilidade de energia varia nos pontos do submercado, além de o PLD ser calculado ex-ante e, portanto, antes das restrições acontecerem, a diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real é capturada nos Encargos de Serviços do Sistema – ESS.

Outro ponto é que, quando o Submercado estiver em racionamento ou for acionada a Curva de Aversão ao Risco, o cálculo do PLD contempla o Custo do Risco. Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de afluências, intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período.

Como dito anteriormente, o PLD é limitado por um valor máximo e um valor mínimo. O preço máximo do PLD permitido pela ANEEL é definido como sendo o menor valor entre o preço estrutural da termoelétrica mais cara no PMO – Programa Mensal de Operação – de janeiro do ano corrente e preço limite do ano anterior corrigido pelo IGP-DI acumulado entre novembro de um ano e novembro do ano consecutivo. Já o preço mínimo permitido pela ANEEL é atualizado anualmente, na primeira semana operativa do mês de janeiro, pelo custo variável de Itaipu, sempre valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do dólar do ano anterior.

Assim temos que o PLD é determinado pelas seguintes equações:

- No caso de racionamento ou acionamento da curva de aversão ao risco

$$PLD = \min(\max(CMO, P\min, Custo_Risco)P\lim)$$

- Situação normal

$$PLD = \min(\max(CMO, P\min)P\lim)$$

Onde:

Custo_Risco: preço do recurso energético mais caro despachado quando atingida a curva de aversão ao risco.

Plim: maior valor permitido para o PLD conforme determinado pela ANEEL.

Pmin: menor valor permitido para o PLD conforme determinado pela ANEEL.

CMO: Custo marginal de operação determinado pelo modelo de planejamento na elaboração da Programação Sem Restrições Ex-Ante. Fornece o custo marginal de produção de energia em cada Submercado, em cada patamar de carga.

3.2.2 Medição e Contratos

A CCEE realiza o balanço entre medição e contratos de cada agente. Portanto, é necessário que mensalmente sejam registrados a medição de cada ponto de consumo e todos os contratos de cada agente.

3.2.2.1 Medição

O responsável pelo registro da medição na CCEE é o Agente de Medição que, no caso dos consumidores livres, geralmente é a concessionária local. O Agente de Medição tem até o oitavo dia útil do mês seguinte ao mês de consumo para registrar a medição horária do ponto de

consumo. Essa medição, que reflete exatamente o consumo da unidade, é chamada de medição bruta. Esta medição então é agregada por patamar semanal.

Entretanto, por se tratar de um sistema interligado, existem perdas técnicas de transmissão entre os pontos de consumo e os pontos de geração. Como toda a energia gerada é consumida, essas perdas são verificadas e rateadas igualmente entre os agentes de consumo e os agentes de geração. Todas as medições são ajustadas ao centro de gravidade do seu submercado. O centro de gravidade é um ponto virtual onde os valores de geração e consumo daquele submercado são iguais.

Portanto, a medição ajustada dos pontos de consumo é maior que sua medição bruta, enquanto a medição ajustada dos pontos de geração é menor que a sua medição bruta, conforme mostra a figura 1.

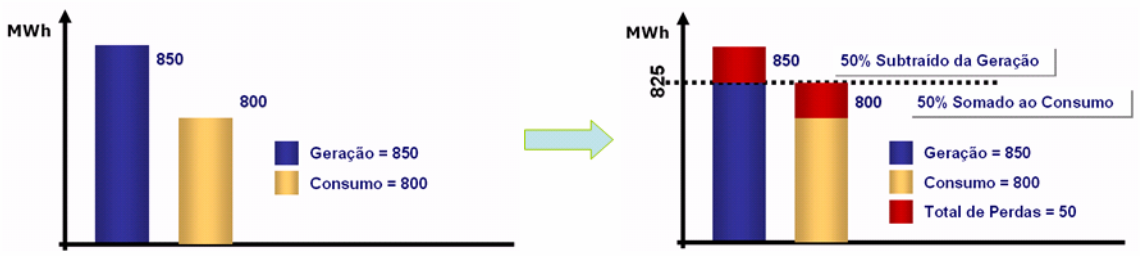

Figura 1: Rateio das perdas

É importante ressaltar que o consumo que deve ser lastreado por contratos[2] é o consumo ajustado, ou seja, considerando as perdas. Como as perdas são verificadas, no momento de definir

[2] Para um consumidor livre, lastro contratual é a cobertura do seu consumo verificado com contratos de compra de energia. Já para agentes vendedores, lastro de venda é a cobertura de todos os seus contratos de venda de energia com garantias físicas próprias e/ou contratos de compra de energia.

os volumes dos contratos registrados, deve-se estimar o valor das perdas. Historicamente, as perdas de transmissão são da ordem de 3%.

3.2.2.2 Contrato

Os consumidores livres podem registrar contratos bilaterais, que são contratos firmados através de livre negociação entre agentes. Os contratos são registrados ex-post, ou seja, após o término do mês de referência. Portanto, os agentes já sabem qual a sua necessidade de lastro contratual. Inclusive, caso o agente não tenha lastro suficiente para um determinado mês ele pode firmar um contrato de compra de energia até o quarto dia útil do mês seguinte. Esses contratos de curto prazo também são conhecidos no mercado como Contratos de Balanço, com preços tipicamente referidos ao PLD mensal, adicionado de um ágio. As únicas incertezas de medição são pequenas variações entre a medição de monitoramento do agente e a medição oficial da concessionária de energia e o valor verificado das perdas.

Os contratos devem ter seus montantes horários registrados na CCEE pelo vendedor. É importante frisar que um comprador pode ter vários contratos, de diferentes fornecedores, e que o registro do contrato não é necessariamente atrelado à medição. O registro do contrato deve obedecer às cláusulas contratuais entre os agentes, não sendo regido por Regras de Comercialização.

Na figura 2 pode-se observar o consumo horário – já com as perdas – de um consumidor livre hipotético e os três contratos registrados no mês. É possível verificar que a cada hora o total de contratos registrados não é necessariamente igual ao consumo do agente.

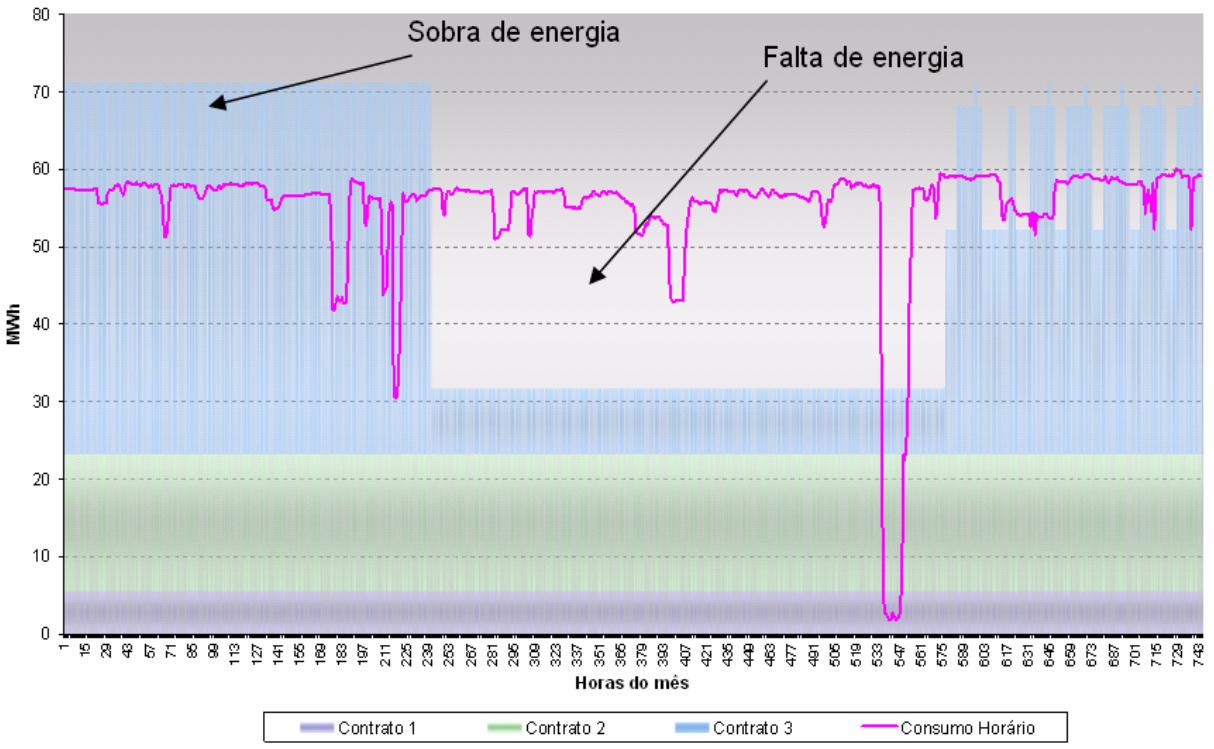

Figura 2: Registro horário do consumo e dos contratos do consumidor livre

Os consumidores livres têm disponíveis também contratos do PROINFA. As cotas do PROINFA determinadas em resolução da ANEEL anualmente são registradas pela Eletrobrás para cada consumidor livre. O consumidor livre pode abrir mão da sua cota de contrato, entretanto continuará pagando na tarifa fio a parcela referente a esses contratos. Os valores mensais de contratos PROINFA são muito baixos, não impactando no balanço energético do consumidor de maneira significativa.

3.2.3 Penalidades apuradas na CCEE

As penalidades são os principais instrumentos de inibição a práticas contrárias às dispostas em legislação. Elas visam penalizar principalmente a falta de lastro – tanto contratual como de venda.

3.2.3.1 Definições de Apoio

Para calcular as penalidades é necessário consolidar algumas definições utilizadas nas regras.

i. Valor de Referência – VR

Valor Anual de Referência – VR – é o valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, definido no artigo 34 do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. Seu valor é determinado pela ANEEL baseado nos custos médios ponderados dos leilões de novos empreendimentos de geração de 3 e 5 anos, calculado pela seguinte fórmula:

$$VR = \frac{V5 \cdot Q5 + V3 \cdot Q3}{Q5 + Q3}$$

Onde:

V5: é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5: é a quantidade total, em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano “A - 5”;

V3: é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A - 3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q3: é a quantidade total, em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A - 3”.

Até 2009, o valor de VR deve ser estabelecido da seguinte forma:

- para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos; e
- para os anos de 2008 e 2009, o VR será o 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.

ii. PLD médio

Para o cálculo das penalidades a serem aplicadas, o valor do PLD médio utilizado não é o Preço médio descrito no artigo 7º, parágrafo 1º da Resolução 236, de 20 de maio de 2003 (este último é determinado por submercado e considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado - ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês).

Considerando que a apuração das penalidades não é feita por submercado, mas sim por agente, é necessário definir um PLD médio do Sistema Interligado Nacional, válido para a apuração de penalidades de qualquer agente, independente dos submercados das cargas ou dos contratos registrados. O preço médio calculado pela Regra de Comercialização de Penalidades é proporcional à carga de cada submercado e é determinado mensalmente pela seguinte fórmula:

$$PMED = \frac{\sum_{s}\left(\sum_{rr} CA_{srj} \cdot PLD_{sj}\right)}{\sum_{s}\sum_{rr} CA_{srj}}$$

Onde:

PMED: Preço Médio de Liquidação das Diferenças;

CA_{srj}: Consumo do Agente "r" no submercado "s" no período de contabilização "j";

PLD_{sj}: Preço de Liquidação das Diferenças no submercado "s" no período de contabilização "j";

$\sum_{s}$: Somatório de todos os submercados;

$\sum_{rr}$: Somatório de todos os consumos dos Agentes em um submercado.

3.2.3.2 Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo

O decreto 5.163, de 30 de junho de 2004 define a penalidade por insuficiência de cobertura de consumo:

> Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:[...]
> III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.[...]
> Art. 3º 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.
> § 1º A aferição de que trata o caput será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.
> § 2º Até 2009, as obrigações de que tratam os incisos II e III do caput do art. 2º serão aferidas apenas no que se refere à energia.
> § 3º As penalidades por descumprimento do previsto nos incisos do caput do art. 2º, sem prejuízo da aplicação das disposições vigentes relativas à matéria, terão o seguinte tratamento:[...]

> II - para as obrigações previstas nos incisos II e III daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir de janeiro de 2006, observado o disposto no § 2º.

Portanto, a desde 1º de janeiro de 2006, a insuficiência de contratação de energia elétrica passou a ser apurada e notificada mensalmente com base na média dos consumos medidos referenciados ao centro de gravidade do Submercado do Agente e dos montantes contratados em qualquer Submercado dos doze meses precedentes ao mês de apuração.

Entretanto, desde maio de 2006, a CCEE divulgou um novo Procedimento de Comercialização que determina que agentes consumidores que tenham cargas em submercados diferentes devem ser separados em agentes separados, criando assim o que a CCEE chama de "agente associado". Esse agente associado tem sua contabilização totalmente desvinculada do agente principal, sendo que apenas a liquidação financeira é feita de forma unificada. Portanto, embora a Regra de Comercialização não tenha sido alterada e garanta que um agente possa ser lastreado por contratos em qualquer submercado, ao impor que cargas em submercados diferentes sejam agentes separados, na pratica o consumidor não pode utilizar um mesmo contrato para lastrear cargas em submercados diferentes. Portanto, isso impossibilita um balanço único entre todas as suas cargas e todos os seus contratos. Essa alteração da CCEE é extremamente discutível, principalmente por ter sido implantada através de uma alteração no Procedimento de Comercialização e não na Regra, já que em nenhuma Regra de Comercialização versão Jan/2006 existe menção a figura do agente associado.

O cálculo da penalidade de insuficiência de cobertura de consumo para um consumidor livre em um determinado mês de referência considera todos os contratos de energia e o consumo total do agente no centro de gravidade – caso o agente possua mais de uma carga modelada, considera-se a soma de todas as cargas modeladas em nome do agente - nos doze meses

anteriores, constituindo, assim, uma "janela móvel" de doze meses para apuração mensal da penalidade.

Com essa "janela móvel", meses onde houve sobra de energia contratada (exposição positiva) compensam meses onde houve falta de energia contratada (exposição negativa), já que o que é considerado no cálculo da penalidade é a exposição líquida do agente em doze meses. Caso a somatória dos contratos no período seja menor que a somatória dos consumos verificados no período, haverá penalidade. O Nível de Cobertura de Consumo do Agente (NCC) deve, portanto, ser sempre igual ou superior a 100%, onde:

$$NCC = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Contratos_de_Energia}{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG}$$

Uma vez verificada a existência de penalidade, parte-se então para o cálculo do valor a ser pago. Primeiro calcula-se o valor médio de consumo ao longo dos doze meses (CM_{12}). Depois é calculado o Nível de Insuficiência de Contratação do Agente (NIC), onde se calcula qual a exposição negativa média do agente nos últimos doze meses. O valor a ser pago a título de penalidade é o Nível de Insuficiência de Contratação do Agente multiplicado pelo maior valor entre o PLD médio do mês de apuração e o Valor Anual de Referência (VR).

$$C_{M_{12}} = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG}{12}$$

$$NIC = (1 - NCC) \cdot C_{M_{12}}$$

O exemplo a seguir foi elaborado para ilustrar a apuração da penalidade por insuficiência de contratação de energia para um agente durante três meses seguidos.

Na figura 3 temos o consumo de energia no centro de gravidade e os contratos de energia registrados na CCEE de um consumidor livre. Em janeiro de 2006, primeiro mês de apuração da

penalidade por insuficiência de cobertura de consumo, os meses considerados para apuração da penalidade são janeiro a dezembro de 2005, ou seja, esses doze meses constituem a "janela móvel" para o mês de referência janeiro de 2006. As exposições positivas e negativas desse período se compensam, sendo que a exposição líquida no período é o que importa para o cálculo da penalidade.

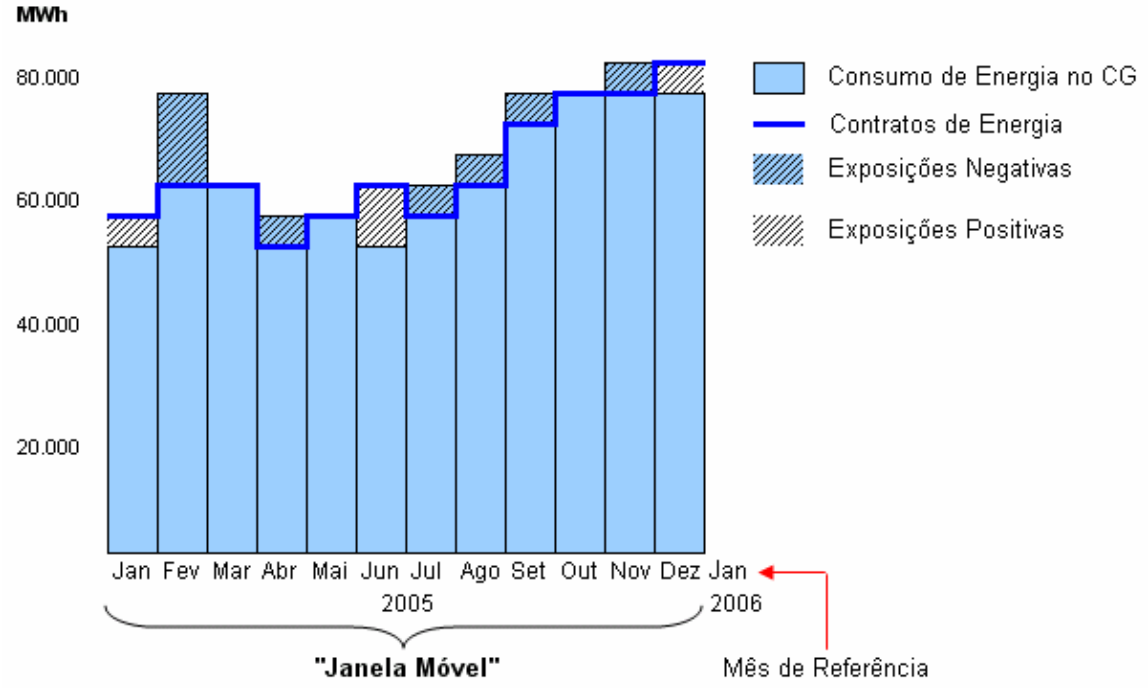

Figura 3: Cobertura contratual para apuração de penalidade em janeiro

Em janeiro de 2006, o Nível de Cobertura de Consumo do Agente é:

$$NCC = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Contratos_de_Energia}{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG} = \frac{755.000MWh}{775.000MWh} = 0{,}974$$

O Nível de Cobertura de Consumo do Agente é 97,4% - menor que 100% - havendo, portanto, penalidade apurada.

Cálculo da Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo para o mês de referência janeiro de 2006:

$$C_{M_{12}} = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG}{12} = \frac{775.000MWh}{12} = 64.583{,}33MWh$$

$$NIC = (1 - NCC) \cdot C_{M_{12}} = (1 - 0{,}974) \cdot 64.583{,}33MWh = 1.666{,}67MWh$$

Considerando que em janeiro o PLDmédio foi 35,00R$/MWh e o VR foi 62R$/MWh, temos que:

$$P = 1.666{,}67MWh \cdot 62R\$ / MWh = R\$103.333{,}33$$

Portanto o agente terá que pagar R$103.333,33 referentes à penalidade por insuficiência de cobertura de consumo em janeiro de 2006.

No mês de referência seguinte – fevereiro de 2006 – a “janela móvel” se desloca em um mês, passando a compreender então os meses de fevereiro de 2005 a janeiro de 2006. Novamente existe a compensação entre exposições positivas e negativas no período, resultando numa exposição líquida, conforme ilustra a figura 4.

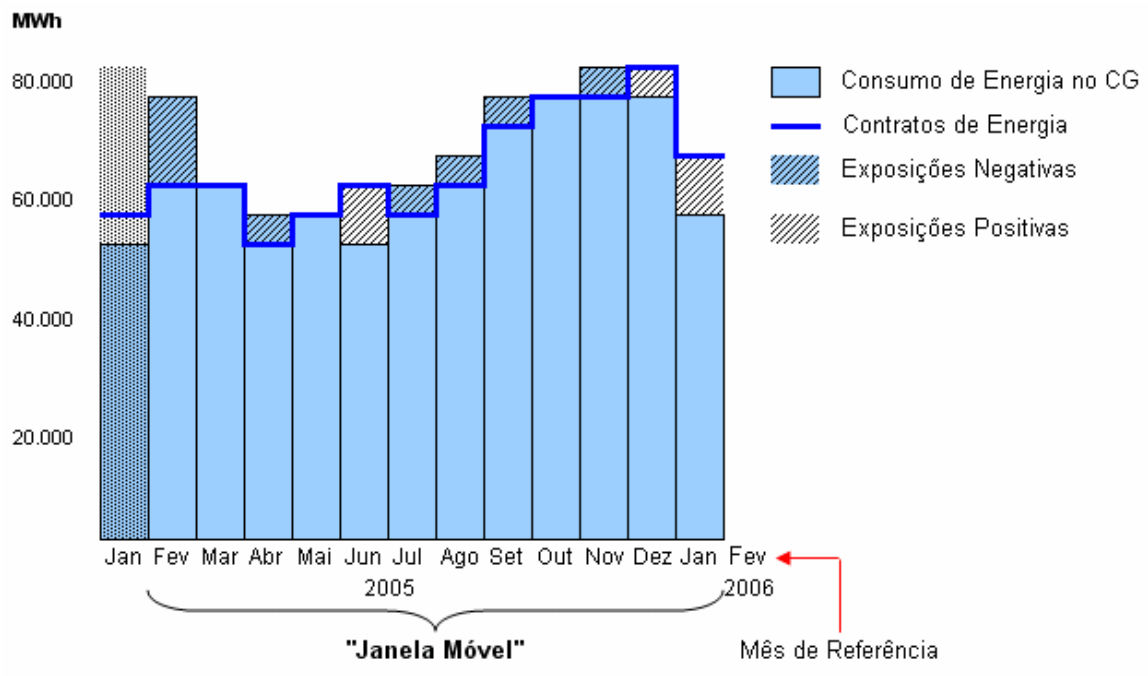

Figura 4: Cobertura contratual para apuração de penalidade em fevereiro

Em fevereiro de 2006, o Nível de Cobertura de Consumo do Agente é:

$$NCC = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Contratos_de_Energia}{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG} = \frac{765.000MWh}{780.000MWh} = 0{,}981$$

O Nível de Cobertura de Consumo do Agente é 98,1% - menor que 100% - havendo, portanto, penalidade apurada.

Cálculo da Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo para o mês de referência fevereiro de 2006:

$$C_{M_{12}} = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG}{12} = \frac{780.000MWh}{12} = 65.000MWh$$

$$NIC = (1 - NCC) \cdot C_{M_{12}} = (1 - 0{,}981) \cdot 65.000MWh = 1.250MWh$$

Considerando que em fevereiro o PLDmédio foi 70,00R$/MWh e o VR foi 62R$/MWh, temos que:

$$P = 1.250MWh \cdot 70R\$ / MWh = R\$87.500,00$$

Portanto o agente terá que pagar R$87.500,00 referentes à penalidade por insuficiência de cobertura de consumo em fevereiro de 2006.

Conforme representado na figura 5, no mês de referência seguinte – março de 2006 – a "janela móvel" se desloca em um mês novamente, passando a compreender então os meses de março de 2005 a fevereiro de 2006. Novamente existe a compensação entre exposições positivas e negativas no período, resultando numa exposição líquida.

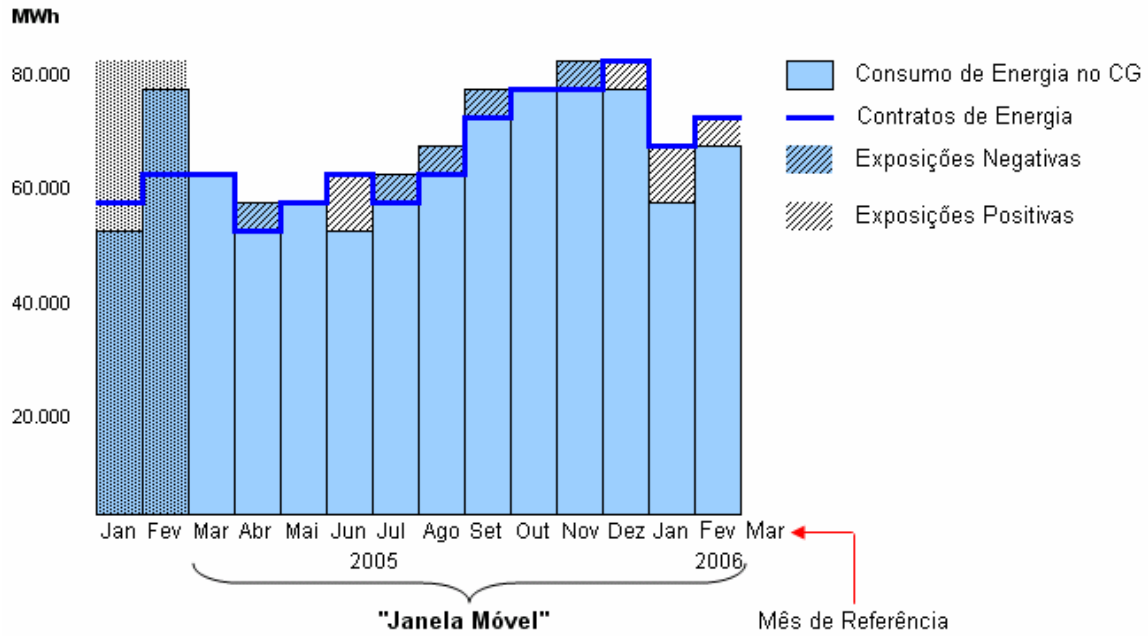

Figura 5: Cobertura contratual para apuração de penalidade em março

Em março de 2006, o Nível de Cobertura de Consumo do Agente é:

$$NCC = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Contratos_de_Energia}{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG} = \frac{775.000MWh}{770.000MWh} = 1{,}006$$

O Nível de Cobertura de Consumo do Agente é 100,6% - maior que 100% - não havendo, portanto, penalidade apurada em março de 2006. Não há penalidade por sobrecontratação.

Pode-se notar que pode haver exposição negativa em um determinado mês e não haver penalidade apurada, bem como haver exposição positiva e mesmo assim haver penalidade apurada. Isso ocorre devido à implementação da "janela móvel" de doze meses. Essa metodologia beneficiou muito os consumidores livres, uma vez que sobra de contratos em um mês podem compensar falta de contrato em outro mês. Porém a administração da penalidade passou a demandar um controle mais cuidadoso, uma vez que uma exposição negativa alta em um mês irá influenciar os próximos doze meses, até que este mês não faça mais parte da "janela móvel".

No caso do agente não ter os doze meses de histórico, este está sujeito a pagar penalidade desde o segundo mês como agente. Porém, o valor a ser pago será menor, pois o consumo médio continuará considerando os últimos doze meses.

Por exemplo: um consumidor livre se torna agente da CCEE em maio de 2006, mês em que o seu consumo no centro de gravidade foi de 57.000 MWh e os seus contratos de energia somaram 54.000 MWh. Então, na apuração de junho de 2006, o Nível de Cobertura de Consumo do Agente é:

$$NCC = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Contratos_de_Energia}{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG} = \frac{54.000MWh}{57.000MWh} = 0{,}947$$

O Nível de Cobertura de Consumo do Agente é 94,7% - menor que 100% - havendo, portanto, penalidade apurada.

Cálculo da Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo para o mês de referência junho de 2006:

$$C_{M_{12}} = \frac{\sum_{12_meses_anteriores} Consumo_de_Energia_no_CG}{12} = \frac{57.000MWh}{12} = 4.750MWh$$

$$NIC = (1 - NCC) \cdot C_{M_{12}} = (1 - 0{,}947) \cdot 4.750MWh = 250MWh$$

Pode-se notar que o consumo médio calculado considera sempre doze meses, independentemente da quantidade de meses no histórico do agente. Portanto, até que o agente tenha doze meses no histórico, caso haja penalidade apurada, para um mesmo Nível de Cobertura de Consumo, o valor a ser pago será menor do que ele pagaria se tivesse o histórico de doze meses.

3.2.3.3 Penalidade por Insuficiência de Lastro de Venda de Energia e Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência

Além da penalidade por insuficiência de cobertura de consumo, são apuradas na CCEE outras duas penalidades: penalidade por insuficiência de lastro de venda de energia e penalidade por insuficiência de lastro de potência.

As penalidades por insuficiência de lastro de venda de energia passaram a ser apuradas mensalmente a partir de 1º de janeiro de 2005, com base na média das aferições do respectivo lastro dos últimos 12 meses precedentes ao mês de apuração, ou seja, também através da "janela móvel". Os agentes vendedores de energia devem apresentar lastro de energia para 100% de seus contratos de venda, onde o lastro deverá ser constituído pela garantia física proporcionada por empreendimentos de geração próprios ou de terceiros (neste caso, mediante contrato de compra de energia).

Já a penalidade por insuficiência de lastro de potência para consumidores livres passará a ser apurada apenas a partir de 2009. Para os agentes vendedores de energia, a penalidade deveria a ser apurada a partir de janeiro de 2005, porém o primeiro mês cujas penalidades por lastro de

potência foram calculadas foi maio de 2006. Tal atraso ocorreu devido às dificuldades de implantação de uma plataforma para comercialização de potência.

Para os consumidores livres, a Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência estará associada à compra de energia no Mercado de Curto Prazo nos horários pertencentes ao patamar de ponta[3]. Ou seja, o agente deverá ter o consumo lastreado por contratos diariamente nos patamares de ponta.

Segundo o artigo 3º, parágrafo 4º, do decreto 5.163, as receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada – ACR[4].

3.3 O CONSUMIDOR LIVRE NA CCEE

Ao migrar para o Ambiente de Contratação Livre, o consumidor passa a ter que se relacionar com outros agentes do setor além da concessionária de energia, principalmente com a CCEE, conforme esquematizado na figura 6.

---

[3] Neste caso, considerar Patamar de ponta = patamar pesado. Apesar de não existir a definição de "patamar de ponta", é assim que o módulo de Penalidades das Regras de Comercialização se refere ao patamar pesado.

[4] Ambiente de Contratação Regulada – ACR: 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.

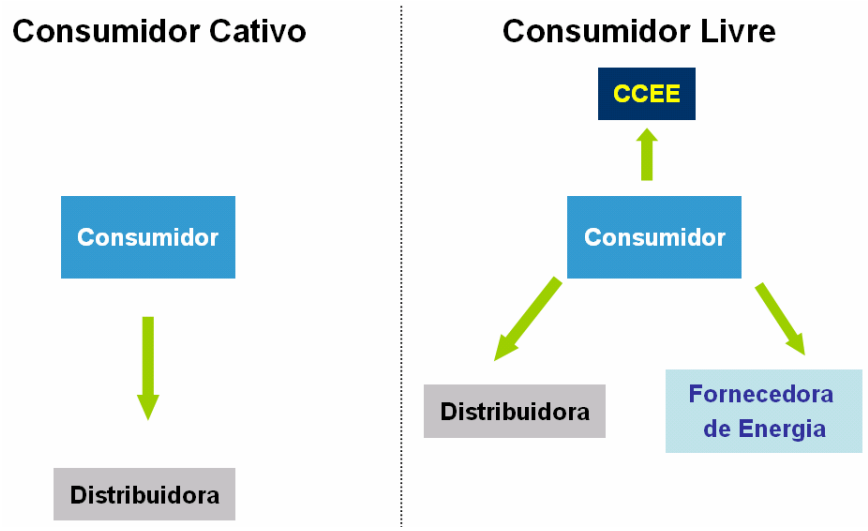

Figura 6: Relacionamentos comerciais do consumidor cativo e do consumidor livre

Na CCEE se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica no âmbito dos sistemas interligados Sul/ Sudeste/ Centro–Oeste e Norte/Nordeste.

Todos os procedimentos que passam a fazer parte da rotina do consumidor quanto este adere à CCEE são muito diferentes de quando este era um consumidor cativo. Para ilustrar o relacionamento do consumidor livre com a CCEE será apresentado um exemplo hipotético.

3.3.1.1 Adesão à CCEE e Modelagem dos pontos de Consumo

Quando um consumidor atende os requisitos para se tornar consumidor livre e decide por migrar para o Ambiente de Contratação Livre – ACL, este obrigatoriamente deve se tornar agente da CCEE. Para isso, deve seguir o Procedimento de Comercialização PdC AG.01 – Adesão à CCEE.

Neste PdC estão todos os procedimentos necessários para a adesão à CCEE a serem cumpridos pelo candidato a Agente, desde o Requerimento de Adesão até a assinatura dos

últimos documentos referentes à sua adesão e que possibilitam o início de suas operações na CCEE.

A título de exemplo, consideremos a indústria XYZ S/A, que possuí 5 unidades de produção no país: em São José dos Campos e Guaratinguetá, SP; Juiz de Fora, MG; Duque de Caxias, RJ e Fortaleza, CE, conforme esquematizado na figura 7.

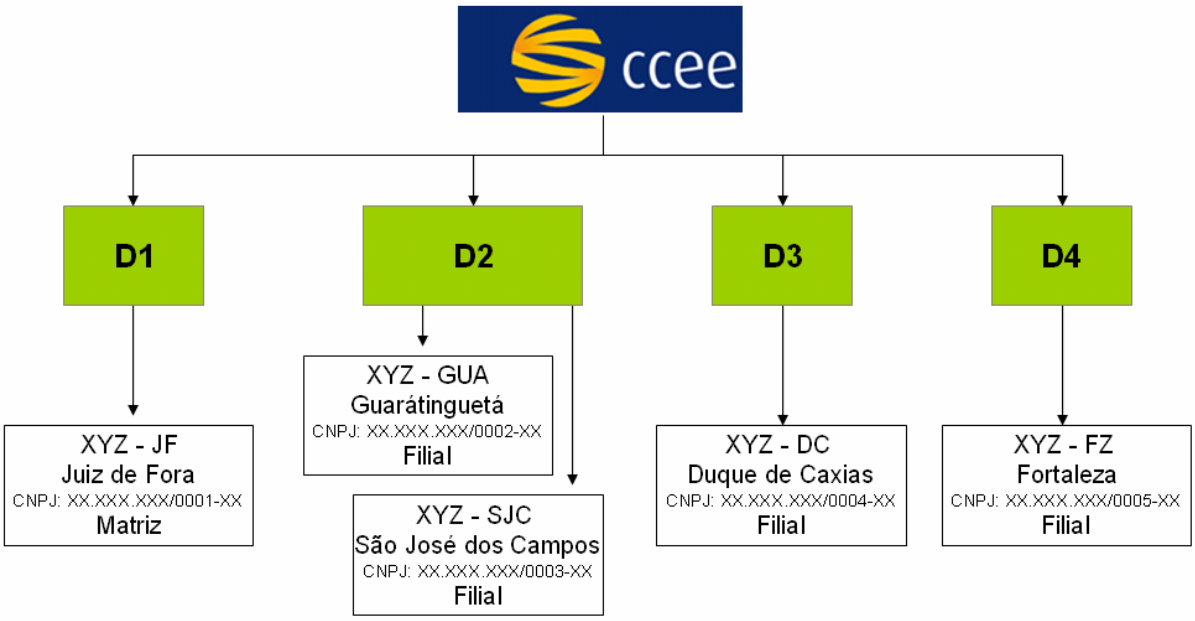

Figura 7: Pontos de consumo da indústria XYZ

A matriz é a unidade de Juiz de Fora e esta migrou para o mercado livre de energia. Uma vez no ACL, a XYZ de Juiz de Fora deverá se tornar agente da CCEE, seguindo todos os procedimentos descritos no PdC AG.01, com toda a documentação entregue com o seu CNPJ.

Uma vez agente da CCEE, a XYZ deverá modelar o seu ponto de consumo que está no ACL – no caso, a unidade de Juiz de Fora. O processo de modelagem é para que a CCEE passe a enxergar o consumo da unidade separadamente do consumo da sua distribuidora local. Ou seja, o agente da CCEE XYZ passa a ser responsável na CCEE pelo consumo da unidade de Juiz de Fora, e não mais a distribuidora local. As demais unidades que permanecem cativas não são

vistas individualmente pela CCEE, pois fazem parte do consumo das suas distribuidoras locais, como ilustra a figura 8.

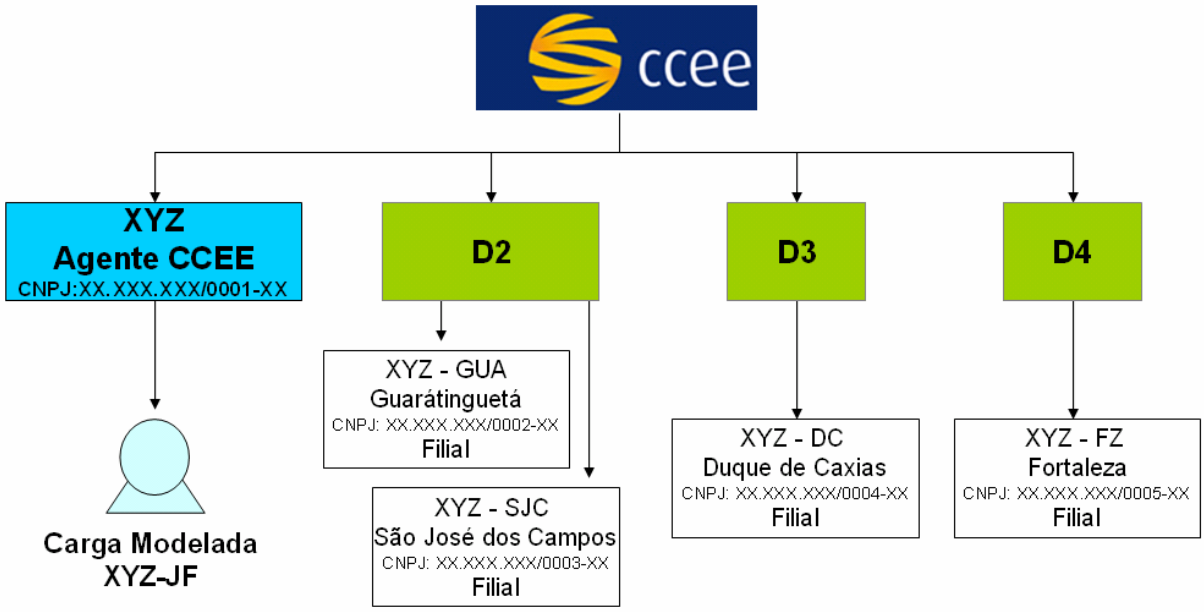

Figura 8: Unidade de Juiz de Fora modelada na CCEE

Quando alguma filial da XYZ – e por filial entende-se unidade que tenha a mesma raiz de CNPJ – passa a adquirir energia no ACL, esta unidade pode optar por se tornar um agente CCEE separado da matriz ou apenas ser modelado como uma carga do agente CCEE XYZ já existente. Caso opte pela segunda opção, o agente XYZ passa a ser responsável por todas as cargas que sejam modeladas sob ele. A vantagem é que a CCEE realizará apenas uma contabilização por agente, independente de quantas cargas esse agente tenha modelado sob ele. Assim, caso um ponto de consumo tenha consumido menos que o esperado, a sobra de seu contrato de energia

pode suprir outra unidade que tenha consumido a mais, diminuindo as exposições ao mercado de curto prazo e a penalidade[5].

No exemplo, dos cinco pontos de consumo da empresa XYZ, apenas quatro migraram para o mercado livre. A unidade de São José dos Campos permaneceu cativa, portanto o seu consumo continua sendo visto pela CCEE dentro da carga da concessionária local. É importante frisar que, conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE em vigor, qualquer um dos pontos de consumo modelados sob o agente XYZ – inclusive todos os pontos – pode ser um consumidor especial. A figura 9 ilustra a nova situação do Agente XYZ na CCEE e seus pontos de consumo.

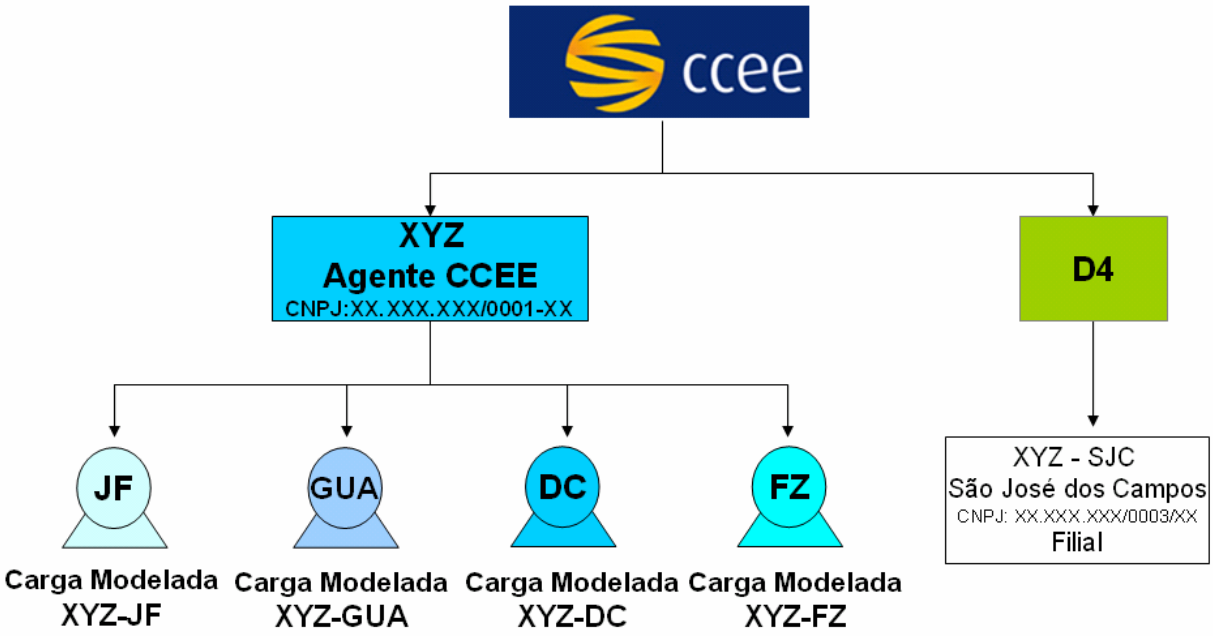

Figura 9: Agente XYZ com 4 unidades consumidoras livres e 1 unidade cativa

[5] Conforme dito no item 3.2.3.2 – Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo, a CCEE, através de uma alteração nos Procedimentos de Comercialização, impôs que um agente com cargas em submercados diferentes sejam separados em agente principal e agente associado. Entretanto, como as Regras de Comercialização não foram alteradas – não existe, nas Regras, a figura de um agente associado, neste exemplo é considerada a agregação de dados de consumo e contratos em todos os submercados.

Uma filial que seja agente CCEE não pode representar a carga da sua matriz. Nesse caso, ou é feita uma adesão separada para a matriz ou a matriz se torna agente da CCEE e depois é feito o desligamento da filial, que deixa de ser agente CCEE e passa a ser uma carga modelada sob o agente CCEE da matriz.

3.3.1.2 Contabilização

Para cada patamar semanal e para cada submercado, o agente CCEE tem o consumo de todas as suas cargas modeladas somados e todos os contratos de energia registrados somados, como mostra a figura 10.

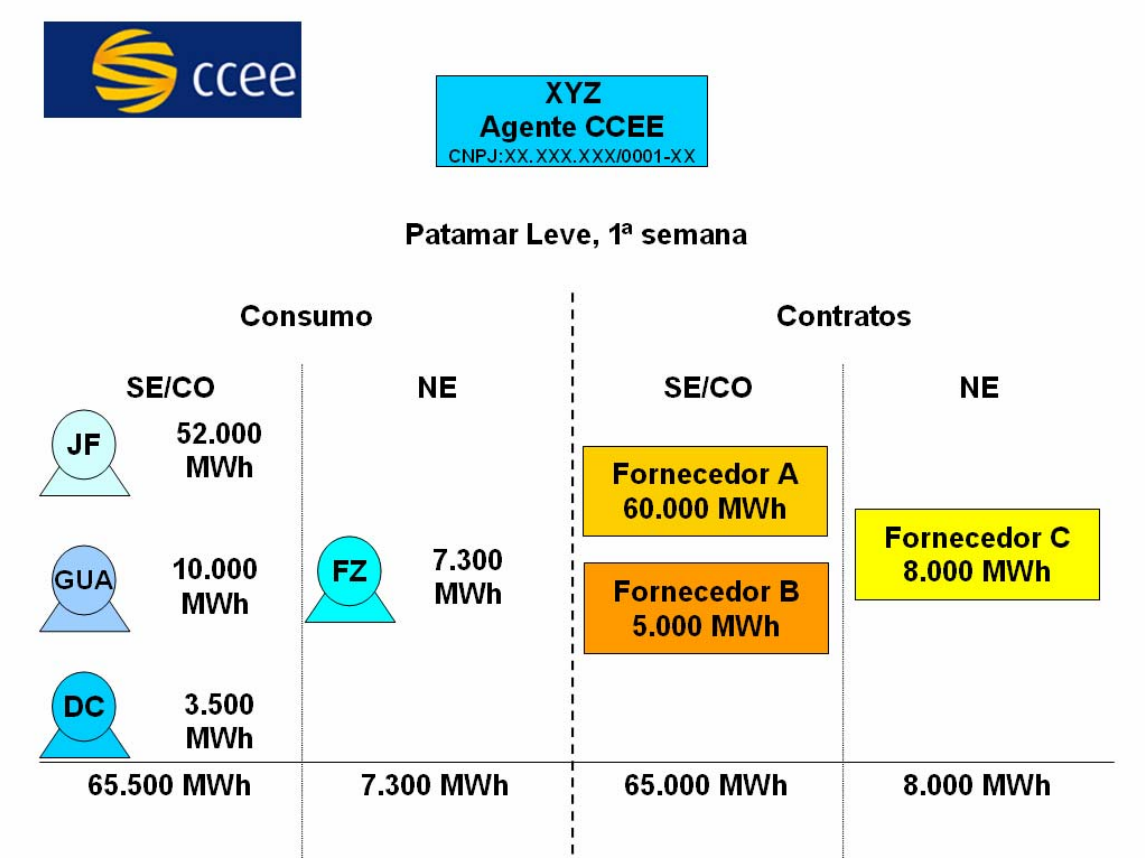

Figura 10: Cargas e contratos do Agente XYZ

A diferença entre o consumo total e o total contratado em cada patamar semanal e em cada submercado é valorado ao PLD daquele submercado, conforme mostra a figura 11. Caso o total de contratos seja menor que a carga, isso significa que os pontos de consumo, mesmo não tendo previamente comprado energia para cobrir o seu consumo totalmente, teve a sua carga atendida pelo sistema. Como não é possível identificar comercialmente quem atendeu a carga, paga-se o preço da energia do sistema naquele determinado momento e patamar – o PLD. Da mesma forma, caso haja sobra de contrato, isso significa que este crédito de energia foi utilizado por algum outro agente – que também não pode ser identificado – e este crédito também será valorado a PLD.

ccee

XYZ
Agente CCEE
CNPJ:XX.XXX.XXX/0001-XX

Patamar Leve, 1ª semana

Submercado SE/CO		Submercado NE	
Consumo	65.500 MWh	Consumo	7.300 MWh
Contratos	65.000 MWh	Contratos	8.000 MWh
Exposição	- 500 MWh	Exposição	+ 700 MWh
PLD SE/CO	30,00 R$/MWh	PLD NE	20,00 R$/MWh
	R$ 15.000,00 a serem pagos		R$ 14.000,00 a serem recebidos

Resultado do Agente CCEE XYZ para o Patamar Leve da 1ª semana:

R$ 1.000,00 a serem pagos

Figura 11: Balanço Consumo X Contratos do Agente XYZ na CCEE

Uma vez que a CCEE agrega todos os pontos de consumo modelados por agente e por submercado, independentemente de haver pontos de consumo que sejam de consumidores especiais, e todos os contratos registrados para aquele agente, independentemente de serem contratos de energia convencional ou energia de fontes incentivadas, perde-se a relação qual contrato está atendendo qual carga. Atualmente não estão previstos nas Regras de Comercialização ferramentas que permitam esse rastreamento. Portanto, pelas Regras de Comercialização, versão Jan/2006, a carga de um consumidor especial pode ser atendida por contratos que não sejam de fontes incentivadas de energia, ao contrário do que determina a legislação. Conforme veremos nos próximos capítulos, existem algumas opções de alteração das Regras de Comercialização para corrigir este fato.

Este cálculo é feito para todos os patamares de todas as semanas do mês contabilizado. Assim, tem-se o resultado líquido do agente CCEE, ou seja, o quanto ele terá a pagar ou a receber devido à liquidação de energia no curto prazo.

A figura 12 mostra o resultado por patamar de carga semanal e o resultado líquido final da contabilização.

XYZ
Agente CCEE
CNPJ:XX.XXX.XXX/0001-XX

	Patamares		
	Leve	Médio	Pesado
1ª Semana	R$ (1.000,00)	R$ 1.500,00	R$ 235,45
2ª Semana	R$ 3.569,00	R$ 412,23	R$ (1.230,56)
3ª Semana	R$ 1.523,56	R$ (1.287,30)	R$ (785,68)
4ª Semana	R$ 526,30	R$ 123,75	R$ (3.056,00)
5ª Semana	R$ (2.361,36)	R$ (789,25)	R$ 78,50

Resultado final do Agente CCEE XYZ para o mês:

R$ 2.541,36 a serem pagos

Figura 12: Resultado da contabilização do Agente XYZ

3.3.1.3 Liquidação Financeira

O montante total a ser pago ou recebido pelo agente CCEE é o informado através dos relatórios de contabilização divulgados mensalmente, em especial na Pré-fatura. Neste relatório constam, além do resultado da contabilização de energia, os montantes referentes ao pagamento de ESS, penalidades e ajustes de contabilização. Portanto, a cada mês um agente pode ficar em posição credora ou devedora. A somatória dos montantes a serem pagos pelos agentes em posição devedora é igual à somatória dos montantes a serem recebidos pelos agentes em posição credora.

No dia previsto no cronograma de liquidação financeira (Dia X), todos os agentes devedores devem disponibilizar em uma conta corrente de propósito específico o montante informado na Pré-fatura, mais o montante referente à CPMF. O Agente de Liquidação Financeira

– instituição financeira contratada pela CCEE para proceder à Liquidação Financeira das operações realizadas no Mercado de Curto Prazo – debita este valor devedor e no dia útil seguinte (Dia X+1 du) todos os agentes credores têm depositado em suas contas correntes de propósito específico o montante informado na Pré-fatura. Qualquer agente pode ficar tanto em posição credora como em posição devedora a cada mês.

A figura 13 mostra que em um determinado mês o Agente XYZ ficou em posição devedora na CCEE.

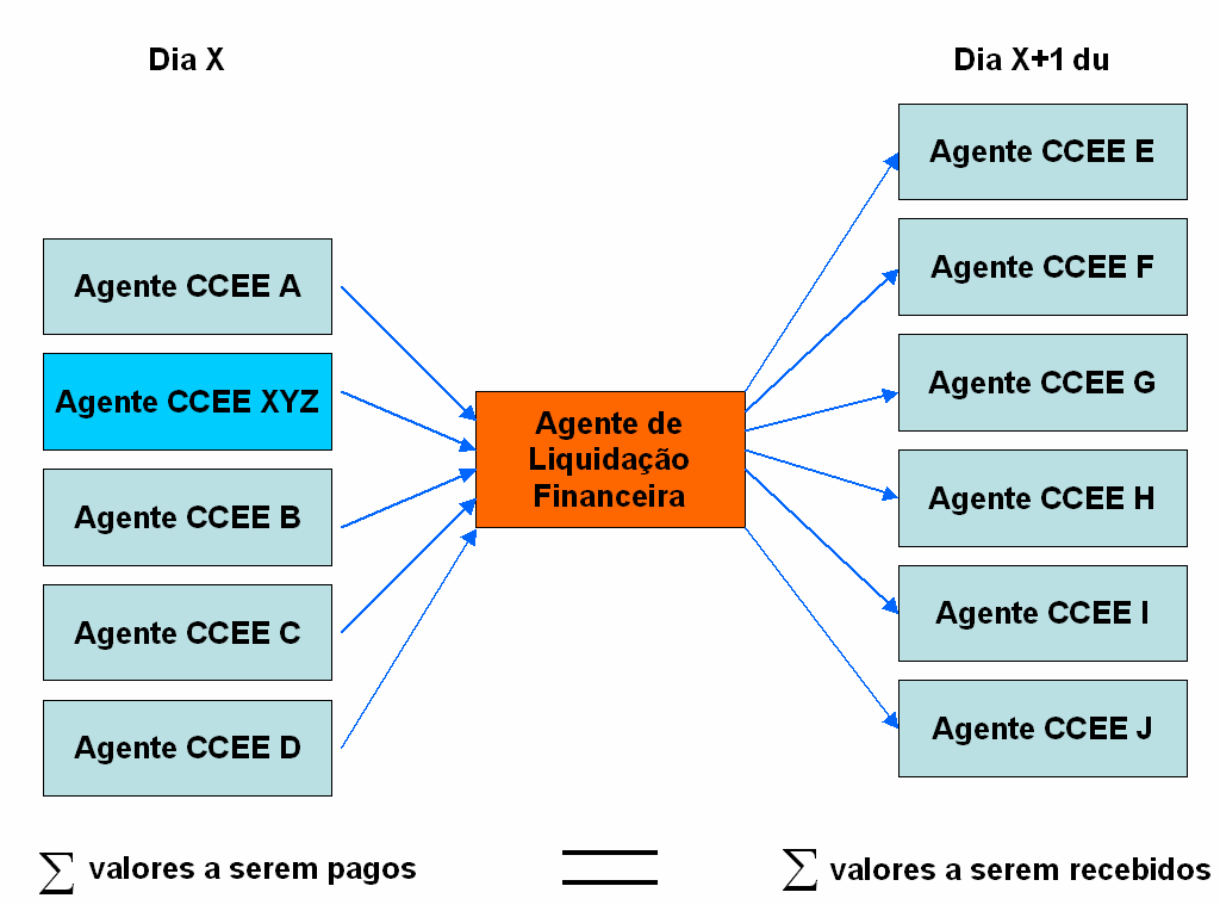

Figura 13: Processo de liquidação financeira

Esse procedimento faz com que, caso algum agente devedor não disponibilize o montante a ser liquidado na conta corrente, não seja possível pagar integralmente todos os agentes credores[6]. Neste caso, todos os agentes credores recebem menos que o previsto, proporcionalmente a sua parcela inicial de crédito. Esse montante não recebido será considerado como crédito na próxima contabilização do agente, assim como a proporção da multa e dos juros pagos pelos agentes inadimplentes. Para reduzir o risco de inadimplência, os agentes devem aportar previamente um montante a título de garantias financeiras, cujo valor é calculado pela CCEE.

A figura 14 mostra, de forma esquematizada, o fluxo de processos mensais na CCEE.

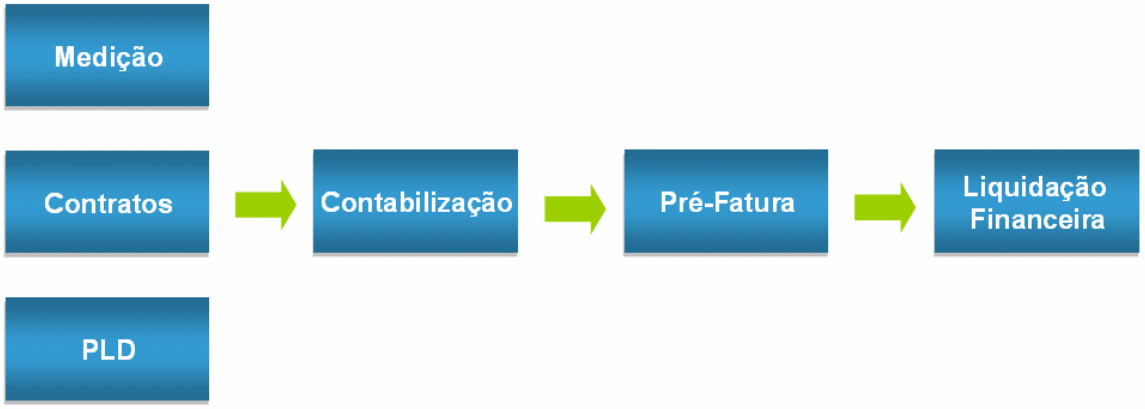

Figura 14: Fluxo de processos na CCEE

---

[6] : Na realidade, não necessariamente a somatória do que será recebido pelos agentes credores é igual a somatória do que será pago pelos agentes devedores, pois existe a possibilidade de existir Excedente Financeiro. O Excedente Financeiro surge do intercâmbio de energia entre Submercados com preços diferentes, sendo que a Regra de Comercialização determina as Exposições Contratuais dos Contratos que apresentam partes compradora e vendedora em Submercados diferentes e que têm direito ao alívio de exposições, disciplinando o processo de alocação do Excedente Financeiro e das exposições positivas destes contratos. Este processo é utilizado para aliviar as exposições negativas originadas nas alocações de Energia Assegurada do MRE em Submercados diferentes daqueles onde estão localizadas as usinas dos geradores e também as exposições negativas de alguns contratos entre Submercados. Os recursos disponíveis (Excedente Financeiro de Exposições Positivas) são destinados para o alívio das exposições negativas de:

(a) Realocações de Energias Asseguradas por meio do MRE;
(b) Contratos de Itaipu relativos aos quotistas no Submercado sul;
(c) Contratos de Autoprodução;
(d) Contratos do PROINFA; e
(e) Contratos de Direitos Especiais, concedido às Usinas específicas, definidas pela ANEEL.

4 AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 33/2005

Neste capítulo será tratada a Audiência Pública nº 33/2006, que visava regulamentar o tratamento dados aos consumidores especiais. Tal preocupação era importante, uma vez que a situação dos consumidores especiais não refletia o especificado na legislação.

Apesar da solução proposta pela ANEEL ter sido muito criticada, foi no âmbito da AP 33/05 que se iniciou uma discussão mais ampla sobre as possíveis soluções para o tratamento das fontes incentivadas.

A seguir, serão analisadas de forma crítica a nota técnica e a minuta de resolução apresentadas na AP 33/05, bem como a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, resultado final da Audiência Pública nº33/2005.

4.1 A AUDIÊNCIA PÚBLICA

Em novembro de 2005 a Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC – da ANEEL abriu uma Audiência Pública para estabelecer os critérios de elaboração da regulamentação das condições da comercialização da energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas – biomassa, energia eólica, energia solar ou pequenas centrais hidrelétricas – com consumidores especiais.

Com a obrigatoriedade de todos os consumidores livres – inclusive os consumidores especiais – fazerem parte do ACL, tornando-se agentes da CCEE, as exposições de energia no mercado de curto prazo dos consumidores livres passaram a ficar desamparadas de tratamento regulamentar. A proposta de audiência pública observa que, uma vez que os consumidores especiais foram obrigados a se tornarem membros da CCEE, estes deveriam receber um

tratamento especial no âmbito do ACL, pois neste segmento de mercado deveriam estar presentes apenas as unidades consumidoras efetivamente livres.

De fato, até a publicação do Procedimento de Comercialização AG.01 – Adesão a CCEE, através do despacho ANEEL nº1.202, de 14 de setembro de 2005, não havia diferenciação de um consumidor efetivamente livre e um consumidor especial na CCEE, nem ao menos para fins de monitoramento.

Com a publicação do PdC AG.01, ao se tornar agente da CCEE, o consumidor especial passou a ter que apresentar os seguintes documentos adicionais:

- Ato Regulamentar da ANEEL que aprova o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica do consumidor especial;
- Cópia simples do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica do consumidor especial;
- Declaração para Consumidor que adquire energia elétrica na forma do §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Portanto, a partir de setembro de 2005 o consumidor especial passou a ser diferenciado dos demais consumidores livres na CCEE, possibilitando inclusive a regulamentação deste tratamento diferenciado através da audiência pública proposta pela SRC.

Entretanto, da maneira que o PdC AG.01 foi elaborado, a separação de consumidores efetivamente livre e consumidores especiais em dois agentes separados não está imposta. O PdC afirma que:

> 10.7.1. A empresa matriz poderá ser Agente da CCEE para representar Ativos de Medição próprios e/ou de sua(s) filial(is), desde que alocados em um mesmo submercado, devendo comprovar, para cada Ativo, sua condição de Consumidor Livre ou que adquirem energia elétrica na forma do §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
> 10.7.2. Caso existam Ativos de Medição da matriz e/ou de filial(is) em submercados diferentes, a Superintendência da CCEE irá cadastrar um Agente associado com os respectivos Ativos de Medição em cada um destes submercados, para fins de modelagem e contabilização.

Ou seja, no caso de um agente que possui várias cargas modeladas, se uma dessas cargas for um consumidor especial, a contabilização será feita em nome da carga que possui o CNPJ da matriz, fazendo com que o consumo e os contratos do consumidor especial sejam misturados com consumos e contratos de consumidores efetivamente livres e, portanto, o controle das exposições de cada tipo de consumidor não seja mais passível de rastreamento. Para evitar que isso ocorra, a CCEE vem obrigando que consumidores especiais se tornem um novo agente da CCEE, mesmo que a sua matriz já seja agente, contrariando o que está disposto no procedimento de comercialização.

De acordo com a Nota Técnica NT 88/2005–SRC/ANEEL [3], o "tratamento especial conferido às fontes previstas na legislação visa a fomentá-las, ao permitir que realizem venda de energia elétrica a certos tipos de unidades consumidoras, que, por outros ordenamentos vigentes, só podem comprar de agente de distribuição, sob tarifas reguladas". Ou seja, consumidores especiais podem adquirir energia apenas do seu agente de distribuição ou de geradores que utilizem fontes incentivadas.

Caso o consumidor especial tenha o mesmo tratamento na CCEE que um consumidor efetivamente livre, suas exposições – tanto positivas quanto negativas – serão liquidadas no mercado de curto prazo. Portanto, caso o consumo verificado do consumidor especial seja menor que a energia contratada, o consumidor deverá comprar energia no mercado de curto prazo, energia esta que não é proveniente de fontes alternativas, tampouco do seu agente de distribuição, sob tarifa regulada. Portanto, torna-se necessária a implementação de tratamento regulamentar que permita a aplicação do previsto na legislação, mas preserve a restrição em caso de consumo de energia elétrica superior ao vendido por agentes qualificados – exposição negativa. Ainda segundo nota técnica, é necessário contemplar a possibilidade e o tratamento regulamentar

quando o consumidor especial consome energia elétrica em montante inferior ao contratado com agentes geradores qualificados – exposição positiva.

A nota técnica ainda aborda a questão da cobertura de lastro de venda de energia dos agentes geradores qualificados. Ela afirma que, para preservar a condição especial conferida a estes agentes, é necessário restringir as atividades destes no mercado de compra e venda de energia, principalmente no tocante às aquisições de contratos de energia de fontes convencionais para lastrear os contratos com os consumidores especiais. Ou seja, o agente gerador qualificado não pode adquirir energia de fontes convencionais para lastrear seus contratos com consumidores que só podem adquirir energia de fontes incentivadas.

4.2 ANÁLISE DA RESOLUÇÃO NORMATIVA PROPOSTA

A Resolução Normativa proposta pela SRC tem por objetivo estabelecer a comercialização de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas e de fontes alternativas com os consumidores especiais.

A Resolução traz algumas definições importantes [4]:

- Agente Gerador Qualificado: agente gerador que preencha os requisitos estabelecidos no § 5º, do art. 26, da Lei nº 9.427. Ou seja, empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.
- Consumidor Qualificado: consumidor responsável por unidade ou conjunto de unidades consumidoras que adquire energia oriunda de agente gerador qualificado, e que possua carga igual ou superior a 500 kW, e não sejam consumidores efetivamente livres, cuja carga deve ser comprovada pelas seguintes condições:

a) para unidade consumidora com histórico de demanda medida: pela maior demanda medida nos últimos 12 (doze) meses; ou

b) para conjunto de unidades consumidoras com históricos de demanda medida: pela maior demanda medida coincidente nos últimos 12 (doze) meses; ou

c) para unidade ou conjunto de unidades consumidoras que não possuam histórico de demanda medida: pela demanda a ser contratada pela unidade ou conjunto de unidades consumidoras e, após o período de 1 (um) ano, pela condição estabelecida na alínea "a".

- Conjunto de Unidades Consumidoras: unidades consumidoras integrantes do SIN e que, concomitantemente, estejam localizadas em áreas contíguas, sem a utilização de vias públicas ou propriedade de terceiros não envolvidos no referido conjunto, com atendimento por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja também única, sob responsabilidade de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito.

Quanto à alteração do critério de conferência de carga, historicamente as contratações no âmbito do setor elétrico têm por base as demandas contratadas para a definição dos montantes de uso e de energia a serem negociados, tanto no ACR quanto no ACL [5].

A Resolução Normativa proposta parte da premissa equivocada exposta no item 12 da Nota Técnica nº 153/2005-SRC/ANEEL, que afirma que o consumidor paga pelo uso do sistema pela maior potência efetivamente utilizada quando, na verdade, o pagamento ocorre com base nos montantes de uso contratados ou verificados, o que for maior. Na medida em que o consumidor paga, no mínimo, a demanda contratada, quando a ANEEL impõe como requisito da legalidade da compra de energia junto a gerador incentivado a constatação histórica da demanda medida na unidade consumidora, verifica-se aí um descasamento de princípios para definir o quanto o consumidor deve pagar para a concessionária local e para definir seus direitos de compra de energia de fontes alternativas. Dessa forma, para a opção dos consumidores, a demanda

contratada continua sendo o melhor critério para definição do atendimento do requisito carga. Vale ressaltar que o argumento de que o consumidor pode solicitar o aumento de demanda apenas para atender os requisitos de migração e depois solicitar a redução da demanda não é válido, pois nesse caso o consumidor não atende mais os requisitos mínimos de consumidor especial, sendo então compulsória a sua volta para o mercado cativo.

Já a definição de Conjunto de Unidades Consumidoras é de extrema importância. A Lei 10.762 estabeleceu que os agentes geradores qualificados podem realizar a venda de energia elétrica, além de unidade consumidora, para um conjunto delas com comunhão de interesses de fato ou de direito. Identificou-se então a necessidade da introdução de critérios objetivos na definição do que é a comunhão de interesses de fato ou de direito, tendo em vista a realidade operacional do setor elétrico.

A Resolução determina que a comercialização entre os agentes descritos deve ser celebrada a partir de dois contratos – CCEI e CCER.

Contrato de Compra de Energia Incentivada – CCEI, com cláusulas e preços livremente negociados entre o agente gerador e o consumidor qualificado, devendo dispor sobre o seguinte:

- identificação das contrapartes;
- montante de energia elétrica ativa contratada;
- data de início do fornecimento e data do término do fornecimento ou prazo de vigência;
- critérios de rescisão;
- condições para suspensão do fornecimento por inadimplência;
- comprovação da garantia física do agente gerador qualificado, conforme o disposto na Resolução nº 352, de 22 de julho de 2003.

Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, firmado entre o consumidor qualificado e o agente de distribuição em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada, devendo dispor sobre o seguinte:

- identificação das contrapartes;
- data de início do fornecimento e data do término do fornecimento ou prazo de vigência;
- critérios de rescisão;
- condições para suspensão do fornecimento por inadimplência;
- aplicação da tarifa de energia publicada pela ANEEL correspondente ao nível de tensão de atendimento e classe de consumo; e
- tratamento de excedente ou déficit do montante contratado na CCEE.

Deve-se notar que o CCEI deve definir o montante de energia contratada, enquanto o CCER deve dispor apenas sobre o tratamento de excedente ou déficit de energia na CCEE. Portanto, o CCER caracteriza um contrato "guarda-chuva", que supre ou absorve a diferença entre a energia contratada no CCEI e a energia efetivamente consumida.

A Resolução proposta também dispõe sobre o montante de energia a ser contratada com o gerador qualificado. Segundo o art.7º, o CCEI deverá contemplar montantes de energia que não excedam a maior relação mensal entre a energia no período de ponta e a consumida no período fora de ponta, verificada nos últimos 12 meses precedentes ao início do fornecimento, sendo permitida a aplicação de uma faixa de tolerância de 5% desta relação. Ou seja, a Resolução tenta impor limites para a modulação[7] da energia contratada em um contrato bilateral, com base em um histórico que não necessariamente representa o consumo futuro, já que não considera a

[7] Modulação: é a distribuição da energia ao longo das horas do mês, conforme indicado no item 3.2.2.2.

possibilidade de entrada ou saída de linhas de produção, alteração de turnos ou até alterações de sazonalidade da produção.

Cabe questionar a validade de tal imposição, uma vez que o CCEI é um contrato bilateral, cujas características como montante, preço, flexibilidade, entre outros, deve ser negociado apenas entre as partes. A legislação em vigor, ao atribuir ao consumidor o direito de contratar energia junto a fontes alternativas, em momento algum estabeleceu limites para o exercício dessa opção, vinculando seu exercício apenas a requisito de carga.

Considerando que a função normativa das agências reguladoras está sujeita a limitações oriundas da Constituição Federal e da legislação em vigor, não compete à ANEEL impor limites de ordem técnica à definição dos volumes de energia elétrica que serão contratados no ACL ou no ACR pelo consumidor livre, na medida em que referida definição cabe exclusivamente a esse, segundo suas características de consumo e estratégia de contratação.

O art. 5º da Resolução proposta afirma que o consumidor qualificado deverá garantir o atendimento a 100% da sua respectiva carga, em termos de energia e uso do sistema elétrico, condição esta que será comprovada por intermédio de geração própria, de contrato com agente gerador qualificado e de contrato com o agente de distribuição local. Portanto, o consumidor especial deve comprovar o lastro de cobertura de consumo da mesma forma que o consumidor livre, sendo que o contrato com a distribuidora também é considerado no momento de apuração da penalidade.

A Resolução trata também dos prazos para migração dos consumidores especiais para o ACL. O CCEI entre o consumidor especial e o agente gerador qualificado só será vigente após o término dos contratos com o agente de distribuição em vigor e o comunicado formal, no prazo definido em contrato, sobre o não interesse de renovação total ou parcial do contrato existente. Inclusive, para a aprovação do CCEI e do CCER pela ANEEL, o consumidor especial deve

encaminhar o contrato de fornecimento de energia elétrica vigente com o agente de distribuição local, a carta denúncia encaminhada ao agente de distribuição local e as três últimas faturas de energia elétrica emitida pelo agente de distribuição local. No caso de não haver prazo de vigência definido no contrato com o distribuidor local, o consumidor especial deve informar sua opção ao agente de distribuição com 180 dias de antecedência.

Ao abordar a contabilização na CCEE, a resolução afirma que carga do consumidor especial deve ser prioritariamente atendida pelo CCEI. Caso ocorra déficit de energia, ou seja, o consumo foi maior que a energia contratada, a diferença deverá ser atendida pelo CCER.

De acordo com o artigo 15 da Minuta de Resolução, o consumidor deverá implementar o Sistema de Medição de Faturamento - SMF em até 90 dias após a data do início do fornecimento. Até a implantação do sistema de medição, a concessionária de distribuição local deverá realizar a medição e informar a CCEE o montante da respectiva energia elétrica consumida.

Atualmente, o Sistema de Medição de Faturamento – SMF, encontra-se previsto em regulação da ANEEL e regras e procedimentos da CCEE, não estando vigentes, no entanto, os prazos para sua implementação[8].

A implementação do SMF é um assunto antigo: ele deveria estar em operação antes mesmo da obrigatoriedade dos consumidores livres fazerem parte da CCEE. Segundo a Resolução ANEEL 344, de 25 de junho de 2002, o SMF deveria estar implantado até 31 de dezembro de 2004, prazo este que não foi respeitado pela grande maioria dos agentes do setor.

Os consumidores livres e especiais devem sim se adequar às normas do setor uma vez que estes migrem para o mercado livre. Entretanto, os demais agentes do setor devem compreender que existem limitações devido ao processo produtivo desses consumidores, que não permitem

---

[8] Resolução Normativa N° 248, de 23 de Janeiro de 2007, definiu que a adequação do SMF deve ser feita até 30 de outubro de 2007.

que a produção seja parada a qualquer momento para que novos equipamentos de medição sejam instalados. O prazo de adequação deve existir – porém, deve levar em consideração as limitações técnicas e financeiras de tal adequação. Na maioria das vezes, é necessária a compra de medidores com classe de exatidão específica e outros equipamentos que, pela experiência relatada entre os agentes, demoram cerca de 8 meses para serem entregues – além de ser necessária realizar, em geral, uma parada da planta para a instalação desses equipamentos. Portanto, o prazo proposto de 90 dias não está de acordo com a realidade não apenas dos consumidores livres ou especiais, mas de nenhum agente do setor elétrico.

Outro obstáculo para a adequação da medição de todos os agentes do setor elétrico é a demora da própria ANEEL para definir os Procedimentos de Distribuição e revisar os Procedimentos de Rede[9]. Isso causa insegurança para o setor, já que os agentes correm os risco de adequar todo o seu sistema de medição, que em geral significa um investimento da ordem de centenas de milhares de Reais, e após alguns meses esse sistema de medição já não atende mais os requisitos mínimos previstos nos novos procedimentos. Portanto, deve haver um comprometimento da própria ANEEL em agilizar a divulgação dos novos procedimentos e assegurar que esses não sofreram alterações num curto espaço de tempo.

4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE A SOLUÇÃO PROPOSTA PELA ANEEL

A Resolução Normativa proposta, da maneira que foi escrita, vincula totalmente o consumidor especial à distribuidora. O consumidor que adquire energia de outro fornecedor que não a distribuidora local deve ter a possibilidade de escolher se deseja manter tal vínculo,

---

[9]: Em 23 de janeiro de 2007, a Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu autorizar a utilização, em caráter provisório, da revisão 1 do Módulo 12 (Módulo de Medição) dos Procedimentos de Rede. Já os Procedimentos de Distribuição continuam em discussão.

independente de se tratar de um consumidor de fontes incentivadas ou convencionais. Assim, não deveria haver diferenciação no tratamento de consumidores efetivamente livres e consumidores especiais quanto ao seu vínculo com a distribuidora local. Em sendo a única diferenciação entre eles a origem da energia que está sendo contratada, não há justificativa para que o consumidor efetivamente livre possa ter a aquisição da sua energia totalmente desvinculada da distribuidora e o consumidor especial não.

Pela Resolução Normativa proposta, caso a energia contratada pelo CCEI seja insuficiente, a distribuidora suprirá obrigatoriamente a diferença com energia do CCER e o valor a ser pago pelo consumidor é a tarifa de fornecimento de cativo, inclusive sujeito a tarifas de ultrapassagem. Entretanto, caso o consumo verificado seja menor que a energia contratada no CCEI, o consumidor compulsoriamente irá vender essa energia a PLD para a distribuidora.

Isso cria uma distorção nos preços de energia transacionados entre o consumidor especial, a distribuidora e o gerador qualificado. A energia de fontes incentivadas – em geral, mais caras – não tem o mesmo custo que a energia da distribuidora – um mix de energia existente, energia nova, energia de Itaipu, energia de fontes alternativas, entre outras – cobrada via tarifa de fornecimento. Tampouco o PLD reflete o valor da energia de fontes alternativas. Desconsiderando períodos atípicos, como baixo nível de armazenamento dos reservatórios ou racionamentos, onde o PLD tende a sofrer altas significativas, em geral temos que a energia de fontes alternativas é mais cara que a energia cativa e esta, por sua vez, é mais alta que o PLD. Essa sistemática tende a estimular o consumidor especial a subcontratar-se de forma a, dentro dos limites da cobrança de tarifa de ultrapassagem, utlilizar-se do contrato CCER. Ou seja, não estimula uma contratação eficiente no ambiente livre.

A Resolução proposta tampouco é interessante para as distribuidoras. Uma vez que o consumidor migra para o mercado livre, mesmo que se trate de um consumidor especial, a

cobertura de consumo deste consumidor não deveria mais ser uma obrigação da distribuidora. Pode-se argumentar que a distribuidora seria responsável apenas por absorver diferenças marginais de consumo dos consumidores especiais. Mas se uma distribuidora tiver muitos consumidores especiais na sua área de concessão, e considerando-se a sinalização abordada no parágrafo anterior, quando todas as diferenças absorvidas pela distribuidora forem agregadas, esse montante pode se tornar significativo. Uma vez que as distribuidoras têm regras muito bem definidas para adquirir energia e margens de ajustes pequenas, estas podem ser prejudicadas nesse processo.

A desvinculação entre consumidores especiais e distribuidoras é, além de tudo, uma questão conceitual. Ao migrar para o mercado livre, o consumidor – seja ele livre ou especial – deve ser livre para acertar e para errar, sendo obrigado a buscar uma gestão eficiente de energia para se manter competitivo. Como foi dito anteriormente, a diferença entre consumidores livres e consumidores especiais é, única e exclusivamente, a origem da energia contratada. Portanto, impor qualquer outra diferença na operacionalização desses consumidores no setor é tratá-los de forma não isonômica.

Considerando que existe todo um empenho do governo em incentivar as fontes alternativas, essas novas regras propostas são contraditórias com a política de incentivo. Existe um paradoxo de políticas governamentais, que por um lado incentiva o crescimento de geração de energia de fontes alternativas – através da criação de encargos para subsidiar a expansão da geração, encarecendo, inclusive, a tarifa de consumidores de fontes convencionais e da diminuição da tarifa fio dos consumidores especiais – mas por outro lado torna a comercialização dessa energia extremamente inflexível e ineficiente, o que acaba forçando com que os consumidores de fontes alternativas sejam apenas as próprias distribuidoras. Dessa maneira, não

se permite que a energia de fonte incentivada seja competitiva e tenha um desenvolvimento sustentável, tornando-as sempre dependentes de subsídios.

4.4 ANÁLISE DO RESULTADO DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº33/2005

No dia 26 de dezembro de 2006 foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, resultado da Audiência Pública nº33/2005. Esta Resolução estabelece as condições para a comercialização de energia por geradoras que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidores cuja carga seja igual ou superior a 500 kW.

A Resolução publicada difere bastante da original proposta em audiência pública. Entre a audiência pública e a publicação da Resolução, aproximadamente um ano se passou, onde as discussões e negociações foram constantes e intensas. A aprovação da Resolução esteve inclusive algumas vezes em pauta nas reuniões de diretoria da ANEEL, mas era sempre retirada. A aprovação ocorreu em reunião extraordinária da diretoria, no dia 21 de dezembro de 2006. As diferenças entre a Resolução proposta e a Resolução publicada indicam que a ANEEL ponderou e considerou os pleitos dos agentes impactados, buscando de maneira positiva, porém cautelosa, adequar as novas regras à realidade do mercado.

Primeiramente, a Resolução nº247 finalmente define a nomenclatura "Consumidor Especial". Até então, apesar de ser comum no mercado, essa designação não existia formalmente. Os consumidores especiais eram designados como "consumidores que adquirirem energia na forma do § 5o do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996".

Um ponto de grande controvérsia era a definição de consumidor especial, principalmente na definição de conjunto de unidades consumidoras. A Resolução nº247 define:

> Art. 1[...]
> § 1º Para efeitos desta Resolução serão adotados os seguintes conceitos e definições:
> I - Consumidor Especial: consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW; [...]
> § 2º São condições para o atendimento ao conjunto de unidades consumidoras, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, estarem as unidades localizadas em áreas contíguas ou possuírem o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ caso localizadas em áreas não contíguas.
> § 3º A carga a que se refere o inciso I do § 1º deverá ser comprovada de acordo com as seguintes condições:
> I - para unidade consumidora: pela demanda contratada com um período mínimo de doze meses; ou
> II - para conjunto de unidades consumidoras, definidas no inciso I do § 1º: pela soma das demandas contratadas com um período mínimo de doze meses para cada contrato.

A Resolução, portanto, permite que um grupo de consumidores com o mesmo CNPJ se junte para adquirir energia de fonte incentivada, mesmo estando em locais diferentes, desde que no mesmo submercado. Vale ressaltar também que a condição de 500kW poderá ser através da soma das demandas contratadas por cada unidade nos últimos doze meses. Na prática, isso possibilita um aumento considerável no mercado potencial de consumidores especiais. Por exemplo: uma rede de supermercados pode adquirir energia para as suas unidades em conjunto, sendo que, considerando cada unidade individualmente, isso não seria possível.

O controle de migração para o ACL será feito pelo próprio mercado. Uma vez que cada um dos pontos de consumo deve se adequar ao SMF, é justamente o custo total de adequação da medição que irá influenciar significativamente a viabilidade econômica da migração em conjunto.

Outra observação importante foi a manutenção da demanda contratada como referência para a migração, diferentemente do proposto na minuta de Resolução na audiência pública, que definia a como referência a maior demanda verificada nos últimos doze meses. Esse foi um dos pontos mais criticados na minuta de Resolução proposta.

O ponto negativo desta definição está na divisão dos pontos de consumo por submercado. Conforme apontado no capítulo 3, a CCEE já vem adotando a prática de separar em agentes distintos as cargas em submercados diferentes. Não há motivos para tal imposição, uma vez que a carga está conectada no SIN. Os agentes já assumem o risco de exposição à diferença de preços entre submercados, portanto não há razões para impedir que cargas em submercados diferentes sejam lastreados por um mesmo contrato. Isso acaba causando apuração de penalidades que não existiriam – ou seriam menores – caso o agente pudesse fazer um balanço de consumo e contrato agregado por submercado. Essa desvantagem pode ser verificada na simulação apresentada no próximo capítulo. Ademais, cabe ressaltar que essa mesma condição não é imposta ao Agente Gerador Incentivado. Um grupo que possui geração de fonte incentivada em submercados diferentes não é obrigado a se dividir em agentes distintos, podendo realizar seu balanço entre geração e contratos de venda de forma agregada. Fica claro então a falta de isonomia entre o tratamento do consumo e o da geração perante à ANEEL e à CCEE.

Outra diferença entre a Resolução proposta e a Resolução aprovada é a maior flexibilidade do Contrato de Compra de Energia Incentivada – CCEI. A Resolução aprovada não dispõe sobre os montantes a serem contratados, tampouco sobre a sazonalização e modulação desse montante, o que está correto, uma vez que trata-se de um contrato bilateral, cujas condições devem ser acordadas apenas entre as partes.

A Resolução é confusa no que se refere à cobertura dos contratos de venda feitos pelos agentes geradores incentivados. A Resolução afirma que, para fins de comprovação de lastro de venda, este deverá registrar somente contratos de fontes incentivadas. Entretanto, logo a seguir afirma que, para fins de complementação de geração, o agente gerador incentivado poderá registrar contratos de aquisição de outras fontes de geração, de até 49% da sua garantia física e que a Regra de Comercialização específica deverá prever as condições em que o não

cumprimento do limite de 49% implicará perda do desconto da tarifa fio, previsto no § 1º do art. 26 da Lei n° 9.427, de 1996. Não está claro o que é "complementação de geração" e qual a sua diferença em relação a "comprovação de lastro de venda".

Um possível entendimento desse artigo é que, para fins de apuração de penalidade por falta de lastro de venda, o agente gerador incentivado só poderá se lastrear com outros contratos de fontes incentivadas. O gerador pode registrar contratos de compra de fontes convencionais a fim de evitar exposição ao preço de curto prazo, porém esses contratos não serão considerados no momento da apuração de penalidade por lastro de venda. E, caso os contratos de fontes convencionais ultrapassem 49% da sua garantia física, o gerador perde o benefício do desconto na tarifa fio.

A Resolução define também que o consumidor especial poderá voltar a ser plenamente atendido pela distribuidora local, desde a opção seja formalizada à distribuidora com antecedência de 180 dias, antecedência esta que pode ser reduzida a critério da distribuidora. O prazo de 180 dias é muito questionável. A não ser que seja permitido que a distribuidora adquira a energia para o atendimento deste consumidor fora dos leilões, está se transferindo um risco para as distribuidoras que antes não existia. E caso essa aquisição "extra" seja permitida, os custos certamente serão repassados aos consumidores cativos, o que vai contra o princípio da modicidade tarifária.

É importante que seja incentivada a migração responsável do consumidor especial para o mercado livre. A decisão de migração deve ser feita com base em análises de médio e longo prazo. Só assim o mercado de fontes incentivadas (e o mercado livre em geral) conseguirá se desenvolver de forma sustentável.

Por outro lado, os órgãos responsáveis pelo planejamento da expansão da oferta devem começar a considerar e viabilizar a expansão da oferta para o mercado livre (inclusive a oferta de

fontes incentivadas destinadas ao ACL). Caso contrário, os consumidores no ACL serão obrigados a voltar para o mercado cativo simplesmente pela falta de oferta no mercado livre.

Por fim, a alteração mais relevante foi a desvinculação obrigatória do consumidor especial à distribuidora local no que se refere à contratação de energia e a possibilidade da comercialização da energia proveniente de agentes geradores incentivados com os consumidores especiais poder ser feita através de intermédio de comercializadoras de energia autorizadas pela ANEEL.

Assim, as comercializadoras podem criar carteiras de contratos de fontes incentivadas, cujas vantagens serão discutidas no próximo capítulo. Já os consumidores especiais irão liquidar as diferenças entre consumo e contrato no mercado spot e estarão sujeitos à aplicação de penalidades por insuficiência de cobertura de consumo, o que garante a sua liberdade de contratação sem eximi-los das conseqüências de uma gestão de energia ineficiente.

5 ALTERNATIVA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE FONTES INCENTIVADAS

Este capítulo apresenta e analisa a solução proposta para a comercialização de energia de fontes incentivadas.

Entretanto, o entendimento da estrutura do setor elétrico – desvinculação do "mundo físico" com o "mundo comercial" – é necessário para compreender as bases da solução proposta, que é a implementação de carteira de contratos de fontes incentivadas geridas por comercializadoras. Essa implementação implica em alterações nas atuais Regras de Comercialização da CCEE. A proposta é que essas alterações ocorram no módulo de Penalidades das regras.

Por fim, serão mostrados os resultados de uma simulação de contabilização de consumidor livre – com carga de consumidor especial – na CCEE com as equações algébricas propostas no trabalho.

5.1 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A estrutura do Setor Elétrico Brasileiro é caracterizada pela operação centralizada do SIN – Sistema Interligado Nacional, ou seja, pelo despacho centralizado das usinas e manobras no sistema de transmissão, visando à otimização eletroenergética, realizada pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – e, portanto, claramente dividida em operações técnicas e relações comerciais.

Como o despacho é centralizado, o gerador não define quanto irá gerar de energia a cada momento, tampouco define quem estará consumindo essa energia, uma vez que disponibiliza a

energia gerada para todo o SIN. Ademais, um determinado gerador não necessariamente gera o montante exato de energia que comercializou com outros agentes de mercado.

Na outra ponta, um consumidor utiliza a energia disponível no sistema, independentemente dos montantes contratados, além de não lhe ser possível identificar sua origem. A figura 15 mostra de forma esquemática o funcionamento do SIN.

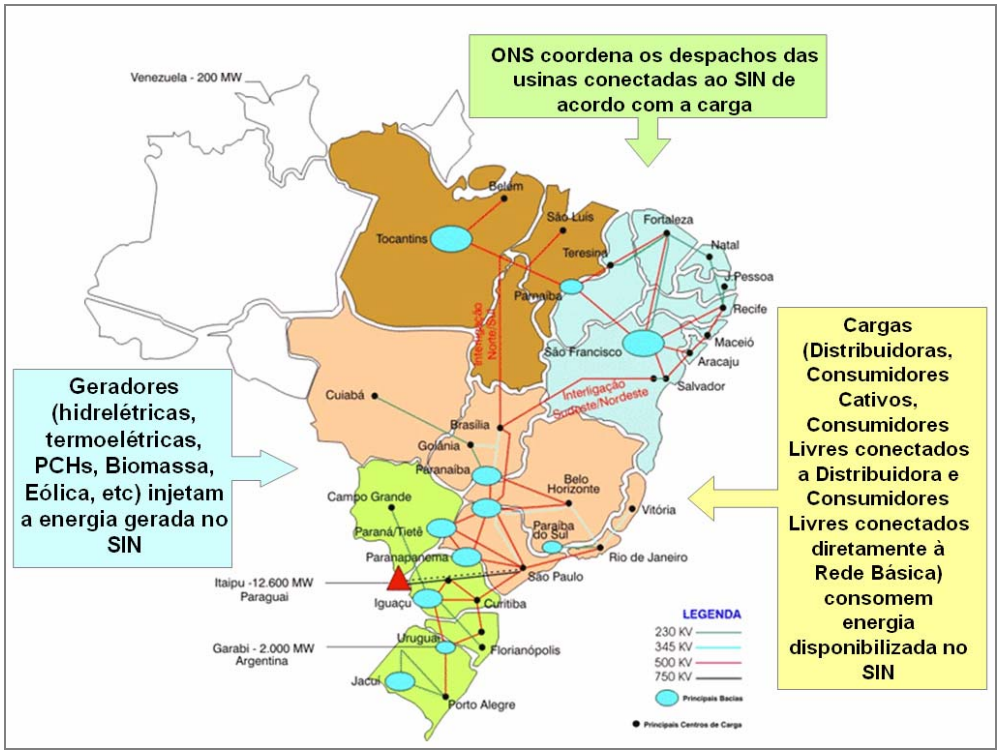

Figura 15: Os agentes do setor elétrico no SIN

Torna-se então necessário realizar um balanço periódico entre o que ocorreu fisicamente – tudo o que foi gerado e consumido no sistema – e os acordos comerciais firmados entre os agentes do setor – contratos de compra e venda de energia elétrica. A CCEE é a responsável por realizar esse balanço a cada mês, identificando as diferenças entre o que foi de fato gerado ou consumido e os montantes contratados de cada agente. Por fim, a CCEE realiza o acerto financeiro decorrente dessas diferenças entre os agentes.

Portanto, considerando essa estrutura do Setor Elétrico Brasileiro, deve-se ter claro que as regras que visam regulamentar as relações entre os consumidores especiais e os geradores de fontes incentivadas de energia devem focar os aspectos comerciais entre os agentes, não entrando, portanto, no mérito técnico da geração e consumo.

Considerando que os consumidores especiais e os geradores de fontes incentivadas estão conectados ao SIN, tecnicamente estes geradores estão fornecendo energia para todo o sistema – consumidores especiais, consumidores livres, distribuidoras – enquanto os consumidores especiais são supridos por um mix de energias disponibilizadas no sistema – energia gerada por hidrelétricas, termoelétricas, fontes incentivadas, entre outras.

Logo, não é possível desvincular o mercado de fontes incentivadas do restante do mercado de energia elétrica, pois, fisicamente, existe apenas um mercado – todos os que estão conectados ao SIN.

Para implementar um mercado de fontes incentivadas de energia, o primeiro passo é regulamentar as relações contratuais desse mercado e, posteriormente, adaptar a CCEE e as Regras de Comercialização para a existência desse novo mercado.

Uma vez que o mercado de fontes incentivadas de energia existe apenas comercialmente, não existem motivos para impedir que comercializadoras de energia façam parte deste mercado, restringindo a comercialização apenas diretamente entre consumidores especiais e geradores de fontes incentivadas, conforme o inicialmente proposto na AP 33/05.

5.2 CARTEIRAS DE CONTRATOS DE ENERGIA INCENTIVADA

O caminho do mercado distingue-se de outras políticas do governo de incentivo às fontes alternativas, como o PROINFA. No PROINFA todos os produtores vendem pelo mesmo preço. As usinas mais baratas têm acesso a uma renda extra e o programa também exige uma permanente ação do Estado, através de estatais, na gestão de um complexo sistema em que os riscos são repassados para a totalidade dos consumidores que, solidariamente, assumem os custos do programa [6].

Outra política de incentivo é o desconto de no mínimo 50% da parcela fio dos geradores e consumidores de fontes incentivadas, o que aumenta a margem de ganho na parcela de energia, viabilizando a comercialização das fontes incentivadas de energia, já que a energia dessas fontes tende a ser bem mais cara que as provenientes de fontes convencionais. Em todas essas políticas, o incentivo ocorre através de repasse de custos aos demais agentes, seja na forma de encargos criados, seja no encarecimento das tarifas de uso do fio.

No incentivo de mercado, tem-se um caminho mais eficiente para a promoção dos incentivos previstos em Lei. Os empreendimentos são construídos conforme a demanda, de forma modulada, viabilizando-se apenas os mais eficientes. Os riscos são geridos individualmente pelos agentes de mercado que, no processo competitivo, dividem com seus consumidores o valor gerado.

Uma alternativa à proposta apresentada na Audiência Pública é a possibilidade de venda por meio de carteira de contratos, gerenciadas por comercializadoras. Essa alternativa foi a mais comentada nas contribuições da AP 33/05 e é a que pode ser mais facilmente implementada, sem exigir grandes alterações na legislação ou nas Regras de Comercialização. Conforme apresentado no Capítulo 4, essa alternativa foi aceita pela ANEEL.

Na sua maior parte, pequenos geradores – justamente aqueles que são o foco das políticas de incentivo do governo – não têm corpo técnico especializado no setor elétrico, principalmente na área de regulação setorial, tampouco especializado em comercialização de energia.

Isso faz com que esse pequeno empreendedor de geração de fontes incentivadas tenha várias dificuldades para viabilizar a comercialização de sua energia, uma vez que não tem know-how em venda de energia e não consegue mensurar os muitos riscos que influenciam na formação de preço da sua energia, como risco regulatório, de crédito, de exposição ao PLD, de exposição a penalidades, entre outros.

Outro problema é a grande variação da energia gerada por esses produtores ao longo do ano. Geradores de usinas de biomassa conseguem gerar energia durante aproximadamente seis meses, enquanto no restante do ano sua geração é praticamente nula. Esses geradores têm autorização de comercializar aproximadamente metade da sua capacidade de geração em todos os meses do ano. Nos meses em que gera energia, é obrigado a liquidar metade da sua geração ao PLD, enquanto nos meses em que não gera deve lastrear seus contratos de venda com contratos de compra. Tal metodologia só vem a aumentar os riscos aos quais o produtor está exposto.

Para evitar essa exposição ao PLD o gerador de fonte incentivada pode complementar[10] sua geração com contratos de compra de energia convencional. Isso é uma distorção da energia de fonte incentivada, pois apenas foi criado um atravessador de contrato de fonte convencional. O efeito seria o mesmo se fosse permitido que o consumidor especial também pudesse lastrear parte de seu consumo com contratos de fontes convencionais.

---

[10] Conforme exposto no Capítulo 4, este item ainda não está claro. A Resolução 247 afirma que contratos de fontes convencionais podem ser utilizados para complementar a geração, mas que para fins de comprovação de lastro, deveriam ser apresentados outros contratos de fontes incentivadas.

Uma solução para a comercialização da energia proveniente de fontes incentivadas é a utilização de agentes já existentes no mercado – as comercializadoras de energia – como facilitadores nas transações contratuais, através de carteiras formadas exclusivamente por contratos de fontes incentivadas de energia. Tal solução implicaria numa redução dos riscos associados ao processo, uma vez que diminuiria as incertezas quanto à geração, promoveria um ganho de escala e transferiria a comercialização para agentes que possuem experiência em gerenciar riscos regulatórios, riscos de variação do PLD, riscos de crédito, além de já possuírem uma carteira de clientes.

Ao gerir uma carteira de geradores incentivados, uma comercializadora promove a integração entre agentes vendedores e compradores, além de promover a viabilização de projetos de diferentes fontes incentivadas, sem ter que recorrer a complementação por fontes convencionais. Atualmente, grande parte da energia de fontes incentivadas comercializada provém de PCHs. As carteiras de contratos incentivados, ao fazer um mix de várias fontes, que inclusive podem ser complementares, viabilizariam a competitividade comercial das demais fontes.

Por exemplo, na região Sudeste/Centro-Oeste, a oferta de biomassa é sazonal e o período natural de safra da cana de açúcar (maio – novembro no Sudeste) coincide com o período de estiagem na região Centro-Sul. Portanto, esta geração termelétrica pode complementar adequadamente a geração das PCHs.

Já em relação à geração eólica, estudos indicam que existe complementaridade sazonal entre regimes hídricos e eólicos, o que propicia a estabilização sazonal da energia, caso o aproveitamento atinja escalas adequadas. A figura 16 mostra a inserção de vazões hipotéticas relativas à contribuição anual da geração eólica no Rio São Francisco afluente em Sobradinho. A inserção de 1.090 MWh/h de geração eólica equivale a uma vazão média de 400,8 m^3/s, o que

representa 14,3% da vazão média do rio em Sobradinho. Quanto maior o incremento na geração eólica, maior a inserção na vazão média do rio [7].

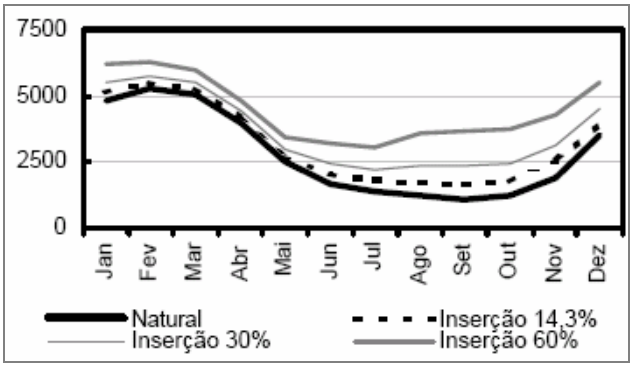

Figura 16: Incrementos na vazão média natural (m^3/s) devidos à geração eólica

5.2.1 Implementação das Carteiras de Contratos no Mercado

Para implementar tal solução no mercado, algumas regras e procedimentos de comercialização devem ser revisados. Primeiramente, deve-se identificar os agentes compradores e os agentes vendedores de contratos de fontes incentivadas, bem como os contratos de fontes incentiváveis em si. Assim, pode-se rastrear tais contratos a fim de verificar tanto lastro de compra quanto lastro de venda, bem como aplicar penalidades.

É importante minimizar tais alterações, fazendo com que elas implementem todas as medidas previstas em legislação, mas não tornem o processo demasiadamente burocrático e difícil, pois deve-se ter em mente que o foco é incentivar a comercialização das fontes alternativas.

5.2.1.1 Cálculo de Penalidades Utilizando Sinalizador de Fontes Incentivadas

É possível implementar o registro de um contrato de fontes incentivadas para uma unidade consumidora especial sem tornar a adesão dessa unidade obrigatória, caso essa unidade seja filial de um agente da CCEE que já possui outras unidades consumidoras livres modeladas. Basta criar um sinalizador para ser implementado nas equações algébricas de verificação de cobertura de consumo. Cargas especiais podem ser calculadas separadamente e apenas contratos de fontes incentivadas são considerados no cálculo do lastro.

i. Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo – Consumidores Especiais

O cálculo da penalidade deve ser dividido em duas etapas: primeiramente, deve-se verificar a cobertura contratual das cargas referentes a consumidores especiais e depois para as demais cargas do agente.

Se no momento do cálculo da cobertura de consumo das unidades consumidoras especiais for verificada uma sobrecontratação, ou seja, uma sobra de contratos de fontes incentivadas, esse saldo positivo deve ser considerado no momento de calcular a cobertura de consumo das unidades consumidoras livres, uma vez que, para essas unidades consumidoras, não há restrição de tipo de contrato que deve ser utilizado como lastro. Assim considera-se inclusive a possibilidade de um consumidor livre ter contrato com um gerador de fonte incentivada.

Caso seja verificada a falta de lastro de contratos especiais, o nível de insuficiência de contratação especial deverá ser valorado a um Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais, cujo valor será discutido mais à frente.

Caso seja verificada uma insuficiência de cobertura de consumo livre – considerando, inclusive, eventual saldo positivo de contratos especiais – o nível de insuficiência de contratação

livre deverá ser valorado ao Preço de Referência para Penalização, calculado conforme prevê a Regra de Comercialização.

Atualmente, as variáveis de entrada para o cálculo da penalidade são as seguintes:

Acrônimo	***Descrição***
CQ_{ej} (MWh)	Quantidade Contratada pelo Agente
C_0_{ij} (MWh)	Consumo Medido Líquido
C_0L_{ij} (MWh)	Consumo Medido Líquido Isento de Perdas
PLD_{sj} (R$/MWh)	Preço de Liquidação das Diferenças
XP_CLF_j	Fator de Perda de Consumo
$CLOSSAF_i$	Sinalizador de Alocação de Perdas no Consumo • $CLOSSAF_i = 0$ Se o Ponto de Medição de Consumo, "i", não participa do rateio das perdas na Rede Básica • $CLOSSAF_i = 1$ em caso contrário.
AC_F_e	Sinalizador de auto-contratação • $AC_F_e = 1$ Se o Contrato, "e", for entre o Perfil de Geração e o Perfil de Consumo de um Agente Autoprodutor • $AC_F_e = 0$ em caso contrário.
PNL_F_{ij}	Sinalizador de Isenção de Comprovação de Cobertura de Consumo • $PNL_F_{ij} = 1$ Se no Período de Comercialização, "j", o Ponto de Medição de Consumo, "i", estiver dispensado de Comprovação de Cobertura de Consumo. • $PNL_F_{ij} = 0$ em caso contrário.

Seria necessário então adicionar duas variáveis de entrada:

Acrônimo	***Descrição***
CQE_F_e	Sinalizador de Contrato de Fontes Incentivadas • $CQE_F_e = 1$ Se o Contrato, "e", for contrato de fontes incentivadas • $CQE_F_e = 0$ em caso contrário.
CE_F_{ij}	Sinalizador de Consumo de Consumidor Especial • $CE_F_{ij} = 1$ Se no Período de Comercialização, "j", o Ponto de Medição de Consumo, "i", for referente a um consumidor especial. • $CE_F_{ij} = 0$ em caso contrário.

O Consumo Especial Total do Agente Sujeito a Verificação de Insuficiência de Lastro ($TRCE_PNL_{srj}$) deverá ser determinado para cada perfil de consumo do agente, "r", para cada período de comercialização, "j", em cada Submercado, "s":

$$TRCE_PNL_{srj} = \sum_{cr} \begin{bmatrix} \left[\left(\max(0, C_0_{ij}) * XP_CLF_j + \min(0, C_0_{ij}) + C_0L_{ij}\right) * CLOSSAF_i * (1 - PNL_F_{ij}) * CE_F_{ij}\right] \\ + \left[\left(C_0_{ij} + C_0L_{ij}\right) * (1 - CLOSSAF_i) * (1 - PNL_F_{ij}) * CE_F_{ij}\right] \end{bmatrix}$$

O termo

$$\left[\left(\max(0, C_0_{ij}) * XP_CLF_j + \min(0, C_0_{ij}) + C_0L_{ij}\right) * CLOSSAF_i * (1 - PNL_F_{ij}) * CE_F_{ij}\right]$$

representa o consumo especial sujeito a perdas e o consumo especial isento de perdas já referenciados no centro de gravidade que estão sujeitos a comprovação da cobertura do consumo por contratos de fontes incentivadas de energia.

O termo $\left[\left(C_0_{ij} + C_0L_{ij}\right) * (1 - CLOSSAF_i) * (1 - PNL_F_{ij}) * CE_F_{ij}\right]$ representa o consumo especial dos pontos não participantes do rateio de perdas sujeito a comprovação da cobertura do consumo por contratos de fontes incentivadas de energia.

Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, "r", o Consumo Especial de Referência a ser Coberto por Contratos ($CRCCE_{rm}$) deverá ser determinado para cada mês de apuração, "m":

$$CRCCE_{rm} = \sum_{sm} TRCE_PNL_{srj}$$

A variável $CRCCE_{rm}$ representa o consumo especial total do perfil de consumo do Agente, em todos os submercados, sujeito à penalidades em um determinado mês.

Com relação ao perfil de consumo do agente, “r”, a Cobertura do Consumo por Contratos de Fontes Incentivadas do Agente ($CCDE_{rm}$) deverá ser determinada para cada mês de apuração, “m”:

$$CCDE_{rm} = \sum_{s}^{Comprador} \sum_{ers} \sum_{m} \left(CQ_{ej} * \left(1 - AC_F_e\right) * CQE_F_e \right)$$

A variável $CCDE_{rm}$ representa o total de contratos de fontes incentivadas de energia de compra, excluindo os contratos de auto-contratação do perfil de consumo do agente, em todos os submercados, em um determinado mês. A auto-contratação não é considerada neste momento, pois ela já é considerada no momento do cálculo da garantia física do perfil de geração do agente.

Desta etapa, já é possível determinar se o agente tem um Saldo Positivo de Contratos de Fontes Incentivadas para o perfil de consumo do agente, “r”, para cada mês de apuração, “m” ($SALCQE_{rm}$):

$$SALCQE_{rm} = \max\left(0, \sum_{12m} CCDE_{rm} - \sum_{12m} CRCCE_{rm} \right)$$

Com relação ao perfil de consumo do agente, “r”, o Nível de Insuficiência de Contratação para Consumo Especial do Perfil de Consumo do Agente ($NICDE_{rm}$) deverá ser determinado para cada mês de apuração, “m”:

$$NICDE_{rm} = \max\left(0, \sum_{12m} CRCCE_{rm} - \sum_{12m} CCDE_{rm} \right)$$

Com relação ao perfil de consumo do agente, “r”, a Insuficiência de Contratação Especial do Perfil de Consumo do Agente ($PICDE_{rm}$) deverá ser determinada para cada mês de apuração, "m":

$PICDE_{rm} = \frac{NICDE_{rm}}{12} * PREFE_m$, onde $PREFE_m$ é o Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais, cujo cálculo será discutido mais a frente.

Até esta etapa, foi calculada apenas a penalidade referente à insuficiência de contratos de fontes incentivadas para a cobertura do consumo dos consumidores especiais. Os próximos passos são muito semelhantes aos anteriores, porém consideram agora apenas os consumos referentes aos consumidores livres e os contratos que não são de fontes incentivadas.

Consumo Livre Total do Agente Sujeito a Verificação de Insuficiência de Lastro ($TRCL_PNL_{srj}$):

$$TRCL_PNL_{srj} = \sum_{cr} \begin{bmatrix} \left[\left(\max\left(0, C_0_{ij}\right) * XP_CLF_j + \min\left(0, C_0_{ij}\right) + C_0L_{ij}\right) * CLOSSAF_i * \left(1 - PNL_F_{ij}\right) * \left(1 - CE_F_{ij}\right)\right] \\ + \left[\left(C_0_{ij} + C_0L_{ij}\right) * \left(1 - CLOSSAF_i\right) * \left(1 - PNL_F_{ij}\right) * \left(1 - CE_F_{ij}\right)\right] \end{bmatrix}$$

O termo

$$\left[\left(\max\left(0, C_0_{ij}\right) * XP_CLF_j + \min\left(0, C_0_{ij}\right) + C_0L_{ij}\right) * CLOSSAF_i * \left(1 - PNL_F_{ij}\right) * \left(1 - CE_F_{ij}\right)\right]$$

representa o consumo livre sujeito a perdas e o consumo livre isento de perdas já referenciados no centro de gravidade que estão sujeitos a comprovação da cobertura do consumo por contratos de energia – seja contratos de fontes convencionais ou de fontes incentivadas de energia.

O termo $\left[\left(C_0_{ij} + C_0L_{ij}\right) * \left(1 - CLOSSAF_i\right) * \left(1 - PNL_F_{ij}\right) * \left(1 - CE_F_{ij}\right)\right]$ representa o consumo livre dos pontos não participantes do rateio de perdas sujeito a comprovação da cobertura do consumo por contratos energia

Consumo Livre de Referência a ser Coberto por Contratos ($CRCCL_{rm}$):

$$CRCCL_{rm} = \sum_{sm} TRCL_PNL_{srj}$$

A variável $CRCCL_{rm}$ representa o consumo livre total do perfil de consumo do Agente, em todos os submercados, sujeito à penalidades em um determinado mês.

Cobertura do Consumo por Contratos de Fontes Convencionais do Agente ($CCDL_{rm}$):

$$CCDL_{rm} = \sum_{s}^{Comprador} \sum_{ers} \sum_{m} \left(CQ_{ej} * (1 - AC_F_e) * (1 - CQE_F_e) \right)$$

A variável $CCDL_{rm}$ representa o total de contratos de fontes convencionais de energia de compra, excluindo os contratos de auto-contratação do perfil de consumo do agente, em todos os submercados, em um determinado mês.

Nível de Insuficiência de Contratação para Consumo Livre do Perfil de Consumo do Agente ($NICDL_{rm}$):

$$NICDL_{rm} = \max\left(0, \sum_{12m} CRCCL_{rm} - \sum_{12m} CCDL_{rm} + SALCQE_{rm} \right)$$

O termo representa o total de contratos disponíveis para a cobertura do consumo livre do agente, formado pelo total de contratos de fontes convencionais de energia mais o saldo de contratos de fontes incentivados de energia, que sobraram da cobertura do consumo especial.

Insuficiência de Contratação Livre do Perfil de Consumo do Agente ($PICDL_{rm}$):

$PICDL_{rm} = \frac{NICDL_{rm}}{12} * PREF_m$, onde $PREF_m$ é o Preço de Referência para Penalização, cujo cálculo foi discutido no item 3.2.3.1ii.

ii. Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda de Energia – Comercializadoras

Para o cálculo de penalidade por insuficiência de lastro para venda de energia das comercializadoras, deve-se seguir a mesma metodologia utilizada para o cálculo da penalidade dos consumidores especiais, com a criação de sinalizadores para as variáveis de entrada relacionadas às fontes incentivadas.

Deve-se considerar a possibilidade do comercializador possuir garantias físicas próprias – de fontes convencionais e de fontes incentivadas – além dos seus contratos de compra. Deve-se

também considerar a possibilidade do comercializador possuir carga vinculada – cargas especiais e cargas livres – além dos contratos de venda.

Portanto, para o cálculo da penalidade por insuficiência de lastro de venda, são necessários três sinalizadores: sinalizador de contrato de fontes incentivadas (CQE_F_e), sinalizador de consumo de consumidor especial (CE_F_{ij}) e sinalizador de garantia física de fontes incentivadas (GE_F_p).

Acrônimo	***Descrição***
CQE_F_e	Sinalizador de Contrato de Fontes Incentivadas • CQE_Fe = 1 Se o Contrato, "e", for contrato de fontes incentivadas • CQE_Fe = 0 em caso contrário.
CE_F_{ij}	Sinalizador de Consumo de Consumidor Especial • CE_Fij = 1 Se no Período de Comercialização, "j", o Ponto de Medição de Consumo, "i", for referente a um consumidor especial. • CE_Fij = 0 em caso contrário.
GE_F_p	Sinalizador de Garantia Física de Fontes Incentivadas • GE_Fp = 1 Se a usina "p" for de fonte incentivada. • GE_Fp = 0 em caso contrário.

Já a garantia física de cada usina – independentemente de se tratar de fonte incentivada ou convencional – é definida conforme Portaria nº 303 da ANEEL, de 18 de novembro de 2004.

Primeiramente, deve-se contabilizar todos os contratos (de compra e venda) e as garantias físicas na carteira de contratos de fontes incentivadas. A somatória de todos os contratos de venda especiais e cargas especiais do comercializador deve ser lastreada pela sua carteira de contratos de fontes incentivadas – formada por todos os contratos de compra especiais, mais as garantias físicas próprias de fontes incentivadas.

Da mesma forma que no cálculo de penalidade dos consumidores especiais, se no momento do cálculo da insuficiência de lastro de venda especial for verificada uma sobra de lastro, esse saldo positivo deve ser considerado no momento de calcular a insuficiência de lastro

de venda livre, uma vez que, tanto para cargas livres quanto para contratos de venda livres, não há restrição de tipo de lastro.

Caso seja verificada a insuficiência de lastro de venda especial, o nível de insuficiência de lastro de venda especial deverá ser valorado ao mesmo Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais, já mencionado no item anterior.

Caso seja verificada a insuficiência de lastro de venda livre – considerando, inclusive, eventual saldo positivo de lastro especial – o nível de insuficiência de lastro de venda livre deverá ser valorado ao Preço de Referência para Penalização, calculado conforme prevê a Regra de Comercialização.

Como as cargas vinculadas ao comercializador já estão sendo consideradas no cálculo de penalidade por insuficiência de lastro de venda, como se fossem contratos de venda, não deve ser calculada a penalidade por insuficiência de cobertura de consumo de consumo, pois a mesma carga estaria sendo contabilizada em duplicidade.

iii. Sinalização de Aversão à Exposição de Curto Prazo

Mais importante do que implementar essas alterações nas equações algébricas é dar a sinalização correta de mercado para evitar exposições propositais aos preços de curto prazo por parte dos consumidores especiais e dos comercializadores com carteiras de contratos de fontes incentivadas. Não é necessário vincular as exposições dos consumidores especiais às distribuidoras, como o inicialmente proposto pela minuta de resolução posta em discussão na Audiência Pública 33/05, o que torna o mercado extremamente inflexível e não incentiva o desenvolvimento de fontes alternativas. Penalizando duramente tais exposições, o mercado força com que os consumidores especiais busquem a cobertura total do seu consumo com contratos de fontes incentivadas, o que não acontece se toda a sua exposição for absorvida pela distribuidora.

Para tanto, é necessário alterar o referencial de penalidade nesses casos, definindo um Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais. No caso de falta de lastro, o nível de exposição não deve ser valorado pelo maior valor entre o VR e a média ponderada dos PLD do mês, já que o VR é uma referência para preços de contratos de energia de fontes convencionais e não de fontes incentivadas. Neste caso, um possível valor seria o preço médio de aquisição de energia no PROINFA, proporcional à participação de cada fonte incentivada. Esse valor refletiria melhor os preços de contratos de fontes incentivadas de energia. A tabela 1 mostra os valores do PROINFA que podem ser utilizados como parâmetro [8]:

Tabela 1: Valores PROINFA

PROINFA – Valores Econômicos e Pisos			
		Valor Econômico (R$/MWh)	Piso (R$/MWh)
PCH		117,02	117,02–70% TMF
Eólica	FCR≤32,4%	204,35	150,45–90% TMF
	32,4%<FCR<41,9%	Curva	
	FCR≥41,9%	180,18	
Biomassa	Bagaço de Cana	93,77	83,58 – 50% TMF
	Casca de Arroz	103,20	
	Madeira	101,35	
	Biogás de Aterro	169,08	

Tarifa Média Nacional de Fornecimento – TMF: R$ 167,17/MWh
Fator de Capacidade de Referência FCR
Base: 01 de março de 2004

Para dar uma sinalização ainda mais contundente, é interessante utilizar um fator multiplicativo neste preço médio do PROINFA. Porém, apenas com o monitoramento do mercado será possível determinar o melhor fator multiplicador.

5.2.1.2 Simulação das Equações Algébricas Propostas

Uma vez que as equações algébricas não envolvem operações complexas, a simulação foi feita utilizando-se o programa Microsoft Excel. Além da simulação das equações algébricas propostas, foram analisadas também, as vantagens da complementaridade de fontes incentivadas.

i. Complementaridade de Fontes Incentivadas

Primeiramente, foi feita uma análise da complementaridade das fontes incentivadas. Para isso, foi montada uma carteira de contratos hipotética, com os dados de geração mensal de três empreendimentos reais e um empreendimento teórico, em três submercados diferentes:

- Usina Termoelétrica – Biomassa – bagaço de cana: Baia Formosa (RN) [11]
- Usina Termoelétrica – Biomassa – bagaço de cana: Santa Helena (SP) [11]
- PCH: Salto Mauá (PR) [12]
- Usina Eólica em Olinda[11] (PE)

A tabela 2 mostra a geração mensal e a geração média anual dos empreendimentos que formam a carteira de contrato de fontes incentivadas, a ser gerida por uma comercializadora. O gráfico 1 mostra os mesmos dados, de forma agregada.

---

[11] Não foram encontrados dados mensais de geração de uma usina eólica em operação comercial. Portanto, foram utilizados dados de medição de uma turbina real em teste, extrapolados para o caso de uma usina eólica com 30 turbinas iguais ao do teste.

Os dados de vento utilizados foram medidos pela UFPE (Centro Brasileiro de Energia Eólica) na área de testes de turbinas eólicas, localizada em Olinda – PE. Os valores típicos representativos dos parâmetros eólicos, velocidade média e fatores de Weibull referem-se a uma altura de 20m a.g.l. e foram calculados a partir de um registro (amostragem de 1Hz e integração a cada 60min) de três anos consecutivos com cerca de 90% dos dados válidos. A simulação foi realizada para uma turbina eólica Nordex S77 de potência nominal de 1.500kW, com torre de 80m de altura instalada no mesmo local das medições. Na simulação foram considerados os seguintes parâmetros: temperatura média de 27º C, disponibilidade para geração de 96% do tempo, expoente do perfil vertical de 0,15 e perdas devido à turbulência de 2%.

Tabela 2: Geração mensal dos empreendimentos pertencentes à carteira de contrato de fonte incentivada (MWmédio)

Empreendimento	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média anual
Baia Formosa (Biomassa)	23,2	16,2	0	0	0	0	0	0	23,2	23,2	23,2	23,2	11
Santa Helena (Biomassa)	0	0	0	0,8	18,5	19,1	19,6	19,6	19	17,9	15,9	0	10,9
Salto Mauá (PCH)	23,3	23,5	23,0	18,2	10,5	6,2	11,7	8,7	22,0	22,9	23,5	23,4	18,0
Olinda (Eólica)	7,0	9,5	6,0	6,1	10,3	10,3	12,8	13,7	12,6	10,7	9,1	8,9	9,8
Carteira de Contratos	53,5	49,1	29,0	25,0	39,3	35,6	43,7	42,0	76,8	74,7	71,6	55,5	49,6

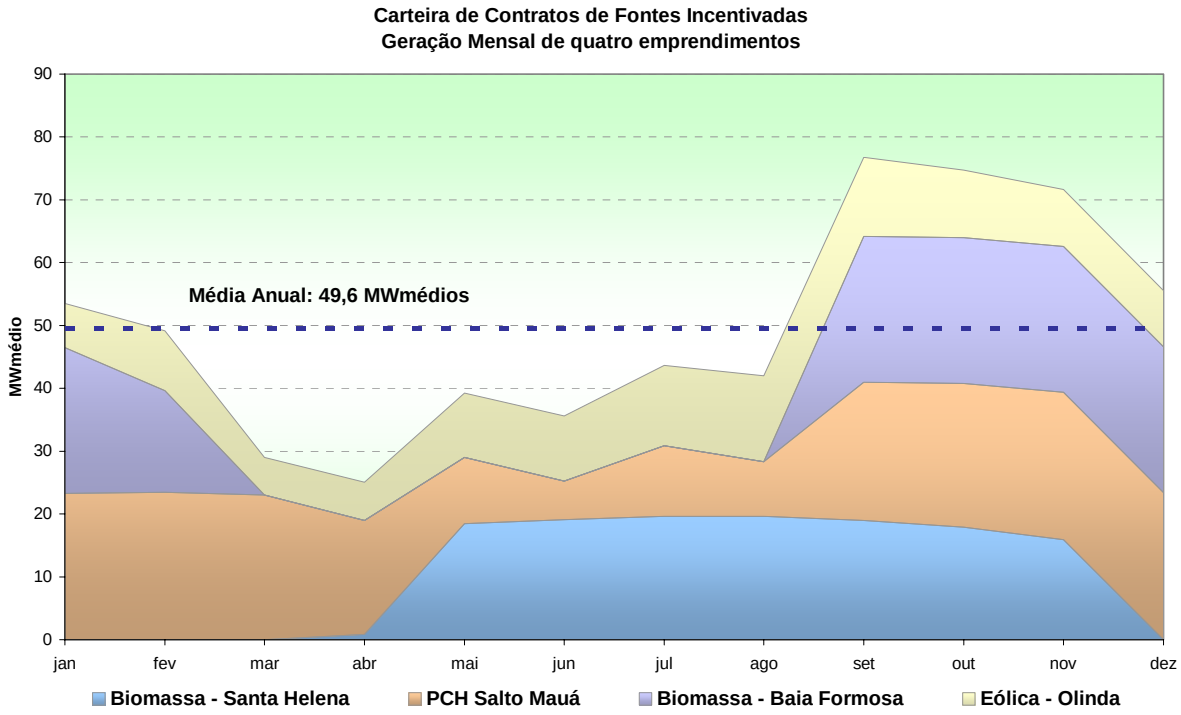

Gráfico 1: Gerações agregadas na carteira de contratos

Pode-se notar que, apesar de ainda haver uma grande variação da carteira resultante, esta é bem menor do que as variações de cada empreendimento individualmente. A usina de Baia

Formosa tem uma geração mensal que varia de 0% a 212% em relação a geração média anual; a usina de Santa Helena varia entre 0% e 179% da geração média anual, a PCH Salto Mauá varia entre 34% e 130% da geração média anual e a Usina Eólica de Olinda varia entre 61% e 140% da geração média anual. Já a carteira resultante varia entre 50% e 155% da média anual, o que torna a energia da carteira de contratos muito mais fácil de ser comercializada.

ii. Dados Utilizados na Simulação

Para a simulação da aplicação das equações algébricas de cálculo de penalidade por insuficiência de cobertura de consumo, foi considerado um agente fictício, formado por 5 pontos de consumo: um consumidor especial no submercado Sul, um consumidor especial e um consumidor livre no submercado Sudeste, um consumidor especial no submercado Nordeste e um consumidor livre no submercado Norte. As curvas de consumo, apesar de representarem unidades fictícias, são baseadas em consumidores reais.

Os gráficos 2 a 6 mostram o consumo mensal de cada unidade nos anos de 2005 e 2006.

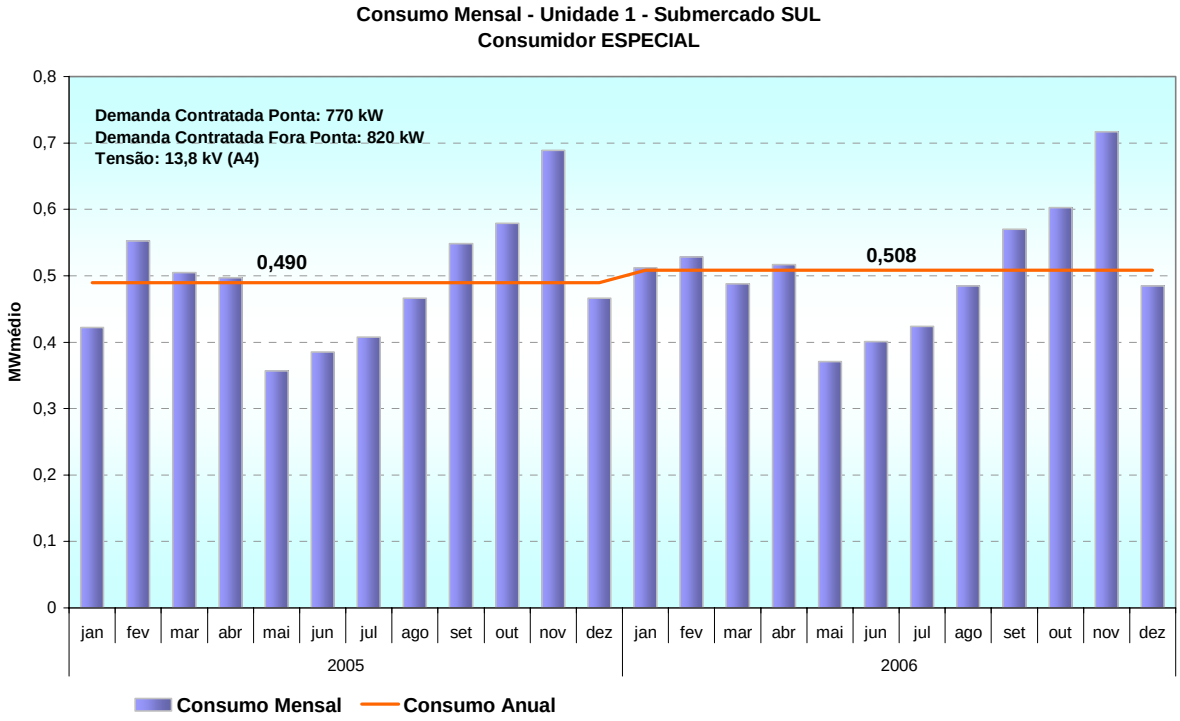

Gráfico 2: Consumo unidade 1

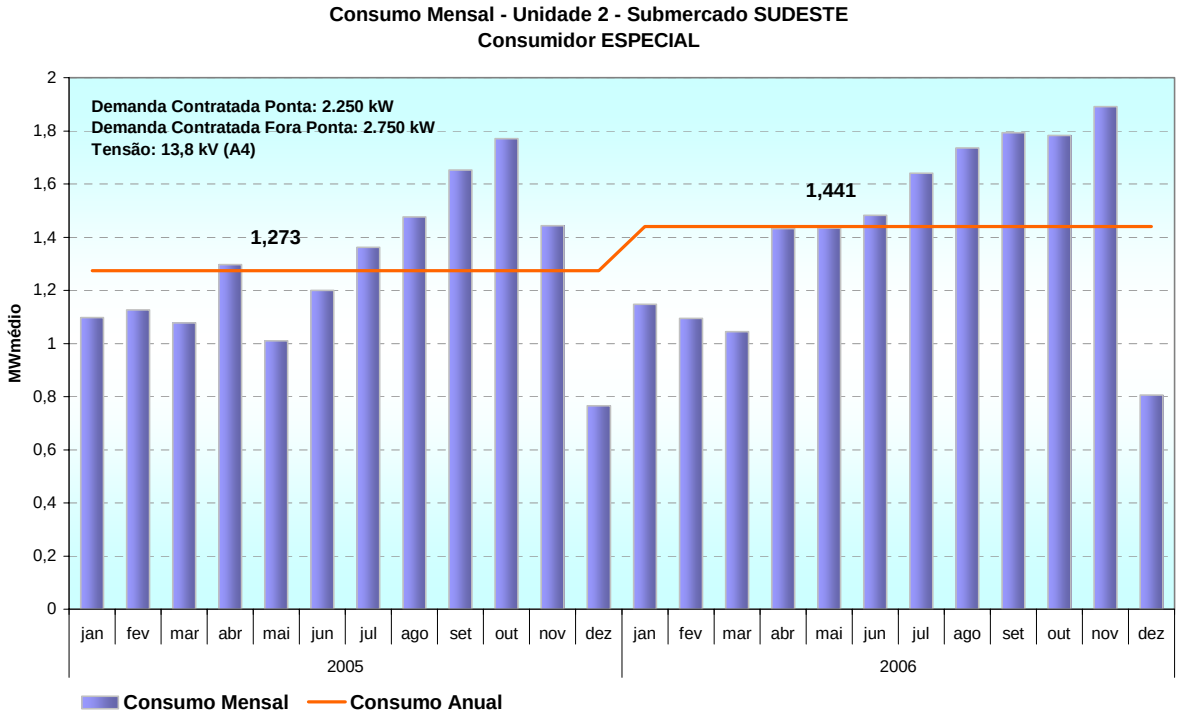

Gráfico 3: Consumo unidade 2

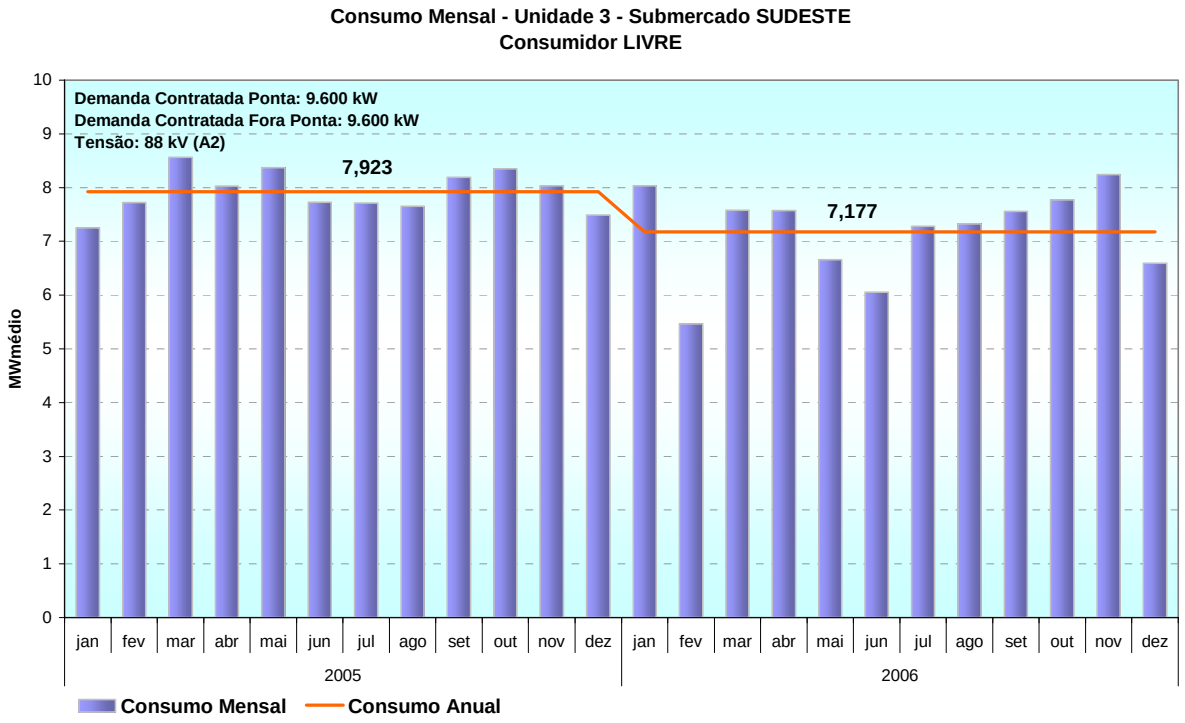

Gráfico 4: Consumo unidade 3

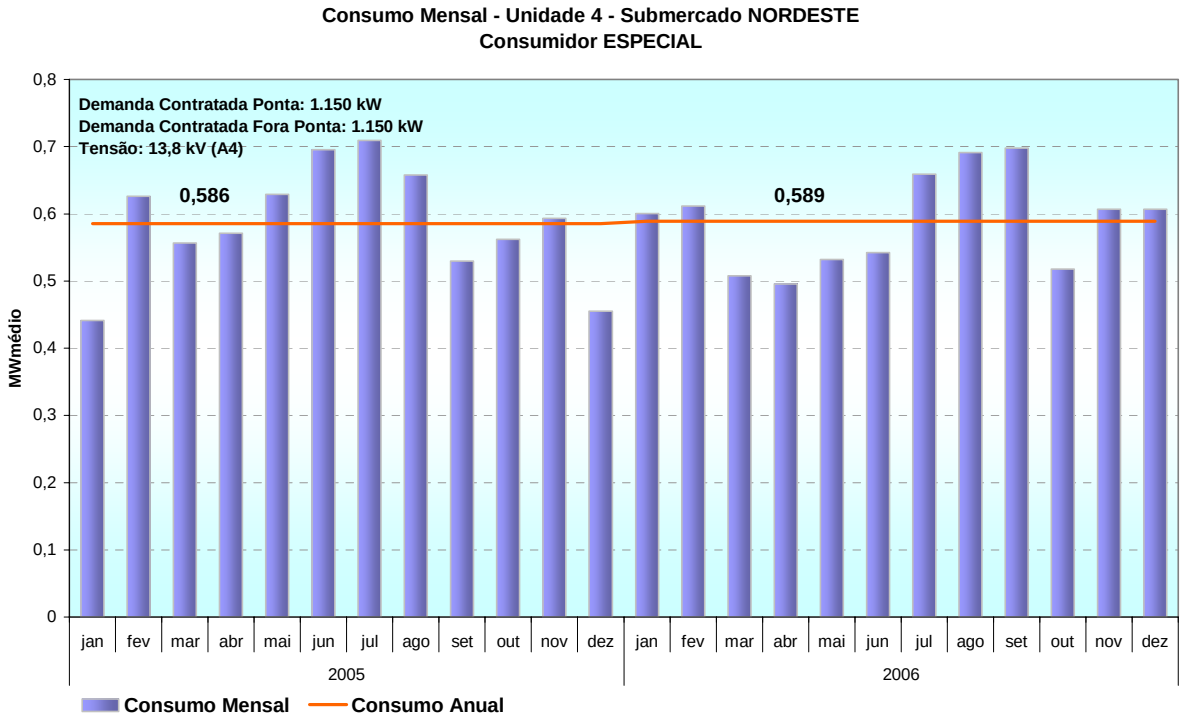

Gráfico 5: Consumo unidade 4

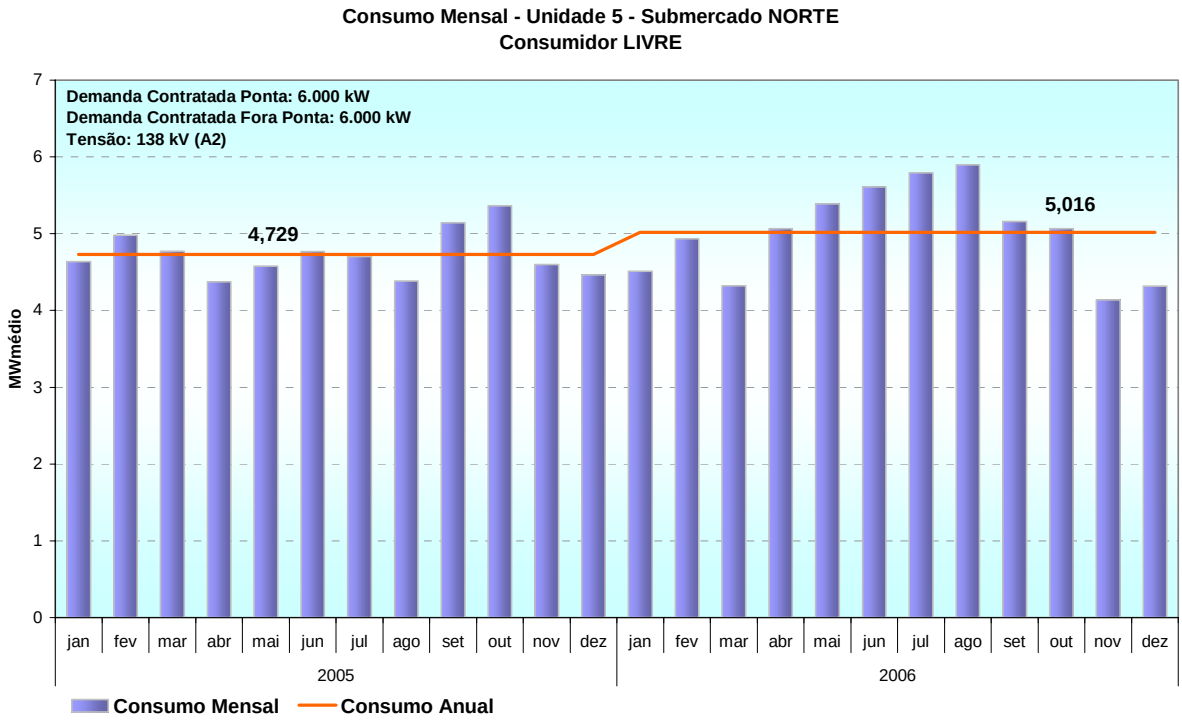

Gráfico 6: Consumo unidade 5

A cobertura do consumo deste agente é feita por seis contratos: um contrato de fonte incentivada no submercado Sul, um contrato de fonte incentivada e um contrato de fonte convencional no submercado Sudeste, dois contratos de fonte incentivada no submercado Nordeste e um contrato de fonte convencional no submercado Norte.

Os gráficos 7 a 10 a seguir apresentam os dados de consumo e contrato por submercado. Os valores de consumo apresentados já estão acrescidos de um fator de perdas na Rede Básica de 2,7%. Pode-se notar que, por submercado, o nível de contratação está bem próximo ao consumo, sendo que em apenas poucos meses existe uma diferença maior. Portanto, trata-se de um agente que não fica exposto propositalmente, o que acarretaria num aumento de risco do setor. Em média, a cobertura contratual especial deste agente foi de 99,96%, enquanto a cobertura contratual livre foi de 99,97%, considerando todos os submercados agregados.

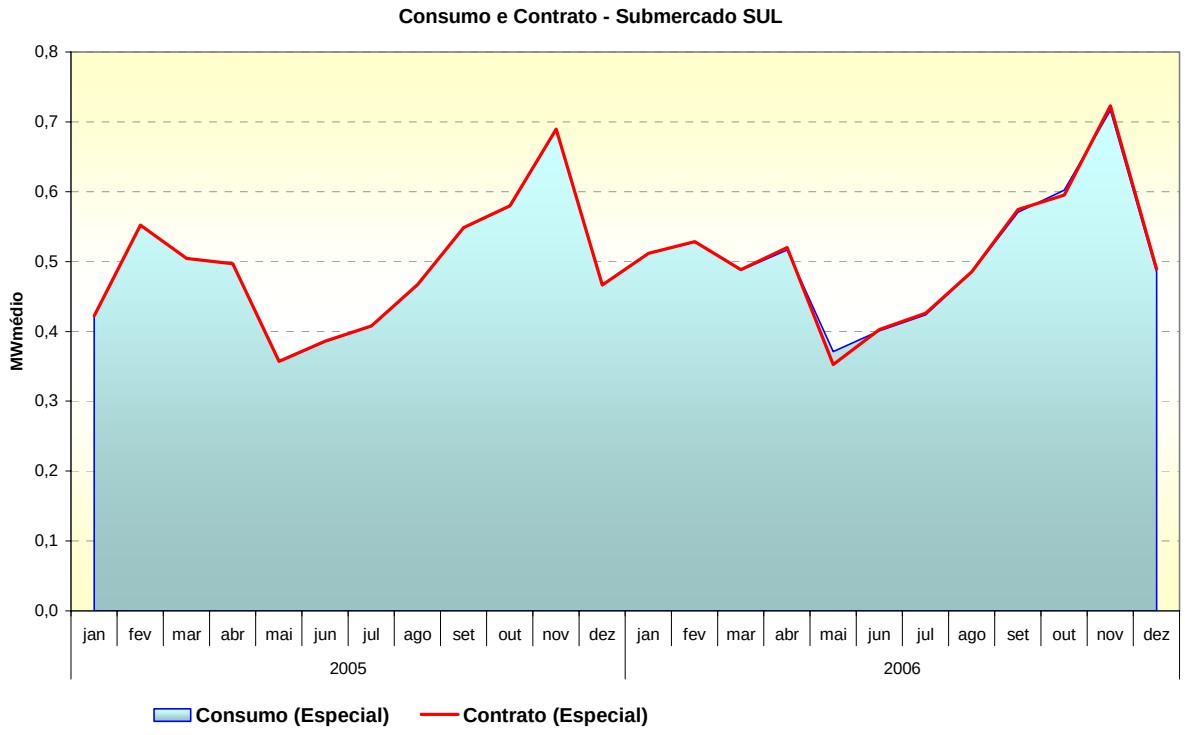

Gráfico 7: Consumo X Contrato – SUL

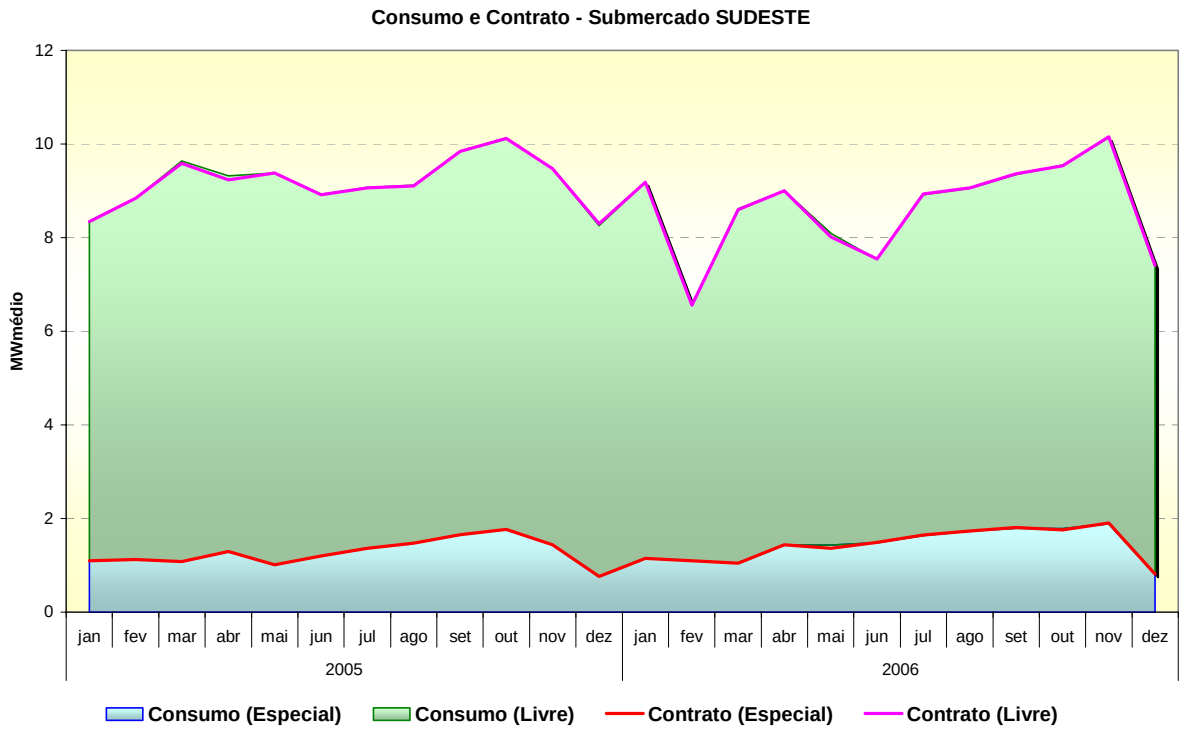

Gráfico 8: Consumo X Contrato – SUDESTE

No gráfico 8 é importante notar que o consumo especial e o contrato especial devem ser considerados na base, pois a cobertura de consumo especial é verificada primeiro.

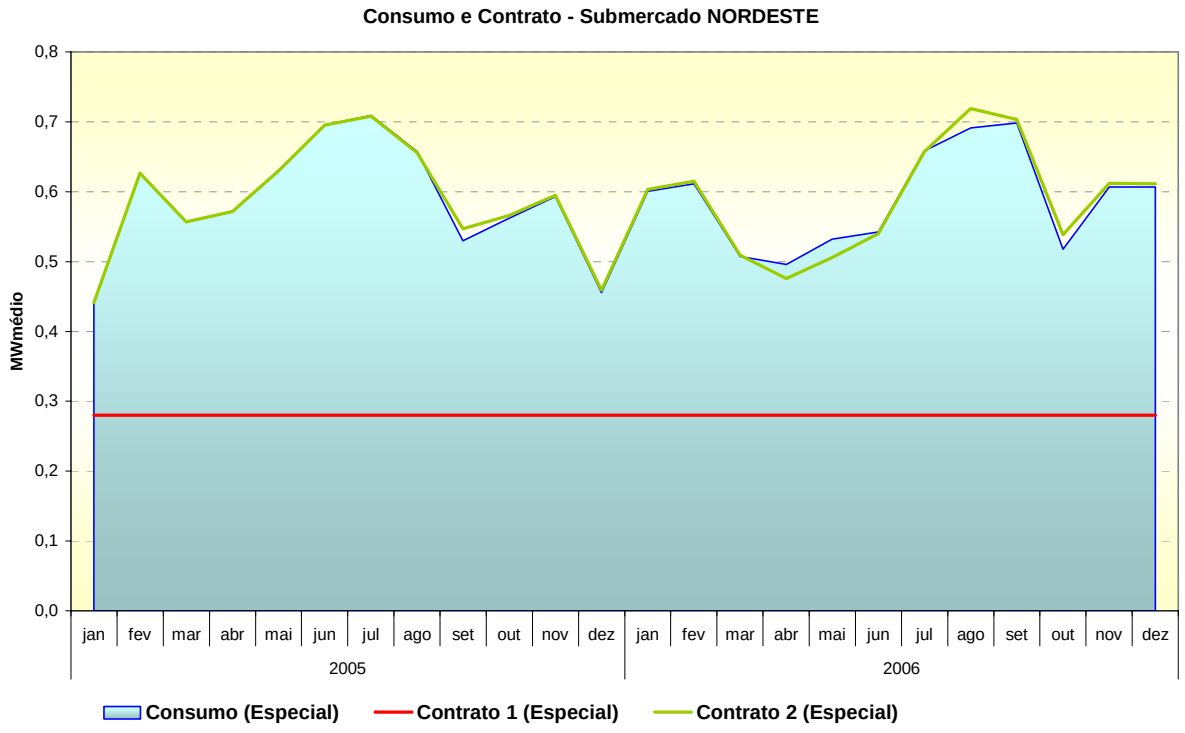

Gráfico 9: Consumo X Contrato – NORDESTE

No gráfico 9, vale notar que os contratos não necessariamente devem seguir o consumo. O Contrato 1, por exemplo, é um contrato flat, sendo que o Contrato 2 tem claramente uma função de complementação do consumo.

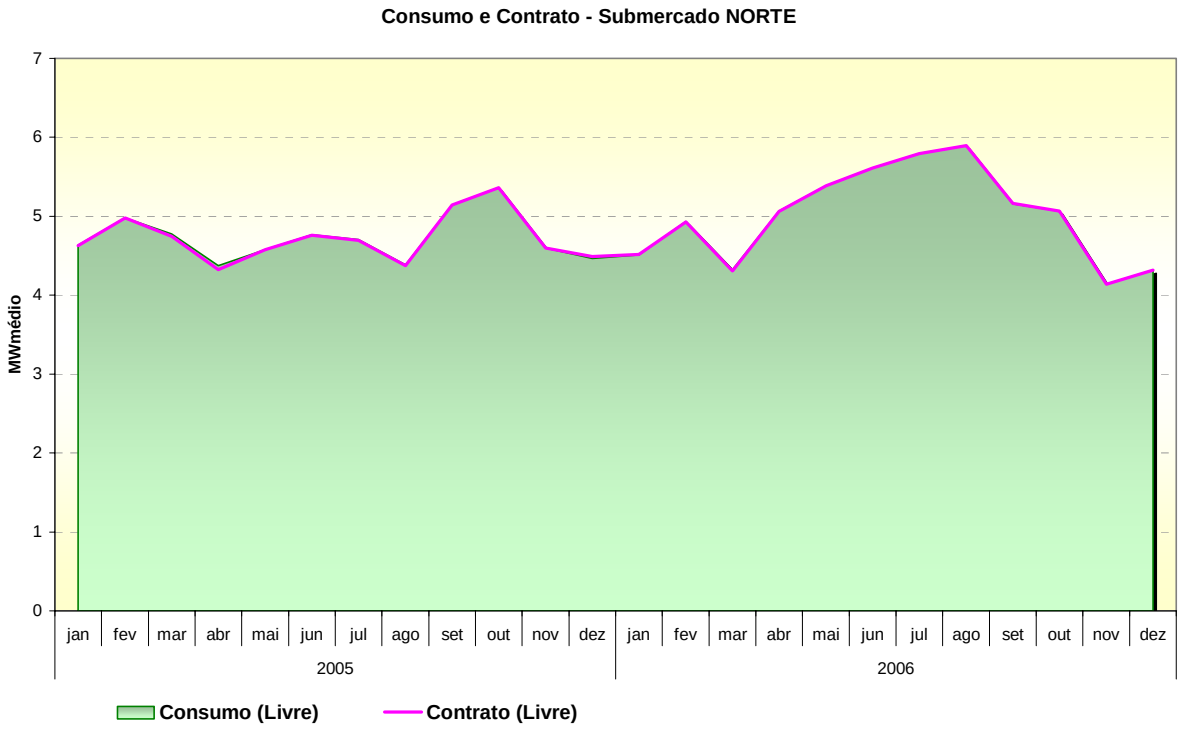

Gráfico 10: Consumo X Contrato – NORTE

O gráfico 11 mostra a consolidação dos submercados, apresentando um balanço de consumo versus contrato total. Novamente, vale notar que tanto o consumo especial quanto o contrato especial estão na base do balanço.

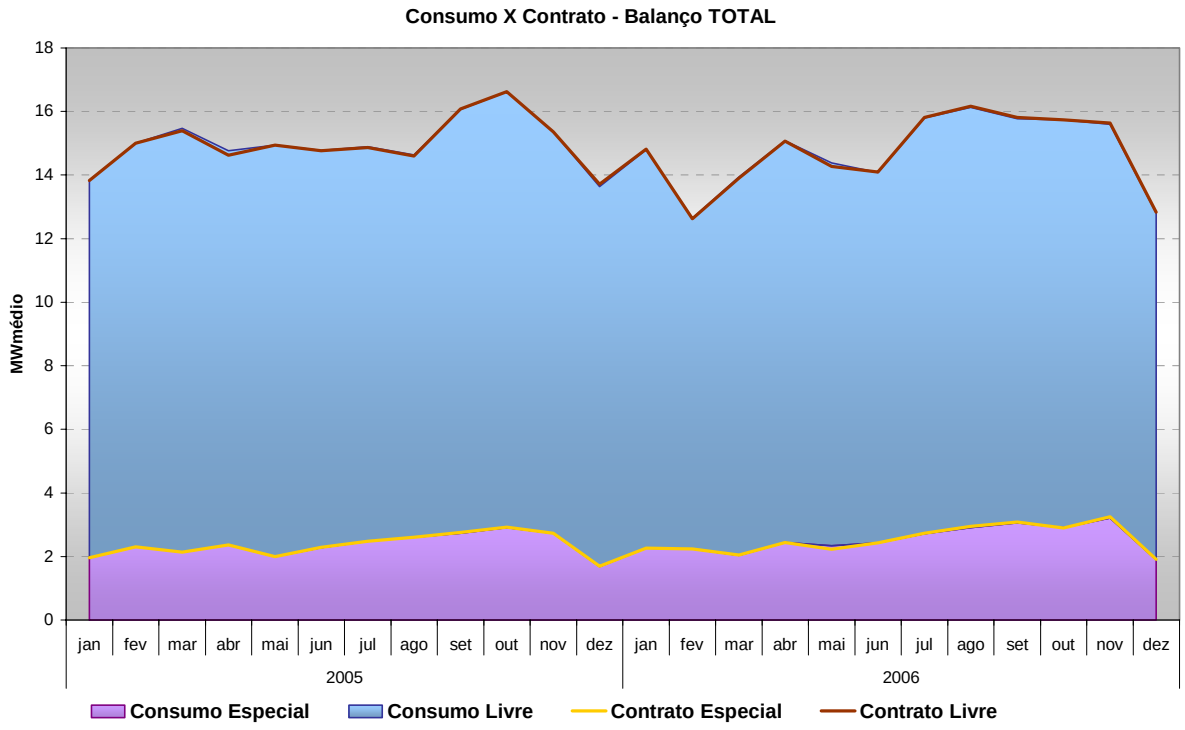

Gráfico 11: Balanço total - Consumo X Contrato de todos os submercados

As tabelas 3 e 4 apresentam, respectivamente, os dados mensais de consumo e contrato utilizados na simulação do cálculo de penalidade.

Tabela 3: Consumo mensal por unidade (MWh)

		Sul	Sudeste		Nordeste	Norte	Consumo Total	
		Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5		
		Especial	Especial	Livre	Especial	Livre	Especial	Livre
2005	jan	314	816	5396	328	3447	1458	8843
	fev	371	757	5186	421	3346	1549	8532
	mar	375	802	6370	414	3552	1591	9922
	abr	358	934	5779	411	3147	1703	8926
	mai	265	751	6229	468	3406	1485	9635
	jun	277	864	5565	501	3432	1642	8997
	jul	303	1013	5739	528	3499	1844	9238
	ago	347	1098	5692	489	3263	1934	8955
	set	395	1190	5895	381	3702	1967	9597
	out	431	1317	6209	418	3988	2166	10197
	nov	496	1039	5783	427	3309	1962	9092
	dez	347	569	5572	339	3320	1255	8892

		Sul	Sudeste		Nordeste	Norte	Consumo Total	
		Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5		
		Especial	Especial	Livre	Especial	Livre	Especial	Livre
2006	jan	381	854	5976	447	3356	1681	9332
	fev	355	736	3674	411	3316	1501	6990
	mar	363	777	5637	377	3215	1518	8852
	abr	372	1032	5449	357	3646	1761	9095
	mai	276	1067	4953	396	4008	1739	8960
	jun	289	1067	4357	391	4038	1746	8395
	jul	315	1220	5417	490	4309	2026	9726
	ago	361	1291	5449	514	4385	2166	9834
	set	411	1291	5439	503	3715	2204	9153
	out	448	1327	5782	385	3768	2160	9551
	nov	516	1362	5937	437	2979	2315	8915
	dez	361	599	4905	451	3211	1411	8115

Tabela 4: Valores Mensais Contratados (MWh)

		Sul	Sudeste		Nordeste		Norte	Total Contratado	
		Contrato 1	Contrato 2	Contrato 3	Contrato 4	Contrato 5	Contrato 6		
		Especial	Especial	Livre	Especial	Especial	Livre	Especial	Livre
2005	jan	314	816	5391	208	120	3443	1459	8834
	fev	371	757	5185	188	233	3345	1549	8530
	mar	375	802	6332	208	206	3530	1592	9863
	abr	358	934	5714	202	210	3112	1704	8826
	mai	266	752	6227	208	260	3405	1486	9633
	jun	278	865	5560	202	299	3428	1643	8988
	jul	303	1014	5727	208	318	3492	1844	9219
	ago	347	1099	5675	208	279	3253	1934	8928
	set	395	1191	5896	202	192	3703	1980	9599
	out	431	1318	6209	208	213	3988	2171	10198
	nov	496	1040	5785	202	227	3310	1965	9095
	dez	347	570	5605	208	133	3340	1258	8945
2006	jan	381	854	5981	208	241	3358	1684	9339
	fev	355	736	3670	188	225	3313	1505	6983
	mar	363	778	5620	208	170	3205	1520	8826
	abr	374	1038	5445	202	141	3644	1755	9089
	mai	262	1014	4953	208	168	4008	1652	8961
	jun	290	1073	4357	202	187	4038	1751	8396
	jul	317	1228	5418	208	281	4309	2034	9727
	ago	361	1292	5451	208	326	4387	2188	9838
	set	414	1302	5443	202	305	3718	2222	9161
	out	443	1311	5785	208	192	3770	2154	9554
	nov	521	1375	5939	202	239	2980	2336	8918
	dez	364	604	4907	208	247	3212	1423	8119

iii. Implementação da Simulação

As equações algébricas implementadas no simulador podem ser divididas em duas categorias: as que determinam os valores de consumo e contratos mensais e as que determinam o nível de cobertura de consumo e, consequentemente, a penalidade a ser aplicada a cada mês.

Os objetivos da simulação eram: (i) verificar se os sinalizadores de fontes incentivadas conseguiam rastrear os contratos e as cargas especiais, separando-os dos contratos e cargas livres – o que é feito pelas equações algébricas da primeira categoria, e (ii) verificar a sensibilidade da penalidade em relação ao fator de ajuste proposto no item 5.2.1.1 iii – feito pelas equações algébricas da segunda categoria.

Para verificar a eficácia dos sinalizadores na separação dos contratos e cargas especiais dos contratos e cargas livres não era necessário simular todos os 24 meses considerados na simulação. Portanto, as seguintes variáveis foram simuladas apenas para junho de 2005 (mês escolhido aleatoriamente):

- TRCE_PNLsrj – Consumo especial total do agente sujeito a verificação de insuficiência de lastro;
- CRCCErm – Consumo especial de referência a ser coberto por contratos;
- CCDErm – Cobertura do consumo por contratos de fontes incentivadas do agente;
- TRCL_PNLsrj – Consumo livre total do agente sujeito a verificação de insuficiência de lastro;
- $CRCCL_{rm}$ – Consumo livre de referência a ser coberto por contratos; e
- $CCDL_{rm}$ – Cobertura do consumo por contratos de fontes convencionais do agente.

Todas essas variáveis exigem dados de entrada por semana por patamar de carga. Como as variações de consumo e contrato dentro do mês não influenciam na penalidade calculada, para

a simulação foram considerados consumos e contratos distribuídos uniformemente entre os patamares semanais (*flat*). Também foi considerado que as perdas em todos os patamares de carga, em todas as semanas e em todos os submercados foram de 2,7%.

Para auxiliar na visualização da simulação, foi utilizado o padrão de cores apresentado na figura 17.

	Dados de Entrada
	Sinalizadores - assumem apenas os valores 0 e 1
	Valores calculados referentes a energia de fonte incentivada
	Valores calculados referentes a energia de fonte convencional

Figura 17: Legenda de cores utilizadas na simulação

As figuras 18 a 21 apresentam os dados de entrada e o resultado do cálculo das variáveis $TRCE_PNL_{srj}$ e $TRCL_PNL_{srj}$ no mês de junho de 2005 para todas as unidades de consumo.

SUBMERCADO SUL									
		UNIDADE 1							
		C_0ij	XP_CLFj	C_0Lij	CLOSSAFi	PNL_Fij	CE_Fij	TRCE_PNLsrj	TRCL_PNLsrj
Semana 1	Leve	7,879	1,027	0	1	0	1	8,092	-
	Médio	15,758	1,027	0	1	0	1	16,184	-
	Pesado	3,377	1,027	0	1	0	1	3,468	-
Semana 2	Leve	22,887	1,027	0	1	0	1	23,505	-
	Médio	33,392	1,027	0	1	0	1	34,294	-
	Pesado	6,754	1,027	0	1	0	1	6,936	-
Semana 3	Leve	22,887	1,027	0	1	0	1	23,505	-
	Médio	33,392	1,027	0	1	0	1	34,294	-
	Pesado	6,754	1,027	0	1	0	1	6,936	-
Semana 4	Leve	22,887	1,027	0	1	0	1	23,505	-
	Médio	33,392	1,027	0	1	0	1	34,294	-
	Pesado	6,754	1,027	0	1	0	1	6,936	-
Semana 5	Leve	20,261	1,027	0	1	0	1	20,808	-
	Médio	28,140	1,027	0	1	0	1	28,899	-
	Pesado	5,628	1,027	0	1	0	1	5,780	-

Figura 18: Primeira etapa simulação - carga SUL

SUBMERCADO SUDESTE									
UNIDADE 2									
		C_0ij	XP_CLFj	C_0Lij	CLOSSAFi	PNL_Fij	CE_Fij	TRCE_PNLsrj	TRCL_PNLsrj
Semana 1	Leve	24,535	1,027	0	1	0	1	25,197	-
	Médio	49,070	1,027	0	1	0	1	50,395	-
	Pesado	10,515	1,027	0	1	0	1	10,799	-
Semana 2	Leve	71,268	1,027	0	1	0	1	73,193	-
	Médio	103,982	1,027	0	1	0	1	106,789	-
	Pesado	21,030	1,027	0	1	0	1	21,598	-
Semana 3	Leve	71,268	1,027	0	1	0	1	73,193	-
	Médio	103,982	1,027	0	1	0	1	106,789	-
	Pesado	21,030	1,027	0	1	0	1	21,598	-
Semana 4	Leve	71,268	1,027	0	1	0	1	73,193	-
	Médio	103,982	1,027	0	1	0	1	106,789	-
	Pesado	21,030	1,027	0	1	0	1	21,598	-
Semana 5	Leve	63,090	1,027	0	1	0	1	64,793	-
	Médio	87,625	1,027	0	1	0	1	89,991	-
	Pesado	17,525	1,027	0	1	0	1	17,998	-
UNIDADE 3									
		C_0ij	XP_CLFj	C_0Lij	CLOSSAFi	PNL_Fij	CE_Fij	TRCE_PNLsrj	TRCL_PNLsrj
Semana 1	Leve	158,055	1,027	0	1	0	0	-	162,322
	Médio	316,109	1,027	0	1	0	0	-	324,644
	Pesado	67,738	1,027	0	1	0	0	-	69,567
Semana 2	Leve	459,111	1,027	0	1	0	0	-	471,507
	Médio	669,851	1,027	0	1	0	0	-	687,937
	Pesado	135,475	1,027	0	1	0	0	-	139,133
Semana 3	Leve	459,111	1,027	0	1	0	0	-	471,507
	Médio	669,851	1,027	0	1	0	0	-	687,937
	Pesado	135,475	1,027	0	1	0	0	-	139,133
Semana 4	Leve	459,111	1,027	0	1	0	0	-	471,507
	Médio	669,851	1,027	0	1	0	0	-	687,937
	Pesado	135,475	1,027	0	1	0	0	-	139,133
Semana 5	Leve	406,426	1,027	0	1	0	0	-	417,400
	Médio	564,481	1,027	0	1	0	0	-	579,722
	Pesado	112,896	1,027	0	1	0	0	-	115,944

Figura 19: Primeira etapa simulação - carga SUDESTE

SUBMERCADO NORDESTE									
UNIDADE 4									
		C_0ij	XP_CLFj	C_0Lij	CLOSSAFi	PNL_Fij	CE_Fij	TRCE_PNLsrj	TRCL_PNLsrj
Semana 1	Leve	14,216	1,027	0	1	0	1	14,599	-
	Médio	28,431	1,027	0	1	0	1	29,199	-
	Pesado	6,092	1,027	0	1	0	1	6,257	-
Semana 2	Leve	41,293	1,027	0	1	0	1	42,408	-
	Médio	60,247	1,027	0	1	0	1	61,873	-
	Pesado	12,185	1,027	0	1	0	1	12,514	-
Semana 3	Leve	41,293	1,027	0	1	0	1	42,408	-
	Médio	60,247	1,027	0	1	0	1	61,873	-
	Pesado	12,185	1,027	0	1	0	1	12,514	-
Semana 4	Leve	41,293	1,027	0	1	0	1	42,408	-
	Médio	60,247	1,027	0	1	0	1	61,873	-
	Pesado	12,185	1,027	0	1	0	1	12,514	-
Semana 5	Leve	36,554	1,027	0	1	0	1	37,541	-
	Médio	50,770	1,027	0	1	0	1	52,140	-
	Pesado	10,154	1,027	0	1	0	1	10,428	-

Figura 20: Primeira etapa simulação - carga NORDESTE

SUBMERCADO NORTE									
UNIDADE 5									
		C_0ij	XP_CLFj	C_0Lij	CLOSSAFi	PNL_Fij	CE_Fij	TRCE_PNLsrj	TRCL_PNLsrj
	Leve	97,457	1,027	0	1	0	0	-	100,088
Semana 1	Médio	194,913	1,027	0	1	0	0	-	200,176
	Pesado	41,767	1,027	0	1	0	0	-	42,895
	Leve	283,088	1,027	0	1	0	0	-	290,731
Semana 2	Médio	413,030	1,027	0	1	0	0	-	424,182
	Pesado	83,534	1,027	0	1	0	0	-	85,790
	Leve	283,088	1,027	0	1	0	0	-	290,731
Semana 3	Médio	413,030	1,027	0	1	0	0	-	424,182
	Pesado	83,534	1,027	0	1	0	0	-	85,790
	Leve	283,088	1,027	0	1	0	0	-	290,731
Semana 4	Médio	413,030	1,027	0	1	0	0	-	424,182
	Pesado	83,534	1,027	0	1	0	0	-	85,790
	Leve	250,603	1,027	0	1	0	0	-	257,369
Semana 5	Médio	348,059	1,027	0	1	0	0	-	357,457
	Pesado	69,612	1,027	0	1	0	0	-	71,491

Figura 21: Primeira etapa simulação - carga NORTE

Pode-se verificar que o sinalizador de consumo especial CE_F_{ij} separa corretamente o consumo especial do consumo livre, indicando que a implementação desse sinalizador atende aos requisitos necessários.

As figuras 22 a 25 apresentam os dados de entrada e o resultado do cálculo das variáveis $CCDE_{rm}$ e $CCDL_{rm}$ no mês de junho de 2005 para todos os contratos registrados.

SUBMERCADO SUL						
CONTRATO 1						
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
	Leve	8,098	0	1	8,098	-
Semana 1	Médio	16,197	0	1	16,197	-
	Pesado	3,471	0	1	3,471	-
	Leve	23,524	0	1	23,524	-
Semana 2	Médio	34,321	0	1	34,321	-
	Pesado	6,941	0	1	6,941	-
	Leve	23,524	0	1	23,524	-
Semana 3	Médio	34,321	0	1	34,321	-
	Pesado	6,941	0	1	6,941	-
	Leve	23,524	0	1	23,524	-
Semana 4	Médio	34,321	0	1	34,321	-
	Pesado	6,941	0	1	6,941	-
	Leve	20,824	0	1	20,824	-
Semana 5	Médio	28,923	0	1	28,923	-
	Pesado	5,785	0	1	5,785	-

Figura 22: Primeira etapa simulação - contrato SUL

SUBMERCADO SUDESTE						
CONTRATO 2						
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
Semana 1	Leve	25,218	0	1	25,218	-
	Médio	50,435	0	1	50,435	-
	Pesado	10,808	0	1	10,808	-
Semana 2	Leve	73,251	0	1	73,251	-
	Médio	106,875	0	1	106,875	-
	Pesado	21,615	0	1	21,615	-
Semana 3	Leve	73,251	0	1	73,251	-
	Médio	106,875	0	1	106,875	-
	Pesado	21,615	0	1	21,615	-
Semana 4	Leve	73,251	0	1	73,251	-
	Médio	106,875	0	1	106,875	-
	Pesado	21,615	0	1	21,615	-
Semana 5	Leve	64,845	0	1	64,845	-
	Médio	90,063	0	1	90,063	-
	Pesado	18,013	0	1	18,013	-
CONTRATO 3						
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
Semana 1	Leve	162,160	0	0	-	162,160
	Médio	324,320	0	0	-	324,320
	Pesado	69,497	0	0	-	69,497
Semana 2	Leve	471,036	0	0	-	471,036
	Médio	687,249	0	0	-	687,249
	Pesado	138,994	0	0	-	138,994
Semana 3	Leve	471,036	0	0	-	471,036
	Médio	687,249	0	0	-	687,249
	Pesado	138,994	0	0	-	138,994
Semana 4	Leve	471,036	0	0	-	471,036
	Médio	687,249	0	0	-	687,249
	Pesado	138,994	0	0	-	138,994
Semana 5	Leve	416,982	0	0	-	416,982
	Médio	579,142	0	0	-	579,142
	Pesado	115,828	0	0	-	115,828

Figura 23: Primeira etapa simulação - contrato SUDESTE

SUBMERCADO NORDESTE						
CONTRATO 4						
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
Semana 1	Leve	5,880	0	1	5,880	-
	Médio	11,760	0	1	11,760	-
	Pesado	2,520	0	1	2,520	-
Semana 2	Leve	17,080	0	1	17,080	-
	Médio	24,920	0	1	24,920	-
	Pesado	5,040	0	1	5,040	-
Semana 3	Leve	17,080	0	1	17,080	-
	Médio	24,920	0	1	24,920	-
	Pesado	5,040	0	1	5,040	-
Semana 4	Leve	17,080	0	1	17,080	-
	Médio	24,920	0	1	24,920	-
	Pesado	5,040	0	1	5,040	-
Semana 5	Leve	15,120	0	1	15,120	-
	Médio	21,000	0	1	21,000	-
	Pesado	4,200	0	1	4,200	-
CONTRATO 5						
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
Semana 1	Leve	8,725	0	1	8,725	-
	Médio	17,450	0	1	17,450	-
	Pesado	3,739	0	1	3,739	-
Semana 2	Leve	25,345	0	1	25,345	-
	Médio	36,978	0	1	36,978	-
	Pesado	7,479	0	1	7,479	-
Semana 3	Leve	25,345	0	1	25,345	-
	Médio	36,978	0	1	36,978	-
	Pesado	7,479	0	1	7,479	-
Semana 4	Leve	25,345	0	1	25,345	-
	Médio	36,978	0	1	36,978	-
	Pesado	7,479	0	1	7,479	-
Semana 5	Leve	22,436	0	1	22,436	-
	Médio	31,161	0	1	31,161	-
	Pesado	6,232	0	1	6,232	-

Figura 24: Primeira etapa simulação - contrato NORDESTE

SUBMERCADO NORTE						
		CONTRATO 6				
		CQej	AC_Fe	CQE_Fe	CCDErm	CCDLrm
	Leve	99,988	0	0	-	99,988
Semana 1	Médio	199,976	0	0	-	199,976
	Pesado	42,852	0	0	-	42,852
	Leve	290,441	0	0	-	290,441
Semana 2	Médio	423,758	0	0	-	423,758
	Pesado	85,704	0	0	-	85,704
	Leve	290,441	0	0	-	290,441
Semana 3	Médio	423,758	0	0	-	423,758
	Pesado	85,704	0	0	-	85,704
	Leve	290,441	0	0	-	290,441
Semana 4	Médio	423,758	0	0	-	423,758
	Pesado	85,704	0	0	-	85,704
	Leve	257,111	0	0	-	257,111
Semana 5	Médio	357,099	0	0	-	357,099
	Pesado	71,420	0	0	-	71,420

Figura 25: Primeira etapa simulação - contrato NORTE

Também para o sinalizador de contrato especial CQE_F_e pode-se verificar que este separa corretamente os contratos especiais dos contratos livres, indicando que a implementação desse sinalizador atende aos requisitos necessários.

Considerando o cálculo da penalidade para todos os submercados agregados, temos que as variáveis $CRCCE_{rm}$, $CCDE_{rm}$, $CRCCL_{rm}$ e $CCDL_{rm}$ assumem os seguintes valores para junho de 2005:

$CRCCE_{rm}$ 1.641,896 MWh
$CCDE_{rm}$ 1.643,009 MWh
$CRCCL_{rm}$ 8.996,915 MWh
$CCDL_{rm}$ 8.987,918 MWh

Para a próxima etapa de simulação, os valores das variáveis $CRCCE_{rm}$, $CCDE_{rm}$, $CRCCL_{rm}$ e $CCDL_{rm}$ foram consideradas dados de entrada, conforme os valores apresentados nas tabelas 3 e 4, e não mais calculados mensalmente, uma vez que a eficácia dos sinalizadores de consumo e carga especiais já havia sido verificada.

Devido à recente decisão da CCEE de separar as cargas de um mesmo agente que estivessem em submercados diferentes em agentes separados, mesmo isso ainda não estando previsto nas equações algébricas vigentes nas Regras de Comercialização 2006, foi feito um estudo do impacto dessa nova condição para os agentes. Para tanto, foram calculadas as penalidades considerando os consumos e os contratos de todos os submercados agregados e a soma das penalidades calculadas separadamente por submercado.

Além disso, na segunda etapa da simulação foi analisada a sensibilidade do valor das penalidades a serem pagas pelo agente em relação ao fator de ajuste do Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais.

Primeiramente, foi estipulado qual seria o valor do Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais – $PREFE_m$. A metodologia de cálculo do $PREFE_m$ adotada foi a média ponderada dos preços de venda de cada fonte no PROINFA – $V_{Proinfa}$ – multiplicada por uma Fator de Ajuste – $FA_{Proinfa}$.

$$PREFE_m = V_{Proinfa} \cdot FA_{Proinfa}$$

	MW	R$/MWh
Biomassa[12]	995,25	93,77
PCH	1.924,17	117,02
Eólica	3.681,58	204,35
$V_{Proinfa}$	162,22 R$/MWh	

As penalidades foram calculadas a partir de janeiro de 2006 até dezembro de 2006, considerando sempre a exposição dos últimos 12 meses. Os valores do Preço de Referência para Penalização – $PREF_m$ – e do Valor de Referência – VR – utilizados na simulação foram os valores reais utilizados na contabilização da CCEE e são apresentados na tabela 5.

[12] O valor em R$/MWh da Biomassa considerado foi o referente ao bagaço de cana, por este ser o combustível de maior relevância atualmente.

Tabela 5: Valores Mensais – $PREF_m$ e VR

Mês	$PREF_m$	VR
jan	26,71	69,98
fev	54,48	69,98
mar	31,52	69,98
abr	20,04	69,98
mai	44,89	69,98
jun	60,37	69,98
jul	82,5	69,98
ago	97,58	69,98
set	115,89	69,98
out	85,6	69,98
nov	72,53	69,98
dez[13]	58,75	69,98

Inicialmente, foi feito o cálculo da penalidade por mês considerando todos os submercados agregados. O valores das variáveis $NICDE_{rm}$ e $NICDL_{rm}$, que representam, respectivamente, os níveis de insuficiência de cobertura de consumo especial e de cobertura livre, são apresentados na figura 26. A figura 27 mostra os valores mensais da variável $SALCQE_{rm}$, que representam o saldo de contrato especial excedente utilizado para abater a exposição de consumo livre.

		NICDErm	NICDLrm
2006	JAN	-	140,743
	FEV	-	121,713
	MAR	-	124,162
	ABR	-	89,774
	MAI	-	2,001
	JUN	60,491	26,141
	JUL	56,778	16,641
	AGO	48,542	-
	SET	26,177	-
	OUT	21,700	-
	NOV	31,914	-
	DEZ	13,589	-

Figura 26: Níveis de insuficiência de cobertura de consumo - submercados agregado

[13] O valor do $PREF_m$ de dezembro não havia sido divulgado quando a simulação foi feita. Portanto, foi utilizado o PLD médio de dezembro para o Sudeste, que é o submercado com maior peso no cálculo do $PREF_m$.

		SALCQErm
2006	JAN	27,522
	FEV	30,244
	MAR	33,079
	ABR	34,491
	MAI	27,748
	JUN	-
	JUL	-
	AGO	-
	SET	-
	OUT	-
	NOV	-
	DEZ	-

Figura 27: Saldo de contratos especiais - submercados agregado

Foram calculadas as penalidade considerando o valor de $FA_{Proinfa}$ variando entre 0,5 e 3. A tabela 6 mostra o resultado do cálculo das penalidades para cada valor de $FA_{Proinfa.}$

Tabela 6: Penalidades calculadas considerando os submercados agregados (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	820,77	820,77	820,77	820,77	820,77	820,77
	FEV	709,79	709,79	709,79	709,79	709,79	709,79
	MAR	724,07	724,07	724,07	724,07	724,07	724,07
	ABR	523,53	523,53	523,53	523,53	523,53	523,53
	MAI	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67
	JUN	561,31	970,18	1.379,04	1.787,91	2.196,78	2.605,64
	JUL	504,75	881,95	1.265,72	1.649,50	2.033,27	2.417,04
	AGO	394,73	656,21	984,31	1.312,42	1.640,52	1.968,63
	SET	252,80	353,87	530,80	707,73	884,66	1.061,60
	OUT	154,79	293,35	440,02	586,69	733,37	880,04
	NOV	215,71	431,42	647,13	862,83	1.078,54	1.294,25
	DEZ	91,85	183,70	275,55	367,40	459,24	551,09
TOTAL ANO		4.965,78	6.560,49	8.312,40	10.064,31	11.816,22	13.568,12

A mesma simulação foi feita considerando o cálculo das penalidades por submercado. O resultado é apresentado nas tabelas 7 a 10.

Tabela 7: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado SUL (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	-	-	-	-	-	-
	FEV	-	-	-	-	-	-
	MAR	-	-	-	-	-	-
	ABR	-	-	-	-	-	-
	MAI	-	-	-	-	-	-
	JUN	59,95	119,90	179,85	239,80	299,76	359,71
	JUL	52,59	103,40	155,10	206,80	258,50	310,20
	AGO	48,79	81,11	121,66	162,22	202,77	243,33
	SET	57,49	80,47	120,71	160,94	201,18	241,41
	OUT	20,72	39,27	58,90	78,54	98,17	117,81
	NOV	58,32	116,64	174,96	233,28	291,60	349,91
	DEZ	29,62	59,24	88,86	118,48	148,10	177,72
TOTAL ANO		327,48	600,03	900,04	1.200,06	1.500,07	1.800,09

Tabela 8: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado SUDESTE (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70	591,70
	FEV	529,34	529,34	529,34	529,34	529,34	529,34
	MAR	542,59	542,59	542,59	542,59	542,59	542,59
	ABR	416,55	416,55	416,55	416,55	416,55	416,55
	MAI	24,79	24,79	24,79	24,79	24,79	24,79
	JUN	364,00	635,68	907,35	1.179,03	1.450,70	1.722,38
	JUL	313,18	549,34	789,62	1.029,90	1.270,18	1.510,46
	AGO	236,12	392,53	588,79	785,06	981,32	1.177,59
	SET	277,68	388,69	583,04	777,39	971,73	1.166,08
	OUT	136,51	258,70	388,04	517,39	646,74	776,09
	NOV	244,09	488,17	732,26	976,35	1.220,44	1.464,52
	DEZ	166,84	333,67	500,51	667,35	834,18	1.001,02
TOTAL ANO		3.843,39	5.151,76	6.594,60	8.037,44	9.480,28	10.923,11

Tabela 9: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado NORDESTE (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	-	-	-	-	-	-
	FEV	-	-	-	-	-	-
	MAR	-	-	-	-	-	-
	ABR	-	-	-	-	-	-
	MAI	-	-	-	-	-	-
	JUN	77,24	154,48	231,72	308,95	386,19	463,43
	JUL	93,37	183,59	275,38	367,18	458,97	550,76
	AGO	109,82	182,57	273,86	365,14	456,43	547,71
	SET	-	-	-	-	-	-
	OUT	-	-	-	-	-	-
	NOV	-	-	-	-	-	-
	DEZ	-	-	-	-	-	-
TOTAL ANO		280,43	520,64	780,95	1.041,27	1.301,59	1.561,91

Tabela 10: Penalidades calculadas considerando apenas o submercado NORTE (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	349,11	349,11	349,11	349,11	349,11	349,11
	FEV	313,35	313,35	313,35	313,35	313,35	313,35
	MAR	328,79	328,79	328,79	328,79	328,79	328,79
	ABR	260,76	260,76	260,76	260,76	260,76	260,76
	MAI	67,95	67,95	67,95	67,95	67,95	67,95
	JUN	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12
	JUL	45,62	45,62	45,62	45,62	45,62	45,62
	AGO	-	-	-	-	-	-
	SET	-	-	-	-	-	-
	OUT	-	-	-	-	-	-
	NOV	-	-	-	-	-	-
	DEZ	-	-	-	-	-	-
TOTAL ANO		1.425,71	1.425,71	1.425,71	1.425,71	1.425,71	1.425,71

A tabela 11 apresenta a soma das penalidades calculadas separadamente, para comparação com o cálculo das penalidades agregadas. O gráfico 12 apresenta esta comparação.

Tabela 11: Soma das penalidades calculadas separadamente por submercado (R$)

		FAproinfa=0,5	FAproinfa=1	FAproinfa=1,5	FAproinfa=2	FAproinfa=2,5	FAproinfa=3
2006	JAN	940,81	940,81	940,81	940,81	940,81	940,81
	FEV	842,69	842,69	842,69	842,69	842,69	842,69
	MAR	871,39	871,39	871,39	871,39	871,39	871,39
	ABR	677,31	677,31	677,31	677,31	677,31	677,31
	MAI	92,75	92,75	92,75	92,75	92,75	92,75
	JUN	561,31	970,18	1.379,04	1.787,91	2.196,78	2.605,64
	JUL	504,75	881,95	1.265,72	1.649,50	2.033,27	2.417,04
	AGO	394,73	656,21	984,31	1.312,42	1.640,52	1.968,63
	SET	335,17	469,16	703,75	938,33	1.172,91	1.407,49
	OUT	157,23	297,97	446,95	595,93	744,91	893,90
	NOV	302,41	604,81	907,22	1.209,62	1.512,03	1.814,44
	DEZ	196,46	392,91	589,37	785,83	982,29	1.178,74
TOTAL ANO		5.877,00	7.698,14	9.701,31	11.704,48	13.707,65	15.710,82

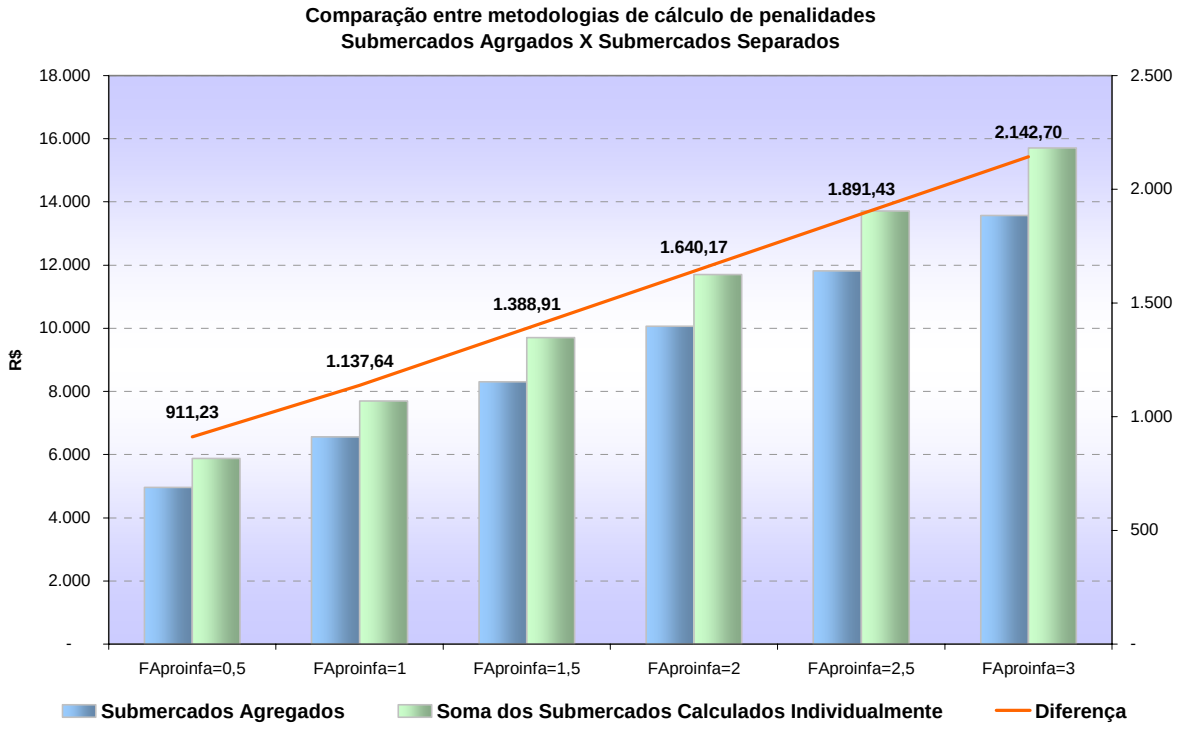

Gráfico 12: Comparação Submercado Agregados X Submercados Separados

5.2.1.3 Análise dos Resultados da Simulação

Os resultados da simulação do cálculo de penalidade por insuficiência de cobertura de consumo indicam que as equações algébricas propostas refletem fielmente a situação de consumidores que estão no mercado livre e possuem pontos de consumo especiais e pontos de consumo livres. Os sinalizadores de consumo e contrato especiais identificam claramente a condição da unidade de consumo e do tipo de contrato, o que torna essas variáveis facilmente rastreáveis. Isso indica que a mesma solução implementada para o cálculo de penalidades por insuficiência de lastro de venda também é possível. Ou seja, a implementação de carteiras de contratos de fontes incentivadas geridas por comercializadoras é viável.

O monitoramento do mercado de fontes incentivadas através do fator de ajuste também se mostrou eficiente. Os resultados da simulação mostraram que a variação do fator de ajuste dá uma forte sinalização na penalidade calculada. Os resultados mostram ainda que os valores adotados para o Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais, bem como a variação adotada para o fator de ajuste, foram adequados. Um consumidor especial que errar o balanço de energia apenas em alguns meses terá penalidades da ordem de centenas de reais, o que não é absurdo, tampouco torna a permanência desse consumidor no mercado livre muito arriscada. Entretanto, se a exposição for freqüente, a penalidade anual acumulada pode chegar a milhares de reais, o que desestimula uma exposição proposital ao PLD. Isso acaba por incentivar que os consumidores façam uma gestão eficiente do seu balanço de energia, evitando exposições ao PLD, o que torna o mercado livre cada vez mais maduro.

Por fim, fica claro que impor que pontos de consumo em submercados diferentes de um mesmo agente sejam separados em agentes distintos é um procedimento equivocado. Isso só traz

prejuízos para os consumidores, que ficam impossibilitados de fazer um balanço de energia entre submercados. O resultado é que, enquanto existe sobra de contrato em um submercado, existe carga descontratada em outro submercado, o que pode acabar acarretando em uma penalidade que originalmente esse agente não teria. Na simulação, dependendo do fator de ajuste, o valor total das penalidades apuradas por submercado foi entre 16% e 18% maior que o valor total das penalidades apuradas de forma agregada.

6 CONCLUSÕES

O setor elétrico brasileiro é muito dinâmico. Tão dinâmico que às vezes a própria regulamentação não acompanha as alterações do mercado, criando vácuos regulatórios que persistem por muito tempo. Felizmente o mercado está amadurecendo e se ajustando, inclusive no aspecto regulatório, às situações reais verificadas. Algumas vezes a iniciativa parte do governo ou do órgão regulador, outras vezes a iniciativa parte dos agentes de mercado, principalmente através das associações.

Este trabalho aborda uma questão extremamente atual, sendo que durante seu andamento muitas situações mudaram: no início, existia um vácuo regulatório no que se referia aos consumidores livres e nenhuma perspectiva de mudança; depois, aconteceu a audiência pública nº33/2005 que, apesar de apresentar uma minuta de Resolução muito criticada, ao menos propunha uma regulamentação; e, por fim, em dezembro de 2006, após quase um ano de debates sobre o assunto, a Resolução nº247/2006 foi publicada, incorporando muitas sugestões dos agentes de mercado.

Outra característica do trabalho é a abordagem que ele faz sobre o consumidor na CCEE. Este tema, inclusive por ser recente, carece de bibliografia. Assim, era necessária a elaboração de um material de consulta sobre as principais Regras e Procedimentos de Comercialização que impactam o consumidor, cujo resultado é o capítulo 3.

As carteiras de contratos de energia incentivada geridas por comercializadoras, junto à publicação da Resolução nº247/2006, que define as condições de comercialização de fontes incentivadas, injetam novo fôlego no mercado de fontes incentivadas que, apesar de existir há quase dez anos, permanecia inerte. Tal inércia devia-se principalmente às indefinições

regulatórias e a falta de um agente catalisador, com a experiência e dinamismo que os geradores de fontes incentivadas e consumidores especiais não tinham. Este papel poderá ser assumido pelas comercializadoras.

Porém, após a definição das condições de comercialização de energia de fontes incentivadas, é necessário implementar essas condições no âmbito da CCEE. Esta implementação deve ser feita de maneira correta, pois caso contrário o mercado de fontes incentivadas irá novamente ter dificuldades para crescer.

É muito importante que a implementação seja feita da maneira mais simples possível, evitando grandes alterações nas regras, causando mínimo impacto nos demais agentes do setor. A solução proposta neste trabalho atinge este objetivo de maneira muito satisfatória, pois se dá através da criação de sinalizadores que permitem o rastreamento do consumo e dos contratos especiais, sem a necessidade de separar um agente que possua cargas livres e cargas especiais em dois agentes distintos. O mesmo vale para o agente vendedor: este pode vender contratos especiais e contratos livres sem a necessidade de se desmembrar em dois agentes. Isso evita a burocracia envolvida na adesão e manutenção de vários agentes na CCEE, mas, principalmente, propicia uma otimização dos recursos disponíveis para os agentes.

Um consumidor especial não pode lastrear seu consumo com contratos de fontes convencionais, porém um consumidor livre pode garantir a cobertura do seu consumo com contratos de fontes especiais. Essa premissa apontava para uma solução que permitisse que um agente com cargas especiais e livres pudesse ter a sua apuração de penalidade de forma agregada. Isso foi possível através da variável $SALCQE_{rm}$, que representava um saldo positivo de contratos especiais utilizado para lastrear os consumos livres.

As equações algébricas propostas foram então simuladas com o objetivo de verificar a eficácia dos sinalizadores de consumo e contratos especiais e a eficiência do fator de ajuste da

penalidade das unidades de consumo especial como ferramenta para desestimular a exposição desses consumidores ao PLD.

Os resultados da simulação mostram que ambos os objetivos foram atingidos e que os valores adotados – tanto para o fator de ajuste quanto para o Preço de Referência para Penalização de Consumidores Especiais – foram adequados. Os valores das penalidades apuradas foram coerentes e adequados à exposição simulada.

Outra análise feita com os resultados da simulação foi a desvantagem de separar as cargas de um agente por submercado para a contabilização e apuração de penalidades. Verificou-se que, para as mesmas condições de consumo e contratos, houve um aumento significativo da penalidade apurada, uma vez que isso impossibilita a otimização de recursos: enquanto há sobra contrato em um submercado, há falta contrato em outro, sendo que poderia haver uma compensação e apenas a exposição líquida estar sujeita à penalidade.

6.1 SUGESTÃO PARA PRÓXIMOS TRABALHOS

Este trabalho abordou prioritariamente a situação dos consumidores especiais. Apesar da discussão da complementaridade entre as fontes incentivadas, o lado do gerador de fontes incentivadas e do comercializador que possui a carteira de contratos de fontes incentivadas não era o foco do trabalho.

Portanto, como continuação do trabalho, sugere-se uma abordagem mais profunda das Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE que impactam esses agentes, bom como explorar a implementação das equações algébricas de apuração de penalidade por insuficiência de lastro de venda.

Sugere-se também uma abordagem sobre a criação, gestão e otimização das carteiras de fontes incentivadas de energia, inclusive com o desenvolvimento de uma metodologia e algoritmo de otimização.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] SUSTERAS, G. L. – Aplicação de algoritmos genéticos para previsão do comportamento das distribuidoras como apoio à estratégia de comercialização de energia de agentes geradores. Ed. Revisada. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

[2] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em http://www.ccee.org.br. Acesso em 4 de janeiro de 2007.

[3] Nota Técnica nº 088/2005 – SRC/ANEEL – 01/09/2005. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2005&attIdeFasAud=185&id_area=13&attAnoFasAud=2006. Acesso em 1º de julho de 2006.

[4] Minuta de Resolução proposta pela ANEEL na Audiência Pública 33/05. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2005&attIdeFasAud=185&id_area=13&attAnoFasAud=2006. Acesso em 1º de julho de 2006.

[5] ABRACE-ABAL-Abiclor-IBS – Contribuição à Audiência Pública 33/05. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2005&attIdeFasAud=185&attAnoFasAud=2006. Acesso em 1º de julho de 2006.

[6] PEDROSO, P. e LOGRADO, C. – Memorial da ABRACEEL-Comercialização de energia de fontes incentivadas – Contribuição da ABRACEEL à Audiência Pública 33/05. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2005&attIdeFasAud=185&attAnoFasAud=2006. Acesso em 1º de julho de 2006.

[7] ROCHA, N.A., do AMARANTE, O.A.C., SCHULTZ, D., BITTENCOURT, R. e SUGAI, M. – Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade Entre os Regimes Hidrológico e Eólico – XV SNPTEE – Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos – 10/1999.

[8] ROUSSEFF, D.V. – Apresentação de Lançamento do PROINFA – 30/03/2003. Disponível em http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=7678. Acesso em 4 de janeiro de 2006.

[9] Regras e Procedimentos de Comercialização – Versão Jan/06 – CCEE. Disponíveis em http://www.ccee.org.br. Acesso em 4 de janeiro de 2007.

[10] APMPE-Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica – Inserção das Energias Alternativas Renováveis no Setor Elétrico Brasileiro – apresentação feita no 3º Fórum Brasileiro de Energia Elétrica – INFRA-GTDC 2003 – Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica.

[11] Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-092/2006 – Estudos para Licitação da Expansão da Geração – Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Energia Nova A-5 de 2006. Disponível em http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA52006/Attachments/13/NotaTecnicaGarantiaFisicaT-A-5-2006.pdf. Acesso em 4 de janeiro de 2007.

[12] Histórico de Geração Mensal por Unidade Geradora da PCH Salto Mauá – Set/05 a Ago/05. Documentos do Leilão 004/06 – Adendos. Disponível no site http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=54. Acesso em 4 de janeiro de 2007.