

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

FERRAMENTA DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE MIGRAÇÃO  
AO MERCADO LIVRE  
PARA CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES

ÁLVARO GARSKE SCARABELOT

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**FERRAMENTA DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE MIGRAÇÃO  
AO MERCADO LIVRE  
PARA CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin

Porto Alegre

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ÁLVARO GARSKE SCARABELOT

**FERRAMENTA DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE MIGRAÇÃO  
AO MERCADO LIVRE  
PARA CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientadora e pela Banca Examinadora.

Orientadora: \_\_\_\_\_

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin , UFRGS  
Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup> Gladis Bordin, UFRGS  
Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS  
Doutor pela UNICAMP – São Paulo, Brasil

Eng. Diego Boff, AES Sul  
Engenheiro eletricitista pela UFRGS - Porto Alegre, Brasil.

Porto Alegre, Dezembro 2009.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho ao meu Deus e a minha família, por estar sempre presente em todos os momentos árdus dessa conquista.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à Dra. Gladis Bordin, pela orientação e apoio dados a esse projeto.

Aos meus pais, pelo carinho e dedicação incondicionais.

Ao meu irmão, por não me deixar estudar.

Aos brasileiros, que custearam meu curso de graduação.

A empresa GV Energy, responsável em parte pela escolha desse projeto.

Aos estagiários da GV Energy, pela amizade.

## RESUMO

Com a reforma do Setor Elétrico Brasileiro a partir de 1994 e a Lei 9.074, que cria a figura do consumidor livre, os consumidores passam a ter opção de compra de energia elétrica, seja no mercado cativo ou no mercado livre através de contratos bilaterais. Ressalta-se, contudo, que os custos de transporte e conexão permanecem de forma regulada, com relação contratual firmada com a distribuidora local. A diferença passa a ser que ele agora pode escolher adquirir energia de qualquer vendedor (gerador ou comercializador) conectado ao sistema nacional interligado. Sendo assim, é de suma importância antes de se tornarem consumidores livres que esses consumidores conheçam as regras desse novo mercado, os riscos envolvidos e ainda estabeleçam critérios de análises que possam comparar se a possibilidade de migração de mercado será vantajosa ou não.

Por esse motivo, esse projeto tem como objetivo oferecer as informações necessárias para o consumidor que tem a opção de migrar de mercado (consumidor potencialmente livre) conhecer o novo ambiente de contratação e analisar se é benéfica ou não a migração. Com esse intuito foi apresentada uma metodologia de comparação entre os dois ambientes, ambiente regulado (mercado cativo) e ambiente de livre contratação (mercado livre) para que assim o consumidor possa ter uma ferramenta de apoio a sua tomada de decisão. A metodologia apresentada baseia-se nos cálculos dos custos com energia caso o consumidor estivesse no mercado cativo em um período de um ano e seus custos caso estivesse no mercado livre pelo mesmo período.

**Palavras-chave:** Comercialização, Consumidor Potencialmente Livre, Metodologia de comparação, Mercado Cativo, Mercado Livre e Migração de Mercado.

## ABSTRACT

With the reform of the Brazilian Electric Sector since 1994 and the Law 9.074 that creates the free consumer, the consumers begin to have the option to purchase the electric energy, being in the captive market or in the free market by bilateral contracts. Emphasizing, however, that the cost of the transportation and connection remain in a regulated form, with relation of the contractual signed to a distributing local. The difference begins to be is that now the consumer can choose to get the energy from any salesman (generator or trader) connected with the national system interconnected. Being this way, it is of supreme importance before becoming free consumers that these consumers know the rules of this new market; the risks involved and as well establish criteria of analyses that can be compared if the possibility of the migration of the market will be advantageous or not.

For this reason, this project has as objective to offer the necessary information for the consumer that has the option to migrate to the market (consumer potentially free) know the new environment of signing and analyse if it is worth or not the migration. With this purpose was presented a methodology of comparison between the two environments, the regulated market (captive market) and the market of free signing (free market) so that the consumer can have a tool of support when making the decision. The methodology presented bases on the calculation of the cost of the energy in the case if the consumer were in the captive market in a period of one year and its cost in the case if he were in the free market in the same period.

**Key-words:** Commercialization, Consumer Potentially Free, Methodology of Comparison, Captive Market, Free Market and Migration.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 Motivação .....	13
1.2 Apresentação do Problema .....	13
1.3 Objetivo .....	14
1.4 Estrutura do Trabalho .....	14
<b>2. ESTRUTURA INTITUCIONAL DO SEB .....</b>	<b>15</b>
2.1 Reforma do SEB .....	15
2.1.1 Comparação Modelo Antigo e Novo .....	15
2.2 Novo Modelo .....	16
2.2.1 Principais Operadores do Setor .....	18
2.2.2 Ambientes de Compra e Venda de Energia .....	20
2.3 Consumidor Potencialmente Livre .....	22
2.4 Diferenças entre consumidores Livres e Cativos .....	22
2.4.1 Vantagens e Desvantagens Consumidor Cativo .....	24
2.4.2 Vantagens e Desvantagens Consumidor Livre .....	24
2.4 Contratos Consumidor Livre .....	25
2.5 Consumidor Livre Convencional .....	25
2.6 Consumidor Livre Especial .....	27
2.7 Contrato de Compra e Venda de Energia elétrica (CCVE) .....	28
2.8 Adequação do Sistema de Medição .....	30
2.9 Fator de Carga (FC) .....	32
<b>3. TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>34</b>
3.1 Classes de Consumo .....	34
3.2 Componentes das Tarifas .....	35
3.3 Estrutura Tarifária .....	35
3.3.1 Grupo A .....	36
3.3.2 Grupo B .....	39
3.4 Composição das Tarifas .....	40
3.5 Atualizações das Tarifas .....	40
3.5.1 Reajuste Tarifário Anual .....	40
3.5.2 Revisão Tarifária Periódica .....	41
3.5.3 Revisão Tarifária Extraordinária .....	42
3.6 Tributo e Imposto nas Faturas de Energia Elétrica .....	42
<b>4. PRECIFICAÇÃO .....</b>	<b>43</b>
4.1 Modelo de precificação no ACL .....	43
4.2 Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE) .....	44
4.3 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) .....	45
4.4 Curto-Prazo (CP) .....	47
4.5 Encargos e Tributos Setoriais .....	47



<b>5. METODOLOGIA PROPOSTA .....</b>	<b>51</b>
5.1 Metodologia Mercado Cativo .....	52
5.2 Metodologia Mercado Livre .....	54
5.2.1 Metodologia Consumidor A1 Livre .....	56
5.3 Considerações Finais .....	57
<b>6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA .....</b>	<b>58</b>
6.1 CASO 1: Indústria Automotiva – A2a. ....	58
6.2 CASO 2: Indústria de Peças Automotivas – A4.....	64
6.2 CASO 2: Indústria de Peças Automotivas – A4.....	64
6.3 CASO 3: Indústria de Peças de Vidro – A2b. ....	68
6.4 CASO 4: Indústria Petroquímica – A1. ....	73
6.5 Resumo dos estudos de casos .....	77
<b>7. CONCLUSÕES .....</b>	<b>78</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>80</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Segmentos do novo modelo do SEB.....	16
Figura 2 – Relação entre os principais operadores do SEB.....	18
Figura 3 – Evolução n° de consumidores livres. ....	23
Figura 4 – Consumo por classes. ....	35
Figura 5 – Exemplo de horário de ponta e fora de ponta. ....	37
Figura 6 – Período seco e úmido. ....	37
Figura 7 – Metodologia proposta.....	51
Figura 8 – Contrato versus consumo A2a. ....	63
Figura 9 – Contrato versus consumo A4. ....	68
Figura 10 – Contrato versus consumo A1. ....	77

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais mudanças entre os modelos do SEB.....	16
Quadro 2 – Atribuições CCEE .....	20
Quadro 3 – Investimento SMF. ....	32
Quadro 4 – Grupo A de tarifas. ....	36
Quadro 5 – Modalidade tarifa convencional. ....	36
Quadro 6 – Modalidade tarifa HSA.....	38
Quadro 7 – Modalidade tarifa HSV.....	39
Quadro 8 – Grupo B de tarifas.....	40
Quadro 9 - PLD 1º semana de julho de 2009.....	46
Quadro 10 - PLD médio fechado desde janeiro de 2008.....	46
Quadro 11 – Metodologia Mercado Cativo.....	53
Quadro 12 – Metodologia Mercado Livre A2, A3 e A4. ....	54
Quadro 13 – Metodologia Mercado Livre A1.....	56
Quadro 14 – Consumo 12 meses A2a. ....	58
Quadro 15 – Tarifa CPFL Paulista S/ RTE 2009 A2a.....	59
Quadro 16 – Gasto Anual Mercado Cativo A2a.....	60
Quadro 17 – Tarifa CPFL Paulista TUSD 2009 A2a. ....	60
Quadro 18 – Gasto Anual Mercado Livre A2a.....	61
Quadro 19 – Tarifa CPFL Paulista TUSD c/ 50% de desconto 2009 A2a.....	61
Quadro 20 – Gasto Anual Mercado Livre A2a.....	62
Quadro 21 – Comparativo entre mercados A2a. ....	62
Quadro 22 – Consumo últimos 12 meses A4. ....	64
Quadro 23 – Tarifa CPFL Paulista S/ RTE 2009 A4. ....	65
Quadro 24 – Gasto Anual Mercado Cativo A4. ....	65
Quadro 25 – Tarifa CPFL Paulista TUSD c/ 50% de desconto 2009 A4.....	66
Quadro 26 – Gasto Anual Mercado Livre A4. ....	66
Quadro 27 – Comparativo entre mercados A4. ....	67
Quadro 28 – Consumo últimos 12 meses A2. ....	69
Quadro 29 – Tarifa LIGHT S/ RTE 2008 A2.....	69
Quadro 30 – Gasto Anual Mercado Cativo A2. ....	70
Quadro 31 – Tarifa LIGHT TUSD 2008 A2. ....	70
Quadro 32 – Gasto Anual Mercado Livre A2. ....	71
Quadro 33 – Tarifa LIGHT TUSD c/ 50% de desconto 2008 A2.....	71
Quadro 34 – Gasto Anual Mercado Livre A2. ....	72
Quadro 35 – Comparativo entre mercados A2. ....	72
Quadro 36 – Consumo últimos 12 meses A1. ....	73
Quadro 37 – Tarifa AES-Sul A1 2009. ....	74
Quadro 38 – Gasto Anual Mercado Cativo A1. ....	74
Quadro 39 – Tarifas TUST RS COPESUL 2009 (Res. Homologatória nº 844).....	75
Quadro 40 – Tarifa TUST PROINFA 2009 (Res. Homologatória nº 772).....	75
Quadro 41 – Gasto Anual Mercado Livre A1. ....	75
Quadro 42 – Comparativo entre mercados A1. ....	76

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição  
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão  
CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica  
CP – Curto Prazo  
CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição  
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
HSA – Horo Sazonal Azul  
HSV – Horo Sazonal Verde  
MME – Ministério das Minas e Energia  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
PIE – Produtor independente de Energia Elétrica  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
RB – Rede Básica  
SEB – Setor Elétrico Brasileiro  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição  
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1 Motivação**

A partir da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) o insumo energia elétrica passa a ser visto pelas indústrias como um custo gerenciável. Gastos com consumo de energia passam a ser estudados dentro das indústrias, pois com a reestruturação surgem oportunidades de minimizar custos.

Em 1994, com a reestruturação do SEB, foi instituído um novo modelo institucional e definidos dois ambientes de contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

O ACR tem características análogas de comercialização as do período anterior à da reforma. O consumidor nesse mercado, mercado cativo, tem obrigatoriamente que comprar energia da distribuidora em que está localizado.

No novo ambiente de contratação livre, o ACL, o consumidor que for classificado como consumidor livre, pode escolher de quem comprar energia e apenas pagar pelo serviço de rede da distribuidora local. Nesse ambiente, contratos bilaterais são firmados. Contratos esses com flexibilidades maiores e preços negociados livremente. Estabelecesse, com isso, uma competitividade entre os agentes de geração e comercialização, trazendo vantagens aos consumidores.

Logo, o surgimento do novo de mercado, com um novo ambiente de contratação, que pode trazer benefícios ao consumidor, é a motivação deste projeto.

## **1.2 Apresentação do Problema**

Com o novo modelo institucional do SEB a figura do consumidor potencialmente livre é criada. Esse consumidor pode escolher em que ambiente de mercado irá realizar sua contratação de energia, se permanece no ambiente regulado ou se migra para o ambiente livre.

Com o surgimento de opção de escolha entre os ambientes de contratação, surge a necessidade de tomada de decisão por parte do consumidor: qual ambiente é mais vantajoso? Para tomar essa decisão, que visa sempre á redução de custo com energia, saber analisar as vantagens e desvantagens de participar do novo ambiente (ACL) é uma necessidade atual.

Sendo assim, é fundamental ter uma ferramenta que auxilie nessa tomada de decisão, ferramenta essa que possa avaliar os riscos e mostrar as vantagens que uma possível migração de mercado pode trazer.

### **1.3 Objetivo**

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma ferramenta de apoio a tomada de decisão de migração de consumidores potencialmente livres para o ambiente de contratação livre (ACL), através de análise de vantagens e desvantagens em ambos os mercados (mercado livre e cativo).

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O trabalho está estruturado em sete capítulos, conforme descrito a seguir.

O capítulo 1, este introdutório, se apresenta: a motivação, apresentação do problema, objetivos e estrutura do trabalho.

O capítulo 2, apresenta o novo modelo institucional do SEB, antes da reforma e após a reforma setorial.

No capítulo 3, o estudo de tarifas é mostrado.

O capítulo 4, descreve o estudo de precificação no ambiente de contratação livre.

No capítulo 5, a apresentação da metodologia de comparação entre mercados é apresentada.

No capítulo 6, é aplicado a metodologia apresentada no capítulo anterior.

O capítulo 7, finaliza o trabalho com as conclusões do projeto.

## **2. ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SEB**

### **2.1 Reforma do SEB**

Iniciou-se em 1993, com a criação da Lei 8.631, a reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Essa lei dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida. Cria-se a partir desse período contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

A reforma do setor é marcada com a promulgação da Lei 9.074 em 1995, que cria a figura do consumidor livre e o Produtor Independente de Energia. Sendo assim, a partir de 1995 surge um novo modelo Institucional do SEB, que acrescido de algumas alterações em 2004 é o atual modelo que vigora no país.

#### **2.1.1 Comparação Modelo Antigo e Novo**

O novo modelo institucional traz diversas alterações na estrutura do SEB. A desverticalização das empresas de energia elétrica, compartilhando-as em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização é uma das principais mudanças. A criação de um mercado competitivo (mercado livre) é outra grande novidade do novo modelo. Nele, agora os consumidores têm a opção de compra de energia. A competição nos segmentos agora é incentivada, segmento de geração e comercialização competem em busca de clientes, preços de negociação de contratos de compra e venda de energia agora são negociados. Empresas que antes eram apenas estatais, agora se dividem entre estatais e privadas. Surge uma nova dinâmica no setor elétrico brasileiro.

Nos últimos dez anos, todas essas alterações foram ocorrendo até que chegassem ao modelo vigente do SEB. Segue abaixo um quadro com o resumo das mudanças mais significativas que ocorrem no período. O quadro 1 faz um comparativo entre o modelo antigo e o novo.

**Quadro 1– Principais mudanças entre os modelos do SEB.**

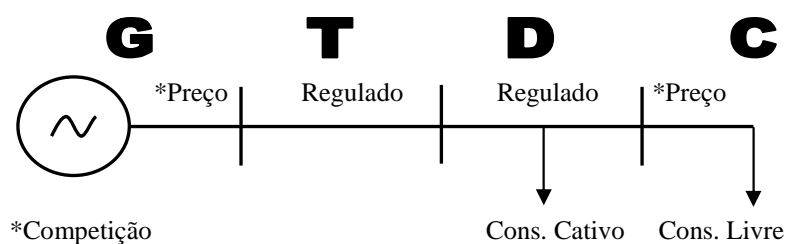
<b>MODELO ANTIGO</b>	<b>MODELO NOVO</b>
Empresas Verticalizadas.	Dividida em segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. (Importação e Exportação).
Empresas Predominantemente Estatais.	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas.
Monopólio competição inexistente.	Competição na Geração e Comercialização.
Consumidores Cativos.	Consumidores Livres e Cativos.
Mercado Regulado.	Convivência entre Mercado Livre e Regulado.
Tarifas reguladas em todos os segmentos.	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.

*Fonte: Adaptado do site (CCEE, 2009).*

Observa-se que o novo modelo passa a ter a figura do consumidor livre e a criação de quatro segmentos distintos.

## 2.2 Novo Modelo

O modelo vigente do SEB está dividido em quatro segmentos. A figura 1 mostra um exemplo, usual, de um consumidor livre com um contrato de energia proveniente de um comercializador, e um consumidor cativo atendido pela distribuidora.



**Figura 1 – Segmentos do novo modelo do SEB.**



- **GERAÇÃO (G)**

O segmento de geração se resume na produção de energia elétrica. Nele estão inseridas as usinas hidrelétricas e térmicas. Como também, as fontes de geração alternativa: eólicas, biomassa e PCH's.

Nesse segmento a energia elétrica pode ser vendida tanto no mercado livre como no regulado, pois na geração o caráter competitivo é incentivado.

Preços de venda de energia, para o mercado livre, são criados e negociados em contratos bilaterais entre o gerador e o consumidor livre.

Também é permitido ao gerador acesso livre as redes de transmissão e distribuição do sistema interligado nacional (SIN).

- **Transmissão (T)**

São instalações ligadas a rede básica (RB) com a finalidade de transmissão de energia elétrica. Essas instalações costumam ser extensas, pois as grandes usinas hidrelétricas normalmente se situam a distâncias consideráveis dos centros de consumo. Suas tensões podem chegar até 750kV.

Somente pode-se tornar um agente transmissor quem obtiver concessão, onde as responsabilidades sob a transmissão estão diretamente ligadas ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e cujas regras de operação são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Sendo assim, é um segmento *regulado pela ANEEL*.

- **Distribuição (D)**

É o agente que desempenha a atividade de transporte de energia aos consumidores finais. Também é quem repassa exclusivamente energia a consumidores cativos. Devem atender a cem por cento seus mercados. Esse fornecimento é *regulado pela ANEEL* e acontece por meio de tarifa.

São instalações voltadas para o serviço de rede mais especificamente e o seu acesso é livre a todos os consumidores do mercado sem restrição.

- **Comercialização (C)**

É o segmento do mercado que realiza compra, importação, exportação e a venda, de energia elétrica a consumidores livres ou a fornecedores.

A venda de energia no ambiente regulado, para esse segmento, está resignada apenas a agentes distribuidores. É também o segmento onde a *competição* mais se acentua, o

lucro com o menor risco é a busca dos comercializadores. A ANEEL autoriza e cria as regras nesse segmento.

### 2.2.1 Principais Operadores do Setor

Segue abaixo a figura 2 com a relação de operação entre os principais operadores do SEB.

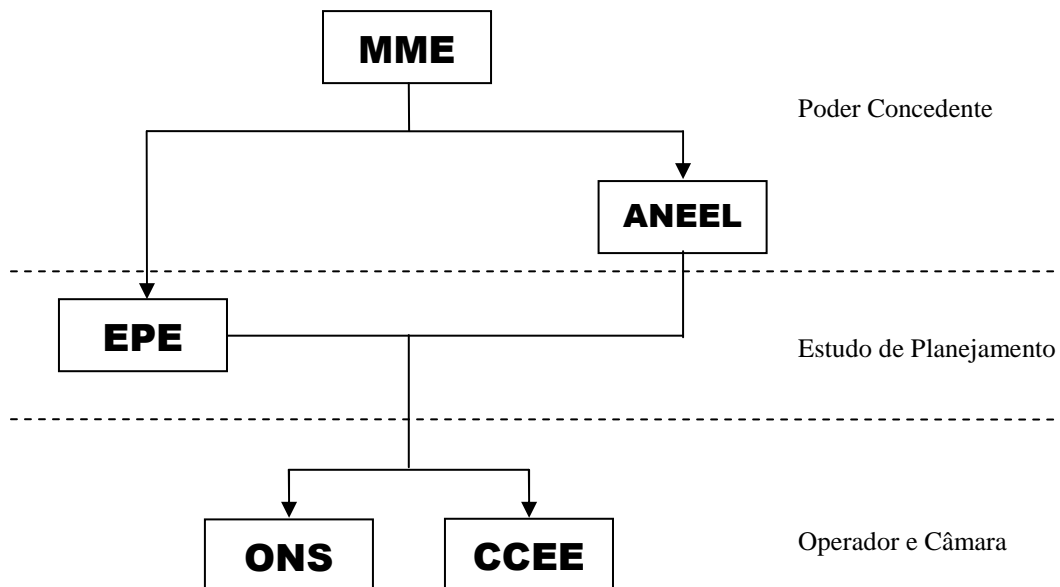


Figura 2 – Relação entre os principais operadores do SEB.

- **MME (Ministério de Minas e Energia)**

O Ministério de Minas e Energia volta a ser criado em 1992 pela lei nº 8.422, após ser extinto em 1990. O ministério tem como competência as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento de energia hidráulica, mineração e metalurgia, e petróleo, combustível e *Energia Elétrica*, incluindo a nuclear. Também está vinculado ao ministério, e presidido pelo ministro de Minas e Energia, o Conselho de Política Energética (CNPE). Esse conselho está ligado ao presidente da República com a atribuição de propor políticas nacionais e medidas para o setor.

As principais empresas vinculadas ao ministério são: Eletrobrás, Petrobras, Furnas, Chesf, CGTEE, Eletronorte, Eletrosul e Eletronuclear. Entre as autarquias vinculadas ao ministério estão a ANEEL, ANP (petróleo) e o DNPM (produção mineral) (MME, 2009).

- **ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma entidade estatal autônoma vinculada ao MME, criada em 1996 pela lei 9.427.

Dentre suas atribuições esta: **Regular e Fiscalizar** os segmentos do SEB (Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização). Ela também atende seus agentes e consumidores sempre buscando o equilíbrio entre as partes envolvidas, também, concede permite e autoriza instalações e serviços de energia elétrica.

A ANEEL é responsável por garantir tarifas justas, zelar pela qualidade do serviço, exigir investimentos, e principalmente estimular a competição entre os operadores do setor elétrico (ANEEL, 2009).

- **EPE (Empresa de Pesquisa Energética)**

Em 15 de março de 2004 a Lei 10.847 autoriza a criação da empresa de pesquisa energética. O artigo 2º define a empresa da seguinte maneira: "*A Empresa de Pesquisa Energética - EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras*".

- **ONS (Operador Nacional do Sistema)**

O Operador Nacional do Sistema (ONS) criado em 1998, tem como atribuição o **Despacho Centralizado** da geração, sempre visando à otimização dos sistemas interligados.

Ele é responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). Membros associados e membros participantes são quem constituem o Operador. As atividades desenvolvidas pela ONS geram diversos benefícios para os agentes do setor. Entre elas, otimização dos recursos de geração e confiabilidade no uso da rede de transmissão, garantia de padrões adequados de qualidade e continuidade do suprimento, aumento da eficiência do serviço de eletricidade, contribuindo para alavancar recursos para investimentos pelas empresas, entre outros benefícios (ONS, 2009).

- **CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)**

A partir de 2004, regulamentada pelo decreto nº 5.177, começa a operar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Ela sucede o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). A câmara tem como principal papel *viabilizar as operações de compra e*

*venda de energia elétrica*, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, distribuidores e consumidores livres (CCEE, 2009). As Principais atribuições da CCEE são mostradas no quadro 2:

**Quadro 2 – Atribuições CCEE**

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL).
- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE.
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - do Mercado de Curto Prazo por submercado.
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira.
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades.
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização.
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL.
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL.
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

*Fonte: Adaptado (CCEE, 2009).*

### **2.2.2 Ambientes de Compra e Venda de Energia**

A comercialização de energia, atualmente, acontece em dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os vendedores (Geradores, Produtores Independentes de Energia (PIE) e Comercializadores) vendem energia, no ACR, para os Distribuidores, que por sua vez repassam aos consumidores do mercado cativo. Já no ACL, os vendedores vendem energia para consumidores livres.

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**

Segundo o decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, definiu-se ambiente de contratação regulada como:

*Art. 1º - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.*

A compra de energia nesse ambiente é realizada apenas pelas distribuidoras, que compram pacotes de energia em leilões, a preços definidos, dos agentes vendedores (Comercializadores, PIE e Geradores). Essa contratação se realiza com contratos bilaterais entre as partes, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, segundo o artigo 27 do mesmo decreto.

*Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.*

O consumidor que adquire energia proveniente desse ambiente de contratação, ou seja, das distribuidoras de sua região de consumo, são considerados **Consumidores Cativos** e as distribuidoras são obrigadas a atender cem por cento esses consumidores. Por sua vez, eles pagam pela energia repassada pela distribuidora através de faturas de energia com tarifas estipuladas pela ANEEL e que são reajustadas anualmente e revisadas a cada 3, 4 ou 5 anos. O valor das tarifas é o resultado de um mix de contratos de longo prazo, com contratação de 103% da carga e repasse de riscos de diferenças de preços entre submercados, também, é proveniente do adicional de geração de térmicas quando despachadas e ainda do efeito da variação cambial nas tarifas de Itaipu. O sinal de preço, nesse ambiente, é amortecido pelo mix tarifário e defasado em até um ano, para a data do reajuste ou revisão tarifária subsequente, quando é realizado um encontro de contas entre consumidores e distribuidoras (GUIMARÃES, 2006).

O mercado em que ocorre esse tipo de negociação, onde o consumidor adquire energia integralmente da concessionária ou permissionária local é chamado de **Mercado Cativo**. O consumidor nesse mercado não tem como gerenciar riscos, está exposto a erros e acertos do planejamento feito pelo governo e da concessionária local.

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

Segundo o decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, definiu-se ambiente de contratação livre como:

*Art. 1º - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.*

O mercado em que ocorre esse tipo de operação é definido como **Mercado Livre** e os consumidores que participam desse mercado são os consumidores livres definidos segundo a lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

A lei define consumidor livre como:

***Consumidor que pode escolher o seu fornecedor, com quem contratará sua compra, de energia elétrica (atendendo as condições previstas abaixo).***

*Condições:*

1º - Consumidor com instalação anterior ao período da publicação da lei (1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido em tensão maior ou igual a 69kV (*Art. 15*).

2º - Consumidor com instalação posterior (consumidor novo) a publicação da lei (1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido em qualquer tensão (*Art. 16*).

3º - Consumidor que possua demanda contratada igual ou superior a 500 kW e que adquira energia elétrica de PCH's ou de fontes alternativas. (Esses consumidores são considerados consumidores especiais).

Sendo assim, conclui-se que qualquer consumidor com demanda maior que 500kW pode se tornar consumidor livre e ter a opção de compra de energia no mercado livre.

### **2.3 Consumidor Potencialmente Livre**

O decreto 5.163/04 define que consumidor potencialmente livre é aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no art. 15 da Lei no 9.074, de 1995, é atendido de forma regulada.

Em suma, é um consumidor que tem potencial de se transformar em um consumidor livre (mas que é atendido de forma regulada).

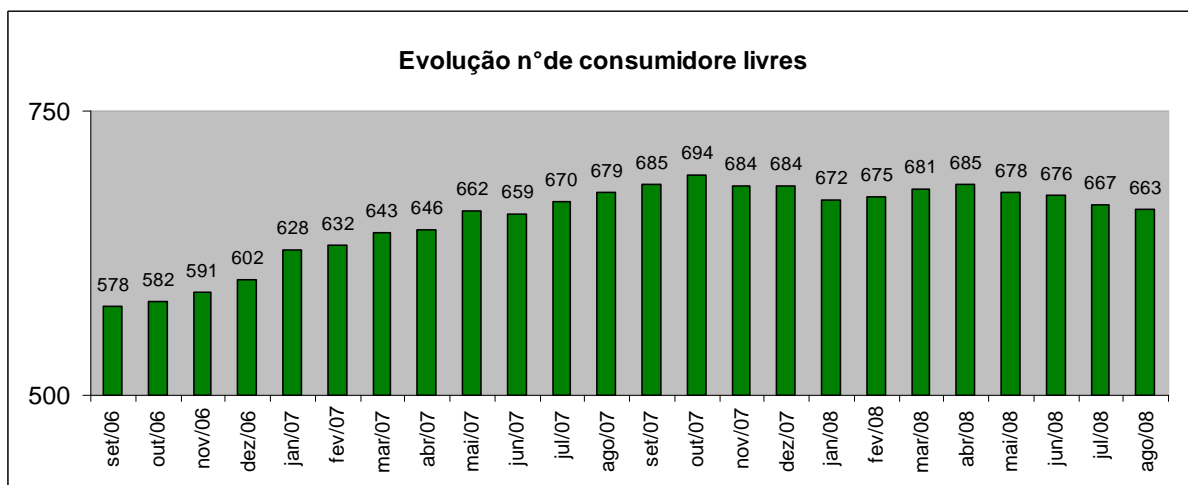
### **2.4 Diferenças entre consumidores Livres e Cativos**

No que diz respeito à qualidade da energia e à segurança de sua oferta não há diferenças entre consumidores livres e cativos, a rede elétrica a ser utilizada é a mesma. Os consumidores livres pagam às companhias de distribuição pelo acesso e uso de suas redes, em valores equivalentes aos que são pagos pelos consumidores cativos. A diferença está na compra da energia.

Para o consumidor cativo o Distribuidor é o fornecedor compulsório, com tarifa regulada, isonômica para uma mesma classe (A1, A2, A3 e A4 e BTs).

Já para o consumidor livre a energia é livremente negociada. O consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido. O valor de sua energia é resultante de sua opção individual de compra, que poderá incluir contratos de diferentes prazos e maior ou menor exposição ao preço de curto prazo. No mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação. Assim, o consumidor livre toma para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados. A decisão de migrar para o mercado livre é individual do consumidor. Alguns fatores devem ser levados em conta na tomada de decisões: a importância de energia para seu processo produtivo, o valor da energia quando comparado com os custos de seus insumos e com rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo, capacidade de reduzir ou ampliar consumo, de implementar projetos de eficiência, de consumir outro energético, de deslocar produção no tempo ou espaço entre outros. Além disso, deve atender a critérios estabelecidos em lei para ter o direito de escolher.

Abaixo segue figura 3 com dados da CCEE que mostra que cresce o numero de agentes que migram para o mercado livre desde de agosto de 2006.



**Figura 3 – Evolução n° de consumidores livres.**

*Fonte: site (CCEE, 2009)*

Em setembro/2006 existiam 578 consumidores livre, em agosto/2008 existiam 663 consumidores livres. Um crescimento de 85 consumidores que migraram para o mercado livre em um período de 2 anos, isso resulta em média 3,5 migrações por mês.

### **2.3.1 Vantagens e Desvantagens Consumidor Cativo**

#### **Principais Vantagens:**

- O Consumidor não contrata a energia, assim só paga pela energia utilizada, ou seja, medida.
- Não necessita de nenhum tipo de gerenciamento por parte de agentes de mercado, tudo é gerenciado pela distribuidora.

#### **Principais Desvantagens:**

- O consumidor cativo, não raro, paga um valor maior pelo MWh. (A distribuidora tem um mix de compra de energia que é rateado entre os seus consumidores. Essa energia normalmente tem um custo maior que a energia no mercado livre).
- Não há nenhuma flexibilidade de preços, condições e reajustes, pois a tarifa é regulada.
- As condições de prever o percentual de aumento nas tarifas é mais difícil para o próprio ano em curso, e muito maior para uma condição futura.
- A tarifa é composta por diversos fatores, somado ainda aos índices de reajustes macro econômicos.

### **2.3.2 Vantagens e Desvantagens Consumidor Livre**

#### **Principais Vantagens:**

- Economia financeira imediata e a longo prazo.
- Flexibilidade de preços, condições e reajustes.
- Proteção (hedge), através da compra de energia de longo prazo, ou em contratos futuros o consumidor estará automaticamente se protegendo, em relação ao mercado cativo, pois o reajuste de seu contrato irá observar somente os índices macro econômico que forem adotados, sem nenhum fator X, ou seja, sem surpresas.
- Monitoramento do consumo de energia.

#### **Principal Desvantagem:**

- O Consumidor contrata a energia, assim precisará gerenciar mensalmente o próprio consumo, ou ter um custo adicional com a contratação de um agente de mercado para realizar este processo (gestão do contrato junto a CCEE, com regras e procedimentos de comercialização vigentes).



- Custo com a adequação do sistema de medição (deve-se seguir os padrões adotados pela CCEE).
- Pagamento da contribuição mensal (uma espécie de taxa por ser agente de mercado).
- Aporte de garantias financeiras.

## 2.4 Contratos Consumidor Livre

Para se tornar um consumidor livre, o mesmo precisa estabelecer três instrumentos contratuais:

- **CCVE:** Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, a ser estabelecido livremente com um fornecedor de energia (gerador ou comercializador).
- **CCT e CUST:** Contrato de Conexão ao sistema de Transmissão e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, que devem ser firmados com o Operador Nacional do Sistema (ONS), caso o consumidor esteja conectado na rede básica ou;
- **CCD e CUSD:** Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, que devem ser firmados com a distribuidora local, caso o consumidor esteja conectado na rede de distribuição.

Nesse novo ambiente de contratação, ambiente livre, o consumidor passa a ter gastos com trabalhos adicionais de gestão do contrato do **CCVE**, pois o consumidor, agora livre, passa a ser agente da câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE) e precisa de gerenciamento para realizar a gestão dos contratos.

## 2.5 Consumidor Livre Convencional

É considerado Consumidor Livre Convencional, aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de fornecedor distinto da concessionária local de distribuição. Os requisitos para caracterização de um potencial consumidor livre convencional são:

- Possuir demanda contratada igual ou maior que 3.000 kW em qualquer horário (ponta ou fora de ponta).
- Estar ligado à rede de distribuição ou de transmissão em nível de tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

Para unidades consumidoras ligadas após de 07 de julho de 1995, data de publicação da lei nº 9074/95, não há restrição do nível de tensão, ou seja, é requisito apenas possuir demanda contratada superior a 3.000kW.

O consumidor livre convencional, em geral, é representado por segmentos industriais eletro-intensivos e grandes plantas industriais. Compõem esse segmento as indústrias: automobilística, alimentícia, siderúrgica, química, entre outras. O custo energético neste segmento da indústria contribui de forma importante para o valor da produção e influencia diretamente na competitividade comercial.

### **COMO SE TORNAR:**

Conforme dispõe a legislação e apresentado no site união energia (2009) à migração de um Consumidor Potencialmente Livre para um Consumidor Livre Convencional deve ser precedida das seguintes providências:

- Denúncia do Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica dentro do prazo estipulado em contrato ou de acordo com a legislação, no prazo de 180 dias que antecedem a data de rescisão contratual;
- Adequação do sistema de medição conforme estabelecido nos procedimentos de comercialização;
- Buscar no mercado empresa com autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para a atividade de Comercialização de Energia, a fim de assessoramento na busca da melhor opção em Contrato(s) de Energia Elétrica;
- Buscar no mercado empresa com experiência e corpo técnico para desenvolver as atividades de representação junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, assim como a gestão do(s) Contrato(s) de Energia Elétrica - CCEE, assim como a gestão do(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica.

## **2.6 Consumidor Livre Especial**

É considerado Consumidor Livre Especial, aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de fornecedor distinto da concessionária local de distribuição, além de ser suprido por fontes renováveis.

Os requisitos que caracterizam um potencial consumidor livre especial são:

- Possuir demanda contratada igual ou superior a 500 kW.
- Ser atendido em qualquer nível de tensão.
- Esses consumidores podem contratar energia de fontes renováveis, ou seja, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usina de Biomassa e Aterros Sanitários.
- A contratação de energia proveniente de empreendimentos de fontes renováveis lhe confere o direito à redução de, no mínimo, 50% nas tarifas de uso do sistema de distribuição.

O consumidor livre especial é representado por segmentos industriais e comerciais. Em geral, quem compõe esse segmento são: shopping-centers, indústrias, redes varejistas, supermercados, setor bancário, entres outros.

### **COMO SE TORNAR:**

Conforme dispõe a legislação, e apresentado no site união energia (2009) a migração de um Consumidor Potencialmente Livre para um Consumidor Livre Especial deve ser precedida das seguintes providências:

- Denúncia do Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica dentro do prazo estipulado em contrato ou de acordo com a legislação no prazo de 180 dias que antecedem a data de rescisão contratual;
- Adequação do sistema de medição conforme estabelecido nos procedimentos de comercialização;
- Buscar no mercado empresa com autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para a atividade de Comercialização de Energia a fim de assessorar na busca da melhor opção em Contrato(s) de Energia Elétrica incentivado;
- Buscar no mercado empresa com experiência e corpo técnico para desenvolver as atividades de representação junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, assim como a gestão do(s) Contrato(s) de Compra e Venda de Energia Elétrica.

## **2.7 Contrato de Compra e Venda de Energia elétrica (CCVE)**

No ambiente de contratação livre, o consumidor deve estabelecer com um agente vendedor de energia, seja uma comercializadora ou um gerador, um contrato de compra e venda de energia (CCVE). Esse contrato pode ser oriundo de fontes de energia convencionais ou alternativas (incentivadas).

Energia convencional é caracterizada pelo baixo custo, grande impacto ambiental e tecnologia difundida. Já a energia alternativa é aquela originada como solução para diminuir o impacto ambiental e de tecnologia mais avançada, tudo isso, faz com que seu custo se torne mais elevado que a convencional. A resolução N° 247/2006 da ANEEL, regulamentou a comercialização de energia proveniente de empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potencia instalada seja menor ou igual a 30 MW, e em Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com aproveitamento hidráulico entre 1MW – 30MW. Estas fontes passaram a ser denominadas fontes incentivadas, e o consumidor que contrata essa energia é chamado de consumidor especial.

### **Energia Convencional:**

- **Usina Hidrelétrica de Energia (P > 30 MW)** - é um tipo de energia concebida a partir da força das águas, geralmente utiliza um rio para impulsionar as turbinas, além dos desníveis do relevo ou quedas construídas pelo homem. Apesar de aparentemente não ser nociva ao ambiente, a geração de energia a partir de usina hidrelétrica requer a construção de enormes reservatórios que represam as águas de um rio de modo que formem quedas, responsáveis por movimentar as turbinas. Diante disso, percebemos que, ao represar um rio, enormes áreas são inundadas, cobrindo florestas, matando animais, comprometendo rios menores e seus peixes, além de fazendas antigas, povoados, cidades e etc. A produção desse tipo de energia é limitada em virtude das condições naturais necessárias, porém, apesar de sua limitação, apresenta vantagens em relação a outros tipos de fontes energéticas (petróleo, carvão e energia atômica). Dentre as vantagens estão: não gera diretamente poluição e não se esgota. Na atual legislação, só é considerada energia convencional a energia proveniente de usina hidrelétrica com capacidade instalada maior que 30 MW.

### **Energia Incentivada:**

- **PCH (Pequena Central Hidrelétrica)** - De acordo com a resolução nº 394 - 04-12-1998 da ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica, PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW.

Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km<sup>2</sup>. Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor. Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE-Usina Hidrelétrica de Energia), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada. Este tipo de hidrelétrica é utilizada principalmente em rios de pequeno e médio portes que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. As resoluções elaboradas pela ANEEL permitem que a energia gerada nas PCHs entre no sistema de eletrificação, sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício vale para quem entrou em operação até 2003. As PCHs são dispensadas ainda de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

- **Energia Eólica** - A energia eólica é produzida pela transformação da energia cinética dos ventos em energia elétrica. A conversão de energia é realizada através de um aerogerador que consiste num gerador elétrico acoplado a um eixo que gira através da incidência do vento nas pás da turbina. A turbina eólica horizontal (a vertical não é mais usada), é formada essencialmente por um conjunto de duas ou três pás, com perfis aerodinâmicos eficientes, impulsionadas por forças predominantemente de sustentação, acionando geradores que operam a velocidade variável, para garantir uma alta eficiência de conversão. A instalação de turbinas eólicas tem interesse em locais em que a velocidade média anual dos ventos seja superior a 3,6 m/s. O Brasil produz e exporta equipamentos para usinas eólicas, mas elas ainda são pouco usadas. Aqui se destacam as Usinas do Camelinho (1MW, em MG), de Mucuripe (1,2MW) e da Prainha (10MW) no Ceará, e a de Fernando de Noronha em Pernambuco.
- **Energia da Biomassa** - Para produzir a energia da biomassa, é preciso um grande percurso. Um exemplo da biomassa, é a lenha que se queima nas lareiras. Mas hoje, quando se fala em energia biomassa, quer dizer que estão falando de etanol, biogás, e

biodiesel, esses combustíveis, que tem uma queima tão fácil, como a gasolina e outros derivados do petróleo, mas a energia da biomassa, é derivada de plantas cultivadas, portanto, são mais ecológicas. Para ter uma idéia de como a energia da biomassa é eficiente, o etanol, extraído do milho, é usado junto com a gasolina nos Estados Unidos; e também, é produzido da cana de açúcar, o etanol responde metade dos combustíveis de carro produzido no Brasil. Em vários países, mas principalmente nos Estados Unidos, o biodiesel de origem vegetal é usado junto ou puro ao óleo diesel comum. Segundo o diretor do centro nacional de bioenergia: “Os biocombustíveis são a opção mais fácil de ampliar-se o atual leque de combustíveis” O único problema da biomassa é que por conta da fotossíntese (o processo pela qual as plantas captam energia solar) é bem menos eficiente por metro quadrado do que os painéis solares, por causa desse problema, é que para ter uma boa quantidade de captação de energia por meio de plantas, é preciso uma quantidade de terra bem mais extensa. Estima-se de que para movimentar todos os meios de transportes do planeta só usando biocombustíveis, as terras usadas para agricultura teriam que ser duas vezes maiores do que já são. Para ser mais eficaz, deixando mais rápidas as colheitas, e deixando ser mais captadores de energia, cientistas estão fazendo pesquisas. Atualmente, os combustíveis extraídos da biomassa são vegetais, como o amido, o açúcar, e óleos, mas alguns cientistas estão tentando deixar esses combustíveis líquidos. Outros estão visando safras que gerem melhores combustíveis. E esse é o grande problema da energia da biomassa, mas para Michel Pacheco, “Estamos diante de muitas opções, e cada uma tem por trás um grupo de interesse. Para ser bastante sincero, um dos maiores problemas com a biomassa é o fato de existirem tantas alternativas“.

- **Energia solar** - É a designação dada a qualquer tipo de captação de energia luminosa (e, em certo sentido, da energia térmica) proveniente do Sol, e posterior transformação dessa energia captada em alguma forma utilizável pelo homem, seja diretamente para aquecimento de água ou ainda como energia elétrica ou mecânica.

## 2.8 Adequação do Sistema de Medição

O consumidor que optar pela aquisição de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre deve, obrigatoriamente, adequar o seu sistema de medição de acordo com os padrões estabelecidos no Módulo 12 dos procedimentos de Rede, além da legislação específica em vigor (*Eletropaulo, 2009*).

Devem ser observados os seguintes instrumentos na adequação:

- Lei N° 9074, de 07 de julho de 1995.
- Resolução ANEEL N° 264, de 13 de agosto de 1998.
- Resolução ANEEL N° 281, de 01 de outubro de 1999.
- Resolução ANEEL N° 456, de 29 de novembro de 2000.
- Resolução ANEEL N° 208, de 07 de junho de 2001.
- Resolução Normativa ANEEL N° 067, de 08 de junho de 2004.
- Resolução Normativa ANEEL N° 247, de 21 de dezembro de 2006.
- Resolução Normativa ANEEL N° 248, de 23 de janeiro de 2007.
- Resolução Autorizada ANEEL N° 787, de 23 de janeiro de 2007.
- Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, do ONS, Revisão 1.

#### **RESPONSABILIDADE:**

##### **- DO CONSUMIDOR:**

- Elaboração do projeto e execução da construção ou adequação da infra-estrutura necessária para implantação ou adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF).
- Aquisição e/ou instalação, quando necessário, de caixas de passagem; caixas e cubículos de medidores; blocos terminais ou, alternativamente, chaves de aferição; sistema de alimentação auxiliar e ponto de rede ou acessório do sistema de comunicação.
- Instalação dos cabos de controle nos respectivos dutos e canaletas.
- Remoção/montagem dos TP e TC nas respectivas bases.
- Conexão dos terminais primários dos TP e TC.

##### **- DA DISTRIBUIDORA:**

- Análise do projeto de implantação ou adequação das instalações do cliente;
- Elaboração do projeto do SMF;
- Aquisição e instalação do sistema de comunicação;
- Verificação da calibração dos medidores;
- Instalação dos medidores;
- Conexão dos equipamentos de medição;
- Ensaios e testes em campo;
- Comissionamento.

## RESPONSABILIDADE FINANCEIRA PELO SMF:

O Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é de responsabilidade financeira do consumidor. Desse modo, os valores referentes á aquisição de equipamentos e materiais e à execução dos serviços serão orçados pela distribuidora e devem ser pagos pelo consumidor. Os custos, em média, da adequação do sistema variam de acordo com o nível de tensão de alimentação do consumidor.

Segue abaixo no quadro 3 os valores, em média, da adequação do sistema de medição para os consumidores que pretendem migrar de mercado. Os valores, também, podem sofrer variações de acordo com as distribuidoras locais.

**Quadro 3 – Investimento SMF.**

<b>Grupo A</b>	<b>Investimento [R\$]</b>
<b>A1</b>	<b>1.105.000,00</b>
<b>A2</b>	<b>645.000,00</b>
<b>A3</b>	<b>300.000,00</b>
<b>A4</b>	<b>80.000,00</b>

O prazo de conclusão da adequação do SMF, não ocorrendo imprevistos, é entorno de 180 dias. Os valores foram obtidos do trabalho de mestrado do [1] SILVA, M. F. A, 2007.

### 2.9 Fator de Carga (FC)

O Fator de Carga é um índice que demonstra se a energia consumida está sendo utilizada de maneira racional e econômica. Este índice varia entre zero a um, e obtido pela relação entre a demanda média e a demanda máxima, durante um período definido. O fator de carga é expresso pela relação entre a energia ativa consumida num determinado período de tempo e a energia ativa total que poderia ser consumida caso a demanda medida do período (demanda máxima) fosse utilizada durante todo o tempo, de acordo com a expressão 1.

$$\text{FC} = \text{kWh} / (\text{kWh} * \text{t}) \quad (1)$$

Em que:

kWh = Consumo de energia ativa.

kW = Demanda de potência ativa medida.

t = nº de horas ocorridas no intervalo.



Considerando valores apurados no mesmo período de tempo.

No caso de consumidores enquadrados no Sistema Tarifário horo-sazonal, o fator de carga é definido por segmento horo-sazonal (ponta e fora de ponta), conforme as seguintes expressões 2 e 3:

$$\boxed{\text{FCp} = \text{kWh} / (\text{kWh} * \text{t})} \quad (2)$$

$$\boxed{\text{FCfp} = \text{kWh} / (\text{kWh} * \text{t})} \quad (3)$$

Em que:

FC = fator de carga.

kWh = consumo em kWh, ocorrido no segmento.

kW = demanda medida em kW, ocorrida no segmento.

p = segmento de ponta.

fp = segmento de fora de ponta.

t = tempo em horas, ocorrido no segmento.

Considerando valores apurados no mesmo período de tempo.

A melhoria (aumento) do fator de carga, além de diminuir o preço médio pago pela energia consumida, conduz a um melhor aproveitamento da instalação elétrica, inclusive de motores e equipamentos e à otimização dos investimentos nas instalações.

O fator de carga da unidade consumidora depende, entre outras coisas, das características dos equipamentos elétricos e do regime de operação dos mesmos, que por sua vez tem relação com a atividade executada no local.

### 3. TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Define-se tarifa por um valor unitário medido em reais por quilowatt-hora (kWh), que corresponde ao preço pago em reais pelo consumo de um quilowatt (kW) em uma hora, de acordo com o caderno temático sobre tarifas da ANEEL 2005. Os consumidores de energia elétrica, através das faturas de energia recebidas das distribuidoras locais, pagam pelo consumo de energia um valor que é calculado multiplicando-se a tarifa de energia pelo consumo do mês. Esse consumidor é classificado como consumidor cativo.

As empresas que emitem as faturas de energia são as distribuidoras de energia elétrica. Essas empresas prestam esse serviço na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi concedida autorização. Os valores das tarifas são estabelecidos pela ANEEL que sempre busca assegurar um preço justo ao consumidor e que, também, possa garantir um equilíbrio financeiro das distribuidoras, para que elas possam assim continuar atendendo seus clientes com confiabilidade e continuidade.

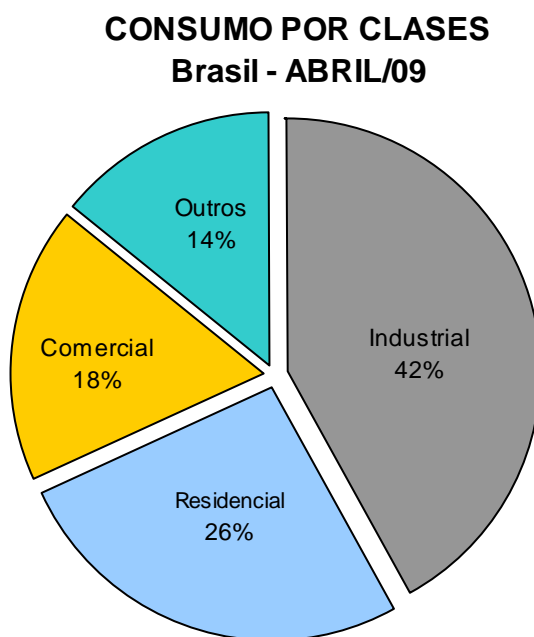
#### 3.1 Classes de Consumo

Para que as tarifas sejam aplicadas, os consumidores são divididos em classes de consumo.

- **Industrial** – Unidade consumidora que desempenha atividade industrial.
- **Comercial** – Serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outras atividades.
- **Residencial** – Unidade consumidora residencial.
- **Rural** – Atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural.
- **Poder Público** – Atividades dos poderes públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal.
- **Iluminação Pública** – Iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio publicam.
- **Serviço Público** – Serviços de água, esgoto e saneamento.
- **Consumo Próprio** - Fornecimento destinado ao consumo de energia da própria empresa de distribuição.

Segue abaixo a figura 4 que mostra a relação de consumo entre as classes, no período de abril de 2009.

Nota-se que as três classes de consumo: Industrial, Residencial e Comercial são as classes que mais consomem energia no país. Elas somadas resultam em mais de 85% do consumo. Os outros 14% estão distribuídos entre as outras cinco classes.



**Figura 4 – Consumo por classes.**  
*Fonte: COPAM/EPE site (EPE, 2009).*

### 3.2 Componentes das Tarifas

A tarifa é composta por dois componentes: *A demanda* e o *Consumo* de energia. A demanda é a potência média que o consumidor solicita a distribuidora, durante um intervalo de 15 minutos. O valor considerado para faturamento é o maior valor registrado no mês.

Já o consumo de energia, medido em kWh ou MWh, é a potência elétrica disponibilizada no tempo, neste caso o mês de consumo (30 ou 31 dias ou calendário de faturamento da distribuidora).

### 3.3 Estrutura Tarifária

Atualmente no Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos: *Grupo A*, foco do trabalho, pois nele estão inseridos os consumidores de alta tensão e o *Grupo B*.

### 3.3.1 Grupo A

Os consumidores atendidos entre 2,3kV – 230kV pertencem ao grupo A das tarifas de energia elétrica. Eles são atendidos pela rede de alta tensão e as tarifas são estruturadas em três modalidades distintas: *Convencional*, *Horo-Sazonal Azul* e *Horo-Sazonal Verde*. Segue abaixo quadro 4 com a classificação estruturada pelos níveis de tensão.

**Quadro 4 – Grupo A de tarifas.**

GRUPO A	
<b>A1</b>	≥ 230 kV
<b>A2</b>	88 – 138 kV
<b>A3</b>	69 kV
<b>A3a</b>	30 – 44 kV
<b>A4</b>	2,3 – 25kV
<b>AS</b>	Subterrâneo

- **Convencional**

É uma estrutura de tarifa onde o valor cobrado pelo consumo de energia e demanda independem das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Na estrutura tarifaria convencional a tarifa apresenta um valor para o consumo em R\$/MWh e um valor em R\$/kW para a demanda de potência.

Sendo assim, o consumidor paga o mesmo valor, pela demanda e pela energia consumida em qualquer patamar do dia e período do ano.

Resumindo segue quadro 5:

**Quadro 5 – Modalidade tarifa convencional.**

CONVENCIONAL	
TENSÃO	< 69 kV
DEMANDA	< 300 kW
DEMANDA [R\$/kW]	DEMANDA
ENERGIA [R\$/MWh]	ENERGIA

O consumidor que for atendido com tensão de fornecimento abaixo de 69kV e possuir uma demanda contratada menor que 300kW, pode optar por essa estrutura tarifária.

## Horo-Sazonal

É a estrutura que diferencia o consumo de energia e a demanda de potência, de acordo com as horas de consumo do dia e o período do ano. Essa diferença tem como intuito motivador a racionalização de consumo por parte do consumidor, nos períodos do ano onde se observa que os níveis dos reservatórios estão mais baixos, devido a uma menor precipitação de chuvas, e nos horários de maior consumo durante o dia (os chamados horários de pico). Sendo assim, as tarifas de energia nessa estrutura são mais elevadas no período seco e no horário de ponta. A distinção nas horas do dia esta dividida em período de maior consumo “*PONTA*” e período de menor consumo “*FORA DE PONTA*”. O horário de ponta é definido como três horas consecutivas do dia definidas entre às 17h – 22h pela concessionária local de segunda á sexta exceto feriados. Já o horário de fora de ponta compreende as horas restantes do dia incluindo os sábados, domingos e feriados, segue figura 5 com um exemplo.

SEG	TER	QUA	QUI	SEX	SÁB	DOM
1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4	4
5	5	5	5	5	5	5
6	6	6	6	6	6	6
7	7	7	7	7	7	7
8	8	8	8	8	8	8
9	9	9	9	9	9	9
10	10	10	10	10	10	10
11	11	11	11	11	11	11
12	12	12	12	12	12	12
13	13	13	13	13	13	13
14	14	14	14	14	14	14
15	15	15	15	15	15	15
16	16	16	16	16	16	16
17	17	17	17	17	17	17
18	18	18	18	18	18	18
19	19	19	19	19	19	19
20	20	20	20	20	20	20
21	21	21	21	21	21	21
22	22	22	22	22	22	22
23	23	23	23	23	23	23
24	24	24	24	24	24	24

■ Ponta

■ Fora de Ponta

Figura 5 – Exemplo de horário de ponta e fora de ponta.

Já a classificação quanto ao período (do ano) de utilização de energia é dividido em “*SECO*” e “*ÚMIDO*” como mostra a figura 6 abaixo:

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Úmido	Úmido	Úmido	Úmido	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Úmido

Figura 6 – Período seco e úmido.

. O período seco compreende de maio-novembro, onde ocorre à incidência de menor precipitação de chuva. O úmido, onde ocorrem mais precipitações de chuvas, abrange de dezembro-abril.

Existem dois grupos distintos dentro da estrutura tarifária Horo-Sazonal, a horo-sazonal azul e a verde. São duas estruturas que diferem no que se refere à aplicação de tarifa de demanda de potência. Na horo-sazonal azul existem duas tarifas distintas para a demanda, demanda ponta e demanda fora de ponta. Já na estrutura horo-sazonal verde, existe apenas uma tarifa para a demanda.

### **Horo Sazonal Azul**

É a modalidade de fornecimento onde a aplicação da tarifa é diferenciada quanto às horas de utilização do dia e período do ano. As tarifas são diferenciadas para a demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e diferenciadas no período do ano em relação ao consumo de energia.

É aplicada compulsória para consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 69kV. Segue a estrutura da tarifa horo-sazonal azul:

Resumindo segue tabela 6:

**Quadro 6 – Modalidade tarifa HSA.**

<b>HORO-SAZONAL AZUL (HSA)</b>	
TENSÃO	≥ 69 kV - Obrigatoriamente < 69 kV - Opcional
DEMANDA [R\$/kW]	PONTA FORA PONTA
ENERGIA [R\$/MWh]	PONTA UMIDA FORA DE PONTA UMIDA PONTA SECA FORA DE PONTA SECA

Duas tarifas distintas para a Demanda:

- Demanda de Potência horário de Ponta (DP) [R\$/kW]
- Demanda de Potência horário de Fora de Ponta (DFP) [R\$/kW]

Quatro tarifas distintas para o consumo de energia:

- Energia horário de Ponta período Úmido (EPU) [R\$/MWh]
- Energia horário de Fora de Ponta período Úmido (EFPU) [R\$/MWh]
- Energia horário de Ponta período Seco (EPS) [R\$/MWh]
- Energia horário de Ponta período Seco (EPS) [R\$/MWh]

## Horo-Sazonal Verde

Ainda dentro da modalidade horo-sazonal, existe a estrutura horo-sazonal verde (HSV). Nessa estrutura as tarifas são aplicadas com valores diferentes para os períodos do ano e uma única tarifa para a demanda de potência, não existindo diferenciação entre demanda de ponta e demanda fora de ponta. Segue a estrutura da tarifa horo-sazonal verde:

Uma única tarifa para a Demanda:

- *Demanda de Potência (D) [R\$/kW]*

Quatro tarifas distintas para o consumo de energia:

- *Energia horário de Ponta período Úmido (EPU) [R\$/MWh]*

- *Energia horário de Fora de Ponta período Úmido (EFPU) [R\$/MWh]*

- *Energia horário de Ponta período Seco (EPS) [R\$/MWh]*

- *Energia horário de Ponta período Seco (EPS) [R\$/MWh]*

Resumindo segue quadro 7:

**Quadro 7 – Modalidade tarifa HSV.**

<b>HORO-SAZONAL VERDE (HSV)</b>	
TENSÃO	< 69kV - Opcional
DEMANDA [R\$/kW]	DEMANDA
ENERGIA [R\$/MWh]	PONTA UMIDA FORA DE PONTA UMIDA PONTA SECA FORA DE PONTA SECA

### 3.3.2 Grupo B

No grupo B de tarifas os consumidores estão classificados em classes de consumo para unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3kV. As classes de consumo são as seguintes:

*B1 – Classe residencial*

*B2 – Classe rural*

*B3 – Outras classes*

*B4 – Classe Iluminação pública*

Quem pertence ao grupo B, está estabelecido somente com o componente de consumo de energia, sendo que o custo de demanda de potência está incorporado ao custo de fornecimento de energia.

Segue abaixo o quadro 8 com o resumo do grupo B:

**Quadro 8 – Grupo B de tarifas.**

<b>GRUPO B</b>	
TENSÃO	< 2,3 kV
ENERGIA [R\$/MWh]	ENERGIA

### **3.4 Composição das Tarifas**

A receita das concessionárias está dividida em duas partes: parcela 1 (parcela B): custos gerenciáveis e parcela 2 (parcela A): custos não gerenciáveis.

*PARCELA 1: Custos gerenciáveis (B).*

Nessa parcela da receita a concessionária tem capacidade de administrar diretamente os recursos que se referem à cobertura de custos de pessoal, de material ou outras atividades que envolvam a manutenção e a operação de distribuição de energia.

- Despesas de Operação e Manutenção. (Pessoal, Material, outros)
- Despesas de capital (Cotas de depreciação, Remuneração de capital)
- Outros (P&D, PIS/COFINS)

*PARCELA 2: Custos não gerenciáveis (A).*

Nessa parcela da receita a concessionária não tem capacidade de administrar diretamente os recursos. Isso porque seus valores independem do controle da empresa, como por exemplo, encargos e tributos fixados legalmente.

- Encargos Setoriais (RGR, CCC, TFSEE, CDE e Rateio de custos de Proinfa).
- Encargos de transmissão.
- Compra de Energia Elétrica para revenda.

### **3.5 Atualizações das Tarifas**

Para preservar ao longo do tempo o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição de energia elétrica, existem três regras de reajuste de tarifa.

#### **3.5.1 Reajuste Tarifário Anual**

Reajustar o poder de compra da receita obtida pelas concessionárias anualmente é o objetivo do reajuste tarifário anual.



Para calcular o Índice de Reajuste Tarifário (IRT), levam-se em consideração as duas parcelas que compõem as tarifas de energia, Parcela 1: custos gerenciáveis (P1) e Parcela 2: custos não gerenciáveis (P2). O período de reajuste, como o próprio nome já diz é de doze meses. Sendo assim, uma data de reajuste de processamento é definida. (Cada distribuidora tem sua data de reajuste anual). Logo, a cada doze meses, o índice de reajuste é calculado e as tarifas são reajustadas de acordo com o índice obtido. Segue a expressão 4 para o cálculo do IRT:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VP2}_1 + \text{VP1}_0 \cdot (\text{IGPM} + \text{X})}{\text{RA}_0} \quad (4)$$

Onde:

**IRT:** Índice de Revisão Tarifária.

**VP2<sub>1</sub>:** Novo valor total da parcela 2 (custos não gerenciáveis), na data de reajuste em processamento.

**VP1<sub>0</sub>:** Valor total da parcela 1 (custos gerenciáveis), na data de referência do reajuste anterior.

**IGPM:** Índice do IGPM obtido pela divisão dos índices da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior a data de reajuste em processamento e do mês anterior a data de referencia anterior.

**X:** É um fator definido pela ANEEL, de acordo com as metas de eficiência estabelecidas para o ano em questão.

**RA<sub>0</sub>:** Receita Anual referente aos últimos doze meses.

### 3.5.2 Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifaria periódica tem como principal objetivo analisar o equilíbrio econômico financeiro da concessão concebida a concessionária. O período de análise é definido no contrato de concessão e geralmente é de quatro anos.

O cálculo da revisão tarifaria periódica baseia-se em dois princípios: *Reposicionamento tarifário* e o cálculo do *Fator X*.

**Reposicionamento tarifário:** O cálculo se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes para um dado nível de qualidade do serviço. Essa definição, da parcela da receita necessária para cobertura, é um dos grandes desafios da revisão tarifaria periódica. Para esse definição, a ANEEL vem adotando uma abordagem cujo enfoque metodológico é denominado *Empresa de Referência*. É a simulação de uma empresa virtual responsável que presta serviço de fornecimento de energia em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade.

**Cálculo do Fator X:** O fator X está relacionado as metas estabelecidas de eficiência para o período tarifário. Reflete: os ganhos de produtividade esperados na área de concessão, a avaliação dos consumidores sobre a distribuidora (Índice de satisfação do consumidor IASC) e reajuste do componente “pessoal” da parcela 1.

### **3.5.3 Revisão Tarifária Extraordinária**

No contrato de concessão também está inserido o mecanismo de Revisão tarifária extraordinária, pela qual a ANEEL, poderá a qualquer momento proceder à revisão das tarifas, por solicitação da empresa de distribuição. Sendo que para isso acontecer é necessário a comprovação, por parte da empresa de distribuição, alterações significativas nos custos de distribuição.

### **3.6 Tributo e Imposto nas Faturas de Energia Elétrica**

As distribuidoras de energia elétrica cobram pelos serviços prestados de distribuição de energia através de faturas de energia elétrica emitidas mensalmente. Nas faturas estão embutidos, além dos custos com o uso do sistema de distribuição e gastos com o consumo de energia (caso o cliente seja cativo), tributos como o **PIS/PASEP** e **COFINS**, imposto de **ICMS** e a Contribuição para custeio do serviço de **Iluminação Pública**.

- **ICMS:** É o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço é calculado "por dentro", conforme prevê o artigo 33 do Conv. ICM66/88: o montante do imposto integra sua própria base de cálculo.
- **PIS/PASEP e COFINS:** São dois tributos federais. O PIS/PASEP tem como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais. E o COFINS (Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social) foi instituído pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social. Eles sofrem alterações mensais que são divulgadas pelas distribuidoras.
- **Iluminação Pública:** Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública, convênio celebrado entre as Prefeituras e a distribuidora, com objetivo de promover a arrecadação da contribuição, nas contas de energia elétrica, nos termos das leis municipais de cada Prefeitura. O valor faturado será repassado integralmente às respectivas Prefeituras.

## 4. PRECIFICAÇÃO

No mercado livre de energia, o consumidor paga pela energia um preço firmado em contrato bilateral com um agente vendedor. Esse preço é definido para cada período de suprimento e reajustado, normalmente, a cada um ano pelo indicador econômico acordado no contrato entre as partes. Sendo assim, o consumidor já sabe, de antemão, o valor que irá pagar por R\$/MWh nos próximos anos (o preço sofrerá apenas os reajuste dos índices macro econômicos firmados em contrato) isso considerando um ambiente com inflação controlada. Esse preço, com raras exceções, é mais vantajoso que a tarifa que seria paga caso o consumidor estivesse sendo atendido pela concessionária local.

### 4.1 Modelo de precificação no ACL

O consumidor que está inserido no ambiente de contratação livre tem sua conta de energia elétrica mensal composta, praticamente, de três itens: Fatura de energia emitida pelo vendedor, Fatura TUSD emitida pela distribuidora local (ou Aviso de Débito caso seja consumidor A1) e uma Fatura com encargos setoriais e Contribuição Financeira para CCEE.

1. **Fatura de energia:** Todo mês, o consumidor recebe uma fatura emitida pelo seu fornecedor de energia (comercializador ou gerador). O valor da fatura é o resultado da multiplicação do preço de contrato firmado entre as partes e o volume de energia a ser faturado naquele mês. Esse volume é faturado de acordo com o que foi acordado no contrato. Boa parte dos contratos se enquadra na modalidade FLAT (um volume de energia já especificado para cada mês). O preço de contrato sofre reajuste, normalmente no início de cada período de suprimento. O reajuste leva em conta a data base firmada em contrato e a data do início do período de suprimento. Regularmente, o período de suprimento tem doze meses de duração.
  - **Garantia Financeira:** Todo contrato de energia elétrica exige a apresentação de uma garantia financeira (apólice ou carta fiança) como garantia do fiel cumprimento de suas obrigações. Essa garantia deve ser apresentada, normalmente, até um mês depois do início do período de fornecimento. O cálculo da garantia normalmente é feito com base na multiplicação de dois ou

três meses da maior quantidade mensal de energia contratada pelo preço de contrato (reajustado na data pelo índice macro econômico definido).

2. **Fatura TUSD:** O consumidor, mensalmente, recebe uma fatura referente ao custo com o uso do sistema de distribuição. Essa fatura é emitida pela distribuidora em que o consumidor está conectado. Nela estão calculados os valores que o consumidor terá que pagar por utilizar o “fio” da distribuidora para transportar a sua energia consumida. Nessa fatura, o consumidor só tem gastos referentes à utilização do sistema de distribuição, nenhum custo referente à energia consumida está inserido na mesma. (Caso o consumidor seja A1, ele não receberá uma fatura TUSD e sim um AVD (Aviso de débito) do ONS, onde nesse aviso serão apresentados os valores a serem pagos com gasto de uso do sistema de transmissão e demais encargos).
3. **Encargos e Contribuição CCEE:** Mensalmente, o consumidor recebe via boleto bancário uma conta a ser paga pelos custos que a câmara de comercialização tem referente ao gerenciamento dos agentes participantes da mesma. É uma contribuição que é rateada entre os agentes. O valor da contribuição é insignificante em relação aos valores das faturas de energia e da TUSD. Existe também uma fatura referente a encargos do setor elétrico.
  - **Aporte de garantia financeira CCEE:** Mensalmente a câmara realiza um cálculo para verificar o valor a ser aportado pelo consumidor referente à garantia financeira. O cálculo leva em conta o volume de contratos que o consumidor tem firmado num horizonte de cinco meses futuros e a previsão de carga para esses meses. Esse valor, depois de apurado, deve ser aportado em uma conta bancária e servirá de garantia caso alguma inadimplência ocorra.

#### **4.2 Câmara de comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004. (CCEE, 2009).

A câmara tem como principais atribuições:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);

- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE. (CCEE, 2009).

### **4.3 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**

O preço de liquidação das diferenças é um preço utilizado para valorar as transações de compra e venda no Curto Prazo (CP). O preço é informado semanalmente na página da CCEE. A formação do preço se faz pela utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS sempre busca a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O cálculo do PLD leva em conta modelos matemáticos que tem por objetivo encontrar a solução ótima para a utilização da água no presente e o benefício futuro, em termos econômicos, de seu armazenamento.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho

(geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente, como já citado acima, para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no SCL. Segue abaixo exemplos de PLD semanal no quadro 9 e valores médios fechados no quadro 10 de cada mês desde janeiro de 2008 obtidos do site da CCEE, 2009.

**Quadro 9 - PLD 1º semana de julho de 2009.**

<b>Semana 1 - Período: 27/06/2009 a 03/07/2009</b>											
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>			<b>Sul</b>			<b>Nordeste</b>			<b>Norte</b>		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
51,96	51,60	51,60	51,96	51,60	51,60	43,08	43,08	43,08	43,08	43,08	43,08

**Quadro 10 - PLD médio fechado desde janeiro de 2008.**

<b>Mês</b>	<b>Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)</b>			
	<b>Submercado</b>			
	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
<b>07/2009</b>	30,43	30,43	25,55	25,55
<b>06/2009</b>	40,84	40,84	30,00	23,14
<b>05/2009</b>	39,00	39,10	30,17	16,31
<b>04/2009</b>	46,46	48,73	27,79	16,31
<b>03/2009</b>	90,87	91,28	84,25	24,96
<b>02/2009</b>	52,08	66,15	27,41	27,41
<b>01/2009</b>	83,64	83,66	77,77	77,82
<b>12/2008</b>	96,97	96,93	96,97	96,97
<b>11/2008</b>	106,14	93,77	106,14	106,14
<b>10/2008</b>	92,43	92,17	92,43	92,43
<b>09/2008</b>	109,93	109,40	109,91	109,93
<b>08/2008</b>	102,79	101,21	102,79	102,79
<b>07/2008</b>	108,42	108,42	108,42	108,42
<b>06/2008</b>	76,20	76,20	75,34	75,34
<b>05/2008</b>	34,18	34,19	34,42	27,61
<b>04/2008</b>	68,80	72,12	71,92	50,97
<b>03/2008</b>	124,70	127,41	123,24	117,67
<b>02/2008</b>	200,42	200,65	214,37	200,43
<b>01/2008</b>	502,45	502,45	497,61	502,45

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores

de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal. (CCEE, 2009).

#### **4.4 Curto-Prazo (CP)**

É uma modalidade de contratação bilateral das diferenças (sobras ou faltas) entre os montantes de energia registrados na CCEE e o consumo efetivamente verificado no mês. A CCEE mantém todos os registros dos valores de medições de consumo de um lado e do outro todos os montantes de energia contratados. Com essas informações, a Câmara realiza um balanço que consiste na apuração da comercialização de energia entre os agentes. Verifica-se o consumo versus o contratado e assim apurasse as sobras ou diferenças que são liquidadas considerando-se o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Com base nessa contabilização, são calculados os montantes que serão negociados no mercado de curto prazo. Dize-se que o mercado de curto prazo é um “mercado de diferenças”.

#### **4.5 Encargos e Tributos Setoriais**

**Reserva Global de Reversão (RGR):** Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo sua vigência estendida até 2010, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras (Aneel, 2009).

**Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):** Criado pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. Pago mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeleétrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar

em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas. A partir deste ano de 2006, restringe-se à cobertura de custos de geração termoeletrica dos sistemas isolados. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras (Aneel, 2009).

**Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL (Aneel, 2009).

**Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA):** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, com base na Resolução Normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRÁS. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras (Aneel, 2009).

**Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para: *i*) o desenvolvimento energético dos Estados; *ii*) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; *iii*) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas



pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo IPCA. Sua gestão fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da ELETROBRÁS (Aneel, 2009).

**Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):** Criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (Aneel, 2009).

**P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética:** Criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a ELETROBRÁS e os próprios agentes (Aneel, 2009).

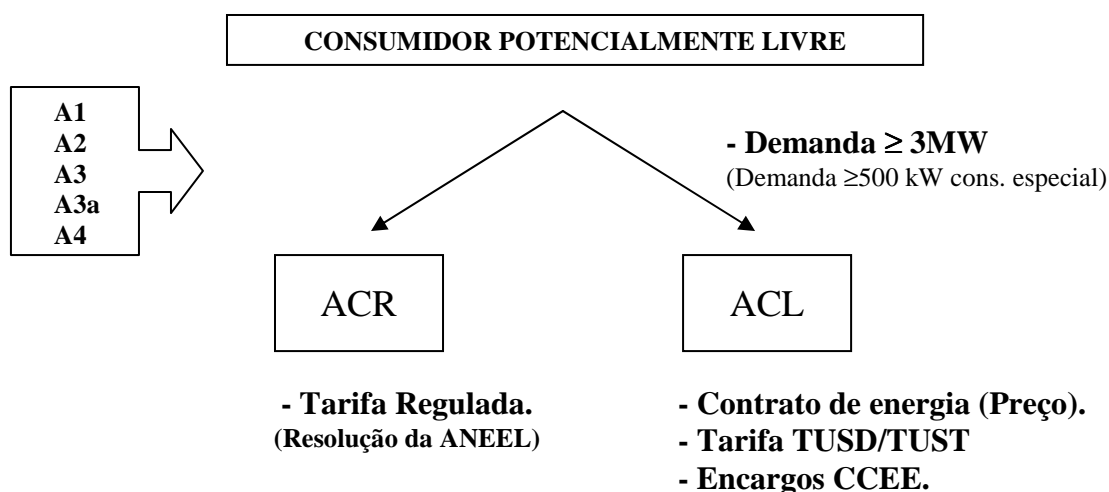
**Encargo de Serviços do Sistema (ESS)** Com base no que dispõe o art.18 do Decreto n.º 2655, de 2 de julho de 1998, a ANEEL homologou as Regras de Mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, através da Resolução n.º 290, de 4 de agosto de 2000. Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos

agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão. Sua gestão fica a cargo da CCEE, que atualmente substitui o MAE (Aneel, 2009).

**Operador Nacional do Sistema (ONS):** Em 2004, com a instituição do atual modelo do setor elétrico, o Operador Nacional do Sistema Elétrico teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. O atual estatuto do ONS foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328 da ANEEL, de 12 de agosto de 2004. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS, que tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Sua gestão fica a cargo do NOS (Aneel, 2009).

## 5. METODOLOGIA PROPOSTA

Para avaliar se o desempenho do consumidor será vantajoso financeiramente, numa possível troca de mercado, é de suma importância realizar uma análise detalhada dos fatores que envolvem a contabilização do consumo de energia. Para isso, uma metodologia de comparação entre os mercados, regulado e livre, foi elaborada e será apresentada neste capítulo.



**Figura 7 – Metodologia proposta.**

Esse projeto não considerará consumidores do grupo B (atendidos em baixa tensão), pois esses consumidores não podem de acordo com a legislação vigente se tornarem consumidores livres. Assim, somente os consumidores do grupo A serão analisados. A ênfase será dada nos consumidores potencialmente livres, ou seja, consumidores atendidos de forma regulada (ACR), mas com possibilidade de se tornarem livres (ACL). A metodologia será apresentada em duas partes: primeira parte, considerando o consumidor no mercado cativo com a aplicação das tarifas de energia da distribuidora local e o tributo do PIS/COFINS inserido. Já na segunda parte, considerando o consumidor no mercado livre com todos os custos que ele teria caso estivesse no ACL, como uso do ‘fio’ da distribuidora, contrato de energia e outros encargos do setor.

## 5.1 Metodologia Mercado Cativo

O consumidor, atualmente, que está inserido no ambiente de contratação regulado paga, pelo seu consumo de energia, uma fatura de energia elétrica emitida pela distribuidora local. Essa fatura valora o consumo, mensal, através de tarifas de energia regulada pela aneel. Os consumidores, como apresentados no capítulo 3, são classificados em grupos conforme sua tensão de fornecimento, e assim as tarifas são aplicadas de acordo com a classificação do consumidor. Todos os atos regulatórios, com as tarifas vigentes, de qualquer distribuidora de energia elétrica se encontram no site da aneel [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) em Atos Regulatórios – Reajuste tarifário. A metodologia de simulação do consumidor no mercado cativo baseia-se em simular seus gastos de energia num período de doze meses.

Para realizar essa simulação a análise das últimas doze faturas de energia do consumidor é imprescindível. Delas são obtidos os dados que servirão de base para a simulação do custo anual.

Dados a serem analisados de posse das faturas de energia:

- ✓ **Classe de consumo.**
- ✓ **Distribuidora.**
- ✓ **Demanda Contratada (DC).**
- ✓ **Consumo Anual (CA).**
- ✓ **ICMS.**
- ✓ **Modalidade Tarifária.**
- ✓ **Fator de carga.**

Após a aquisição dos dados, deve-se procurar no site da ANEEL as tarifas vigentes de acordo com a sua classificação tarifária e distribuidora local de fornecimento.

Na metodologia proposta, os custos que englobam a fatura de energia de um consumidor cativo são:

- Custo com Demanda Contratada (DC).
- Custo com Energia (E).
- Custo relacionado com PIS/COFINS (o ICMS não será considerado para efeito de comparação na metodologia proposta).

No cálculo de custo com a demanda, como o período de comparação será de doze meses, existe a necessidade de se multiplicar por 12 o valor do mesmo. Segue abaixo, a tabela com o a metodologia de gastos de um consumidor cativo, com modalidade tarifária Horo-Sazonal Azul (caso a modalidade do consumidor seja Horo Sazonal Verde, o custo com

demanda será apenas um e não dois como na modalidade azul, que se divide em demanda na ponta e fora de ponta):

**Quadro 11 – Metodologia Mercado Cativo.**

Gasto Anual - MERCADO CATIVO				
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
<b>DP [kW]</b>	DCP	TDP	12	CDP
<b>DFP [kW]</b>	DCFP	TDFP	12	CDFP
<b>EP [MWh]</b>	EPA	TEP	-	CEP
<b>EFP [MWh]</b>	EFPA	TEFP	-	CEFP
<b>PIS/COFINS</b>		6%	-	CPISCOFINS
			<b>Total</b>	TTC

**Quantidade:** Dados adquiridos da análise das doze faturas de energia do consumidor.

**DCP** – Demanda Contratada Ponta.

**DCFP** – Demanda Contratada Fora de Ponta.

**EPA** – Energia Ponta Anual (soma do consumo de energia dos doze meses).

**EFPA** – Energia Fora de Ponta Anual (soma do consumo de energia dos doze meses).

**Tarifas:** Tarifas vigentes da Aneel (site da aneel).

**TDP** – Tarifa Demanda Ponta [R\$/kW].

**TDFP** – Tarifa Fora de Ponta [R\$/kW].

**TEP** – Tarifa Energia Ponta [R\$/MWh].

**TEFP** – Tarifa de Energia Fora de Ponta [R\$/MWh].

Como a estrutura horo-sazonal tem tarifas que são divididas em período úmido e seco, deve-se realizar uma proporcionalidade para chegar a um valor da tarifa para a energia.

Modelo do cálculo:

Como o período Seco abrange sete meses do ano e o período úmido cinco meses, a TEP deve ser calculada de acordo com a seguinte expressão 5:

$$\mathbf{TEP = [ 7 * TPS + 5 * TPU ] / 12} \quad (5)$$

Tarifa Energia Ponta Seca: TPS

Tarifa Energia Ponta Úmida: TPU

A mesma metodologia deve ser aplicada para o cálculo da TEFP.

**Total:** Multiplica-se as colunas de Quantidade pela Tarifa.

**CDP** – Custo Demanda Ponta (DCP \* TDP \* Meses)

**CDFP** – Custo Demanda Fora de Ponta (DCFP \* TDFP \* Meses)

**CEP** – Custo de energia Ponta (EPA \* TEP)

**CEFP** – Custo de Energia Fora de Ponta (EFPA \* TEFP)

**CPISCOFINS** – Custo PIS/COFINS.

Para o cálculo do custo do pis/cofins, foi utilizado o valor de 6%. Esse valor reflete, com uma margem de segurança, uma média do percentual utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica atualmente. (O PIS/COFINS médio da AES Eletropaulo aplicado no período de outubro/2008-setembro/2009 é de 4,64%). Segue a expressão 6 para o cálculo do tributo de pis/cofins::

$$\text{CPISCOFINS} = [ ( \text{CDP} + \text{CDFP} + \text{CEP} + \text{CEFP} ) / ( 1 - \text{ICMS} - 6\% ) ] * 6\% \quad (6)$$

Segue expressão 7 para o calculo do gasto anual cativo TTC:.

$$\text{TTC} = \text{CDP} + \text{CDFP} + \text{CEP} + \text{CEFP} + \text{CPISCOFINS} \quad (7)$$

## 5.2 Metodologia Mercado Livre

A metodologia de simulação do consumidor no mercado livre baseia-se em simular seus gastos de energia num período de doze meses.

Na metodologia proposta, os custos com a energia para um consumidor livre A2, A3 e A4 são:

- Custo com Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).
- Custo com Contrato de Energia (CCVE).
- Encargos CCEE.
- Custo relacionado com PIS/COFINS (o ICMS não será considerado para efeito de comparação).

**Quadro 12 – Metodologia Mercado Livre A2, A3 e A4.**

Gasto Anual - MERCADO LIVRE				
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUSD P [kW]	DCP	TTDP	12	CDP
TUSD FP [kW]	DCFP	TTDFP	12	CDFP
TUSD EP [MWh]	EPA	TTENP		CENP
TUSD EFP [MWh]	EFPA	TTENFP		CENFP
CONTRATO [MWh]	VC	PREÇO		CE
PIS/COFINS		6%		CPISCOFINS
ENC. CCE	EA	ENC		CEN
			<b>Total</b>	TTL

Na tabela acima estão simulados os custos de um consumidor horo sazonal azul.

**Quantidade:** Dados adquiridos da análise das doze faturas de energia do consumidor.

**DCP** – Demanda Contratada Ponta.

**DCFP** – Demanda Contratada Fora de Ponta.

**EPA** – Energia Ponta Anual (soma do consumo de energia dos doze meses).

**EFPA** – Energia Fora de Ponta Anual (soma do consumo de energia dos doze meses).

**VC** – Volume Contratado (soma-se os consumos de energia e acrescentam-se perdas de rede básica de 3%. [  $VC = (EPA + EFPA) * 1,03$  ] ).

**EA** – Energia Anual (energia consumida na ponta mais energia consumida fora de ponta).

**Tarifas TUSD:** Tarifas vigentes da Aneel (site da aneel).

**TTDP** – Tarifa TUSD Demanda Ponta [R\$/kW].

**TTDFP** – Tarifa TUSD Fora de Ponta. [R\$/kW].

**TTENP** – Tarifa TUSD Encargo Ponta [R\$/MWh].

**TTENFP** – Tarifa TUSD Encargo Fora de Ponta [R\$/MWh].

**PREÇO** – Preço do contrato CCVE.

Os preços de mercado atualmente são:

130 R\$/MWh para um contrato de fonte convencional.

165 R\$/MWh para fonte incentivada.

**ENC** – Valor médio de gastos por MWh que o consumidor terá com gerenciamento, encargos CCEE e contribuição CCEE (o valor médio que será utilizado será 3 R\$/MWh já com os tributos de PIS/COFINS embutido nesse valor).

**Total:** Multiplica-se as colunas de Quantidade pela Tarifa.

**CDP** – Custo Demanda Ponta (DCP \* TTDP \* Meses).

**CDFP** – Custo Demanda Fora de Ponta (DCFP \* TTDFP \* Meses).

**CENP** – Custo Encargo Ponta (EPA \* TTENP).

**CENFP** – Custo Encargo Fora de Ponta (EFPA \* TTENFP).

**CE** – Custo com Energia (mais os 3% de perdas de rede básica).

**CEN** – Custo Encargos.

**CPISCOFINS** – Custo PIS/COFINS.

Para o cálculo do custo do Pis/Cofins, será utilizado o valor de 6%, como no cativo.

Segue expressão 8 com o cálculo do tributo pis/cofins:

$$\text{CPISCOFINS} = [ ( \text{CDP} + \text{CDFP} + \text{CENP} + \text{CENFP} ) / ( 1 - \text{ICMS} - 6\% ) ] * 6\% \quad (8)$$

Segue expressão 9 com o TTL – Total de gasto anual Livre.

$$\text{TTL} = \text{CDP} + \text{CDFP} + \text{CENP} + \text{CENFP} + \text{CE} + \text{CPISCOFINS} + \text{CEN} \quad (9)$$

### 5.2.1 Metodologia Consumidor A1 Livre

Os custos de um consumidor A1 no ambiente de contratação livre diferem um pouco dos consumidores A2, A3 e A4. A razão da mudança se dá pelo fato deles estarem ligados em linhas da rede básica do sistema de transmissão. Linhas essas gerenciadas pela ONS. Os custos para um A1 são os seguintes:

- Custo com Uso do Sistema de Transmissão (TUST), serviços e encargos. AVD (Aviso de Débito relativo à apuração Mensal de Serviços e Encargos - emitido pelo ONS).
- Custo com Contrato de Energia (CCVE).
- Encargos CCEE.
- Custo relacionado com PIS/COFINS (o ICMS não será considerado para efeito de comparação).

**Quatro 13 – Metodologia Mercado Livre A1.**

Gasto Anual - MERCADO LIVRE A1				
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUST Fio [kW]	DCP	TTDP	12	CDP
CCC	EA	TCCC		CCCC
CDE	EA	TCDE		CCDE
PROINFA	EA	TPRO		CPRO
CONTRATO [MWh]	VC	PREÇO		CE
PIS/COFINS		6%		CPISCOFINS
ENC. CCE	EA	ENC		CEN
			<b>Total</b>	<b>TTL</b>

**Quantidade:** Dados adquiridos da análise das doze faturas de energia do consumidor.

**DCP** – Demanda Contratada Ponta.

**VC** – Volume Contratado (soma-se os consumos de energia e acrescentam-se perdas de rede básica de 3%. [  $VC = (EPA + EFPA) * 1,03$  ] ).

**EA** – Energia Anual (energia consumida na ponta mais energia consumida fora de ponta).

**Tarifas TUST:** Tarifas vigentes da Aneel, Resolução Homologatória (site da aneel).

**TTDP** – Tarifa TUST Fio [R\$/kW].

**TCCC** – Tarifa CCC [R\$/MWh] (Na resolução o valor já contempla os tributos de PIS/COFINS).



**TCDE** – Tarifa CDE [R\$/MWh] (Na resolução o valor já contempla os tributos de PIS/COFINS).

**TPRO** – Tarifa TUST PROINFA [R\$/MWh] (Na resolução o valor já contempla os tributos de PIS/COFINS).

**PREÇO** – Preço do contrato CCVE. (nas simulações serão usados 130 R\$/MWh para um contrato de fonte convencional e 165 R\$/MWh para fonte incentivada).

**ENC** – Valor médio de gastos por MWh que o consumidor terá com gerenciamento, encargos CCEE e contribuição CCEE. (o valor médio que será utilizado será 3 R\$/MWh já com os tributos de PIS/COFINS embutido nesse valor).

**Total:** Multiplica-se as colunas de Quantidade pela Tarifa.

**CDP** – Custo Demanda Ponta (DCP \* TTDP \* Meses).

**CCCC** – Custo CCC (EA \* TCCC).

**CCDE** – Custo CDE (EA \* TCDE).

**CPRO** – Custo TUST PROINFA (EA \* TPRO).

**CE** – Custo com Energia (mais os 3% de perdas de rede básica).

**CEN** – Custo Encargos.

**CPISCOFINS** – Custo PIS/COFINS.

Para o cálculo do custo do Pis/Cofins, será utilizado o valor de 6%, como no cativo. Segue expressão 10 para cálculo do tributo de piscofins no mercado livre:

$$\mathbf{CPISCOFINS = [ ( CDP + CCCC ) / ( 1 - ICMS - 6\% ) ] * 6\% \quad (10)}$$

Segue expressão 11 para gasto anual no mercado livre TTL:

$$\mathbf{TTL = CDP + CCCC + CCDE + CPRO + CE + CPISCOFINS + CEN \quad (11)}$$

### **5.3 Considerações Finais**

Este capítulo apresentou a metodologia que será realizada no próximo capítulo nos estudos de casos.

Essa metodologia tem como principal função simular os custos com energia do consumidor potencialmente livre para que se possa analisar se é rentável ou não uma migração de mercado.

## 6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Um cliente potencialmente livre, tem opção de migrar para o mercado livre. A principal vantagem com a migração é a possibilidade de ganho financeiro imediato com a troca. Logo, nesse capítulo, será aplicado o modelo de comparação proposto no capítulo 5, que tem como objetivo fazer um estudo de viabilidade econômica de uma possível migração.

Nesse capítulo, estudos de casos são apresentados e ao final da aplicação da metodologia será comparando os valores de gastos entre os mercados em um quadro comparativo. Todos os dados apresentados nos estudos de casos são de consumidores reais.

### 6.1 CASO 1: Indústria Automotiva – A2a.

Nesse estudo de caso será analisado um consumidor industrial do ramo automotivo pertencente à classe de tensão do subgrupo A2.

Os dados para análise da metodologia proposta são os seguintes:

Classe: Industrial.

Subgrupo Tarifário: A2 - Horo Sazonal Azul (HSA).

Distribuidora: CPFL Paulista.

Demanda Contratada Ponta (DCP): 5.500 kW.

Demanda Contratada F. Ponta (DCFP): 6.000 kW.

No quadro 14 o consumo desse consumidor é mostrado, sendo que o período de amostragem foi de janeiro de 2008 a dezembro de 2008.

Quadro 14 – Consumo 12 meses A2a.

	Cons. P	Cons. FP
jan/08	270,600	2.635,405
fev/08	266,039	2.484,303
mar/08	274,008	2.817,629
abr/08	289,402	2.770,804
mai/08	278,345	2.714,443
jun/08	265,894	2.588,984
jul/08	305,738	2.734,847
ago/08	307,255	2.915,744
set/08	293,840	2.794,971
out/08	334,275	3.050,704
nov/08	272,217	2.640,187
dez/08	201,306	2.006,346
Cons. Anual	3.358,919	32.154,367

Os volumes de consumo foram coletados das faturas de energia do consumidor.

De acordo com o quadro 14, o consumo total anual no período de ponta e fora de ponta foi: Consumo Ponta Anual (CPA): 3.360 MWh e Consumo F. Ponta Anual (CFPA): 32.160 MWh.

Da fatura de energia também foi coletado o dado de 18% de imposto de ICMS a ser recolhido no valor da fatura. O fator de carga médio do consumidor ficou em  $FC_p = 0,86$  para o período de consumo na ponta e  $FC_{fp} = 0,71$  para o período de consumo fora de ponta.

As premissas que servirão de base para o cálculo do custo anual no mercado livre de energia será: para o tributo de PIS/COFINS 6%; para o preço de contratos bilaterais: contrato energia convencional (CC): R\$ 130/MWh e contrato energia incentivada (CI): R\$ 165/MWh.

### 1° - Simulação de gasto anual do consumidor no mercado cativo:

Para simular o custo anual do consumidor no ambiente cativo, deve-se conhecer as tarifas vigentes de demanda e energia. Essas tarifas são informadas no site da ANEEL através de resoluções. Para esse consumidor as tarifas vigentes de energia e demanda são apresentadas no Quadro 15 abaixo:

**Quadro 15 – Tarifa CPFL Paulista S/ RTE 2009 A2a.**

TARIFA CPFL PAULISTA S/ RTE (ANEEL 2009)	
Demanda	R\$/kW
Demanda Ponta	14,97
Demanda F. Ponta	1,95
Energia	R\$/MWh
Energia P. Seca	293,06
Energia F. P. Seca	180,02
Energia - P. Umida	264,35
Energia - F. P. Umida	163,37

No cálculo da tarifa de energia uma proporcionalidade deve ser aplicada as tarifas de energia, pois as mesmas são divididas em período seco e úmido. A expressão 12 abaixo mostra o cálculo da tarifa de energia na ponta e fora de ponta. O cálculo de PIS/COFINS deve ser realizado por dentro e em conjunto com o imposto de ICMS como mostra a expressão 13 abaixo. Segue as expressões:

**Cálculo da Tarifa EP e EFP:**

$$\text{Tarifa EP} = [ ( 5 * 264,35 + 7 * 293,06 ) / 12 ] \quad (12)$$

$$\text{Tarifa EFP} = [ ( 5 * 163,37 + 7 * 180,02 ) / 12 ]$$

**Cálculo do PIS/COFINS:**

$$\text{PISCOFINS} = [ ( DP + DFP + EP + EFP ) / ( 1 - 18\% - 6\% ) ] * 6\% \quad (13)$$

No mercado cativo, para este consumidor, são simulados gastos com, demanda na ponta (DP) e fora de ponta (DFP), energia no horário de ponta (EP) e fora de ponta (EFP) e o tributo PIS/COFINS como mostra o Quadro 16 abaixo:

**Quadro 16 – Gasto Anual Mercado Cativo A2a.**

<b>Gasto Anual - MERCADO CATIVO</b>				
	<b>Quant.</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Meses</b>	<b>Total [R\$]</b>
<b>DP [kW]</b>	5.500	14,97	12	988.020,00
<b>DFP [kW]</b>	6.000	1,95	12	140.400,00
<b>EP [MWh]</b>	3.360	281,10	-	944.487,60
<b>EFP [MWh]</b>	32.160	173,08	-	5.566.333,20
<b>PIS/COFINS</b>	-	6%	-	603.097,96
<b>Total</b>				<b>8.242.338,76</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado cativo, considerando apenas o tributo de pis/cofins, é de R\$ 8.242.338,76.

**2º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte convencional:**

Para simular o custo anual do consumidor no ambiente livre, deve-se conhecer as tarifas vigentes de demanda TUSD e encargo TUSD. Essas tarifas são informadas no site da ANEEL através de resoluções. Para esse consumidor as tarifas vigentes de demandas e encargos são apresentadas no quadro 17 abaixo:

**Quadro 17 – Tarifa CPFL Paulista TUSD 2009 A2a.**

<b>TARIFA CPFL PAULISTA TUSD (ANEEL 2009)</b>	
<b>Demanda</b>	<b>R\$/kW</b>
TUSD Demanda Ponta	14,52
TUSD Demanda F. Ponta	1,89
<b>Encargo</b>	<b>R\$/MWh</b>
TUSD Encargo Ponta	23,08
TUSD Encargo F. Ponta	23,08

No mercado livre, para este consumidor, são simulados gastos com, TUSD demanda na ponta (TUSD P) e fora de ponta (TUSD FP), TUSD Encargo na ponta (TUSD EP) e fora de ponta (TUSD EFP), energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) R\$ 3,00/MWh e o tributo PIS/COFINS.

O preço de R\$ 130,00 é o preço médio balizado atualmente no mercado para um contrato de energia de fonte convencional. No Quadro 18, o custo anual no mercado livre para este consumidor é apresentado.

**Quadro 18 – Gasto Anual Mercado Livre A2a.**

	<b>Gasto Anual - MERCADO LIVRE</b>			
	<b>Quant.</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Meses</b>	<b>Total [R\$]</b>
<b>TUSD P [kW]</b>	5.500	14,52	12	958.320,00
<b>TUSD FP [kW]</b>	6.000	1,89	12	136.080,00
<b>TUSD EP [MWh]</b>	3.360	23,08	-	77.548,80
<b>TUSD EFP [MWh]</b>	32.160	23,08	-	742.252,80
<b>CONTRATO [MWh]</b>	36.585,60	130,00	-	4.756.128,00
<b>PIS/COFINS</b>	-	6%	-	151.121,18
<b>ENC. CCE</b>	35.520,00	3,00	-	106.560,00
			<b>Total</b>	<b>6.928.010,78</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia convencional e apenas o tributo de pis/cofins inserido, é de R\$ 6.928.010,78.

### **3º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte incentivada:**

No Quadro 19 abaixo, é apresentado a tarifa vigente para um consumidor no mercado livre com desconto de 50% na tarifa TUSD de demanda.

**Quadro 19 – Tarifa CPFL Paulista TUSD c/ 50% de desconto 2009 A2a.**

<b>TARIFA CPFL PAULISTA TUSD (ANEEL 2009)</b>	
<b>Demanda c/ 50% desc.</b>	<b>R\$/kW</b>
TUSD Demanda Ponta	7,57
TUSD Demanda F. Ponta	0,99
<b>Encargo</b>	<b>R\$/MWh</b>
TUSD Encargo Ponta	23,08
TUSD Encargo F. Ponta	23,08

São simulados gastos com no ambiente de livre contratação com, TUSD demanda na ponta (TUSD P) e fora de ponta (TUSD FP), TUSD Encargo na ponta (TUSD EP) e fora de ponta (TUSD EFP), energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), Encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) e o tributo PIS/COFINS.

O preço de R\$ 165,00 é o preço médio balizado atualmente no mercado para um contrato de energia de fonte incentivada.

No quadro 20 abaixo, segue o gasto anual do consumidor com um contrato de energia de fonte incentivada.

**Quadro 20 – Gasto Anual Mercado Livre A2a.**

	Gasto Anual - MERCADO LIVRE			
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUSD P [kW]	5.500	7,57	12	499.620,00
TUSD FP [kW]	6.000	0,99	12	70.920,00
TUSD EP [MWh]	3.360	23,08	-	77.548,80
TUSD EFP [MWh]	32.160	23,08	-	742.252,80
CONTRATO [MWh]	36.585,60	165,00	-	6.036.624,00
PIS/COFINS	-	6%	-	109.763,81
ENC. CCE	35.520,00	3,00	-	106.560,00
			<b>Total</b>	<b>7.643.289,41</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia incentivada e apenas o tributo de pis/cofins inserido, seria de R\$ 7.643.289,41.

#### 4º Quadro de comparação entre as simulações:

Depois de concluídas as etapas de simulações de contratação e de ambientes regulado e livre, um quadro comparativo com os resultados é apresentado abaixo no Quadro 21.

**Quadro 21 – Comparativo entre mercados A2a.**

	Comparação entre Mercados		
	CATIVO	LIVRE	
		CONVENCIONAL	INCENTIVADA
Gasto Anual [R\$]	8.242.338,76	6.928.010,78	7.643.289,41
Economia [R\$]	-	1.314.327,98	599.049,35
Economia [%]	-	15,9%	7,3%

Observando o quadro acima, verifica-se que existe vantagem financeira numa migração para o mercado livre. Nota-se que a aquisição de um contrato de energia com fonte convencional é bem mais lucrativa, para esse caso, que um contrato de fonte incentivada.

O estudo mostrou que o consumidor teria um lucro financeiro anual na faixa de R\$ 1,3 Milhões se comparado com o mercado cativo. Logo, existe viabilidade de uma migração para o mercado livre para esse cliente.

Considerando que o custo de adequação do sistema de medição (SMF), para um consumidor A2 fica na faixa de R\$ 645 mil, o consumidor começaria a ter lucro de fato a partir do sétimo mês de faturamento.

### 5º Sugestão de contratação (CCVE):

Como a migração para o mercado livre se mostrou viável, e a opção de um contrato com energia de fonte convencional é a opção mais vantajosa, segue sugestão de um contrato para o consumidor no mercado livre caso o seu perfil de consumo não se altere.

- Energia: Convencional
- Montante: 4 MW-médios
- Período: 4 anos.
- Flexibilidade: 15%.
- Preço: 130 R\$/MWh
- Submercado: Sudeste.

Segue figura 8 com o consumido em 2008 versus a sugestão de contrato de 4 MW-médios com flexibilidade de 15%. Nota-se que o contrato fica bem ajustado ao perfil de consumo do consumidor com essa flexibilidade.

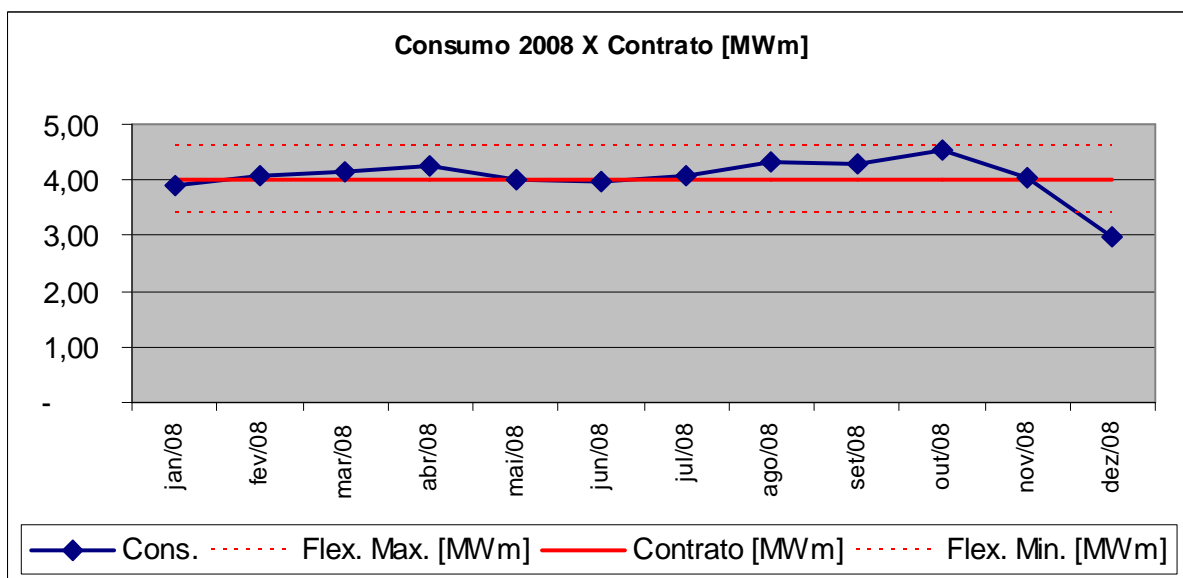


Figura 8 – Contrato versus consumo A2a.

Para a aquisição de um contrato bilateral deve ser feita uma análise bem detalhada de previsão de carga para os anos futuros. Essa sugestão de contrato leva em consideração que o consumidor irá manter seu perfil de consumo nos próximos quatro anos.

## 6.2 CASO 2: Indústria de Peças Automotivas – A4.

Nesse estudo de caso será analisado um consumidor industrial do ramo de peças automotivas pertencente à classe de tensão do subgrupo A4.

Os dados para análise da metodologia proposta são os seguintes:

Classe: Industrial.

Subgrupo Tarifário: A4 - Horo Sazonal Azul (HSA).

Distribuidora: CPFL Paulista.

Demanda Contratada Ponta: 1.510 kW.

Demanda Contratada F. Ponta: 1.550 kW.

No quadro 22 o consumo desse consumidor é mostrado, sendo que o período de amostragem foi de janeiro de 2008 a dezembro de 2008.

**Quadro 22 – Consumo últimos 12 meses A4.**

	Cons. P	Cons. FP
jan/08	58,452	451,989
fev/08	70,601	602,157
mar/08	68,688	573,573
abr/08	70,758	596,601
mai/08	74,436	671,889
jun/08	70,763	594,456
jul/08	77,418	650,542
ago/08	76,470	690,301
set/08	73,764	617,425
out/08	79,534	653,331
nov/08	71,432	493,963
dez/08	50,518	354,230
<b>Cons. Anual</b>	<b>842,834</b>	<b>6.950,457</b>

De acordo com o quadro 22, o consumo total anual no período de ponta e fora de ponta foi: Consumo Ponta Anual (CPA): 845 MWh e Consumo F. Ponta Anual (CFPA): 6.955 MWh.

Da fatura de energia também foi coletado o dado de 18% de imposto de ICMS a ser recolhido no valor da fatura. O fator de carga médio do consumidor ficou em  $FC_p = 0,77$  para o período de consumo na ponta e  $FC_{fp} = 0,59$  para o período de consumo fora de ponta.

As premissas que servirão de base para o cálculo do custo anual no mercado livre de energia será: para o tributo de PIS/COFINS 6%; o preço de contrato de energia incentivada (CI): R\$ 165/MWh.

### 1° - Simulação de gasto anual do consumidor no mercado cativo:

Para simular o custo anual do consumidor no ambiente cativo, deve-se conhecer as tarifas vigentes de demanda e energia. Essas tarifas são informadas no site da ANEEL



através de resoluções. Para esse consumidor as tarifas vigentes de energia e demanda são apresentadas no Quadro 23 abaixo:

**Quadro 23 – Tarifa CPFL Paulista S/ RTE 2009 A4.**

<b>TARIFA CPFL PAULISTA S/ RTE (ANEEL 2009)</b>	
<b>Demanda</b>	<b>R\$/kW</b>
Demanda Ponta	25,83
Demanda F. Ponta	6,38
<b>Energia</b>	<b>R\$/MWh</b>
Energia P. Seca	293,06
Energia F. P. Seca	180,02
Energia - P. Umida	264,35
Energia - F. P. Umida	163,37

No cálculo da tarifa de energia uma proporcionalidade deve ser aplicada as tarifas de energia, pois as mesmas são divididas em período seco e úmido. A expressão 14 abaixo mostra o cálculo da tarifa de energia na ponta e fora de ponta. O cálculo de PIS/COFINS deve ser realizado por dentro e em conjunto com o imposto de ICMS como mostra a expressão 15 abaixo. Segue as expressões:

**Cálculo da Tarifa EP e EFP:**

$$\begin{aligned} \text{Tarifa EP} &= [ ( 5 * 264,35 + 7 * 293,06 ) / 12 ] \\ \text{Tarifa EFP} &= [ ( 5 * 163,37 + 7 * 180,02 ) / 12 ] \end{aligned} \quad (14)$$

**Cálculo do PIS/COFINS:**

$$\text{PISCOFINS} = [ ( \text{DP} + \text{DFP} + \text{EP} + \text{EFP} ) / ( 1 - 18\% - 6\% ) ] * 6\% \quad (15)$$

No mercado cativo, para este consumidor, são simulados gastos com, demanda na ponta (DP) e fora de ponta (DFP), energia no horário de ponta (EP) e fora de ponta (EFP) e o tributo PIS/COFINS como mostra o quadro 24 abaixo.

**Quadro 24 – Gasto Anual Mercado Cativo A4.**

<b>Gasto Anual - MERCADO CATIVO</b>				
	<b>Quant.</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Meses</b>	<b>Total [R\$]</b>
<b>DP [kW]</b>	1.510	25,83	12	468.039,60
<b>DFP [kW]</b>	1.550	6,38	12	118.668,00
<b>EP [MWh]</b>	845	281,10	-	237.527,39
<b>EFP [MWh]</b>	6.955	173,08	-	1.203.788,79
<b>PIS/COFINS</b>	-	6%	-	160.107,14
			<b>Total</b>	<b>2.188.130,92</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado cativo, considerando apenas o tributo de PISCO/COFINS, seria de R\$ 2.188.130,92.

### 3º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte incentivada:

No quadro 25 abaixo, é apresentado a tarifa vigente para um consumidor no mercado livre com desconto de 50% na tarifa TUSD de demanda.

**Quadro 25 – Tarifa CPFL Paulista TUSD c/ 50% de desconto 2009 A4.**

TARIFA CPFL PAULISTA TUSD (ANEEL 2009)	
Demanda c/ 50% desc.	R\$/kW
TUSD Demanda Ponta	13,06
TUSD Demanda F. Ponta	3,23
Encargo	R\$/MWh
TUSD Encargo Ponta	23,08
TUSD Encargo F. Ponta	23,08

São simulados gastos com, TUSD demanda na ponta (TUSD P) e fora de ponta (TUSD FP), TUSD Encargo na ponta (TUSD EP) e fora de ponta (TUSD EFP), energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), Encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) e o tributo PIS/COFINS. O preço de R\$ 165,00 é o preço médio balizado hoje no mercado para um contrato de energia de fonte incentivada.

No quadro 26 abaixo, segue o gasto anual do consumidor com um contrato de energia de fonte incentivada.

**Quadro 26 – Gasto Anual Mercado Livre A4.**

	Gasto Anual - MERCADO LIVRE			
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUSD P [kW]	1.510	13,06	12	236.556,60
TUSD FP [kW]	1.550	3,23	12	59.985,00
TUSD EP [MWh]	845	23,08	-	19.502,60
TUSD EFP [MWh]	6.955	23,08	-	160.521,40
CONTRATO [MWh]	8.034,00	165,00	-	1.325.610,00
PIS/COFINS	-	6%	-	37.623,60
ENC. CCE	7.800,00	3,00	-	23.400,00
			<b>Total</b>	<b>1.863.199,20</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia incentivada e apenas o tributo de pis/cofins inserido, seria de R\$ 1.863.199,20.

### 4º Quadro de comparação entre as simulações:

Depois de concluídas as etapas de simulações de contratação e de ambientes regulado e livre, um quadro comparativo com os resultados é apresentado.

Segue abaixo no quadro 21 o comparativo entre os mercados:

**Quadro 27 – Comparativo entre mercados A4.**

	Comparação entre Mercados	
	CATIVO	LIVRE INCENTIVADA
<b>Gasto Anual [R\$]</b>	2.188.130,92	1.863.199,20
<b>Economia [R\$]</b>	-	324.931,72
<b>Economia [%]</b>	-	<b>14,8%</b>

Verifica-se que existe vantagem financeira numa migração para o mercado livre. Nota-se que a aquisição de um contrato de energia com fonte incentiva é 14,8% mais lucrativa, para esse caso, do que o cativo.

O estudo mostrou que o consumidor teria um lucro financeiro anual na faixa de R\$ 320 mil se comparada com o cativo. Logo, existe viabilidade de uma migração para o mercado livre para esse cliente.

Considerando que o custo de adequação do sistema de medição (SMF), para um consumidor A4 é de aproximadamente R\$ 80 mil, esse consumidor começaria, de fato, a ter lucro a partir do quarto mês de faturamento.

#### **5º Sugestão de contratação (CCVE):**

Como a migração para o mercado livre se mostrou viável, e a opção de um contrato com energia de fonte incentiva é uma opção vantajosa, segue sugestão de um contrato para o consumidor no mercado livre caso o seu perfil de consumo permaneça o mesmo.

- Energia: Incentivada.
- Montante: 0,9 MW-médios.
- Período: 4 anos.
- Flexibilidade: 10%.
- Preço: 165 R\$/MWh
- Submercado: Sudeste.

Segue figura 9 com o consumo em 2008 versus a sugestão de contrato de 0,9 MW-médios com flexibilidade de 10%. Nota-se que o contrato fica bem ajustado ao perfil de consumo do consumidor.

Para a aquisição de um contrato bilateral deve ser feita uma análise bem detalhada de previsão de carga para os anos futuros.

Essa sugestão de contrato leva em consideração que o consumidor irá manter seu perfil de consumo nos próximos quatro anos.

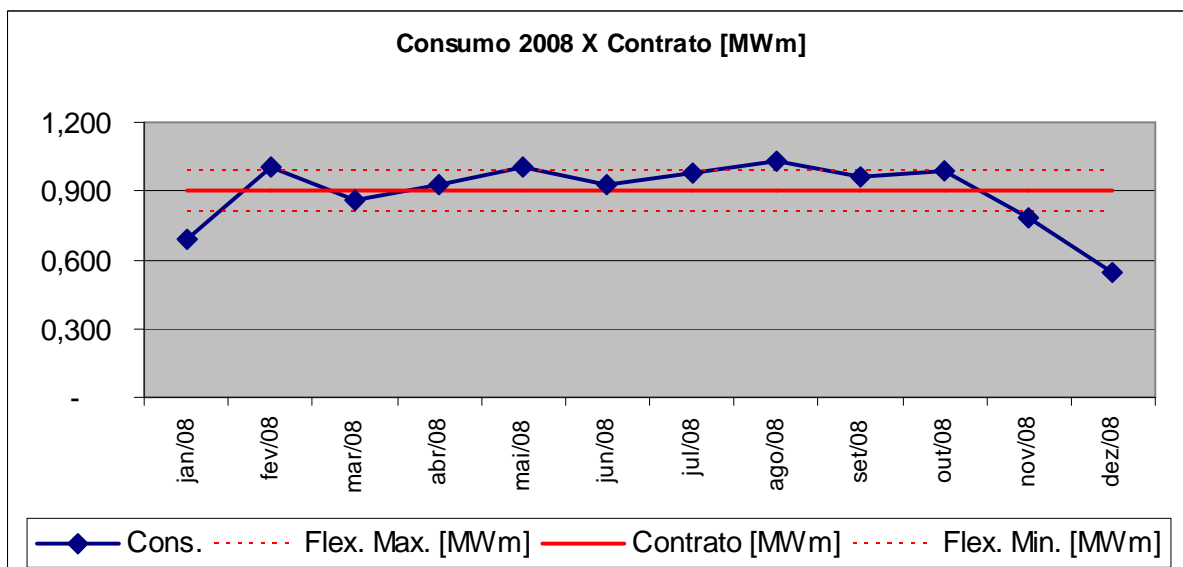


Figura 9 – Contrato versus consumo A4.

Caso a previsão de consumo seja diferente ao longo dos próximos anos, um estudo considerando os aumentos ou reduções de consumo deve ser realizado e considerado pra definição dos volumes a serem contratados.

### 6.3 CASO 3: Indústria de Peças de Vidro – A2b.

Nesse estudo de caso será analisado um consumidor industrial do ramo automotivo pertencente à classe de tensão do subgrupo A2.

Os dados para análise da metodologia proposta são os seguintes:

Classe: Industrial.

Subgrupo Tarifário: A2 - Horo Sazonal Azul (HSA).

Distribuidora: LIGHT.

Demanda Contratada Ponta: 11.250 kW.

Demanda Contratada F. Ponta: 11.250 kW.

No quadro 28 o consumo desse consumidor é mostrado, sendo que o período de amostragem foi de janeiro de 2008 a dezembro de 2008.

Os volumes de consumo foram coletados das faturas de energia do consumidor.

**Quadro 28 – Consumo últimos 12 meses A2.**

	<b>Cons. P</b>	<b>Cons. FP</b>
jan/08	589,653	6.468,247
fev/08	625,486	6.154,354
mar/08	715,258	7.001,235
abr/08	684,045	6.824,214
mai/08	632,248	6.754,321
jun/08	701,254	6.507,398
jul/08	657,357	6.695,345
ago/08	682,452	7.032,460
set/08	658,886	6.305,180
out/08	734,476	7.018,920
nov/08	655,744	7.130,160
dez/08	573,124	5.658,120
<b>Cons. Anual</b>	<b>7.909,983</b>	<b>79.549,954</b>

De acordo com o Quadro 28, o consumo total anual no período de ponta e fora de ponta foi: Consumo Ponta Anual (CPA): 7.910 MWh e Consumo F. Ponta Anual (CFPA): 79.550 MWh.

Da fatura de energia também foi coletado o dado de 30% de imposto de ICMS a ser recolhido no valor da fatura. O fator de carga médio do consumidor ficou em  $FC_p = 0,95$  para o período de consumo na ponta e  $FC_{fp} = 0,90$  para o período de consumo fora de ponta.

As premissas que servirão de base para o cálculo do custo anual no mercado livre de energia será: para o tributo de PIS/COFINS 6%; para o preço de contratos bilaterais: contrato energia convencional (CC): R\$ 130/MWh e contrato energia incentivada (CI): R\$ 165/MWh.

### **1° - Simulação de gasto anual do consumidor no mercado cativo:**

Para esse consumidor as tarifas vigentes de energia e demandas são apresentadas no quadro 29 abaixo:

**Quadro 29 – Tarifa LIGHT S/ RTE 2008 A2.**

<b>TARIFA LIGHT S/ RTE (ANEEL 2008)</b>	
<b>Demanda</b>	<b>R\$/kW</b>
Demanda Ponta	21,51
Demanda F. Ponta	3,17
<b>Energia</b>	<b>R\$/MWh</b>
Energia P. Seca	222,21
Energia F. P. Seca	140,44
Energia - P. Umida	201,44
Energia - F. P. Umida	128,40

No cálculo da tarifa de energia uma proporcionalidade deve ser aplicada as tarifas de energia, pois as mesmas são divididas em período seco e úmido. A expressão 16 abaixo

mostra o cálculo da tarifa de energia na ponta e fora de ponta. O cálculo de PIS/COFINS deve ser realizado por dentro e em conjunto com o imposto de ICMS como mostra a expressão 17 abaixo. Segue as expressões:

**Cálculo da Tarifa EP e EFP:** (16)

$$\text{Tarifa EP} = [ ( 5 * 222,21 + 7 * 201,44 ) / 12 ]$$

$$\text{Tarifa EFP} = [ ( 5 * 140,44 + 7 * 128,40 ) / 12 ]$$

**Cálculo do PIS/COFINS:** (17)

$$\text{PISCOFINS} = [ ( \text{DP} + \text{DFP} + \text{EP} + \text{EFP} ) / ( 1 - 30\% - 6\% ) ] * 6\%$$

São simulados gastos com, demanda na ponta (DP) e fora de ponta (DFP), energia no horário de ponta (EP) e fora de ponta (EFP) e o tributo PIS/COFINS.

**Quadro 30 – Gasto Anual Mercado Cativo A2.**

Gasto Anual - MERCADO CATIVO				
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
DP [kW]	11.250	21,51	12	2.903.850,00
DFP [kW]	11.250	3,17	12	427.950,00
EP [MWh]	7.910	213,56	-	1.689.226,64
EFP [MWh]	79.550	135,42	-	10.772.926,17
PIS/COFINS	-	6%	-	1.246.891,01
<b>Total</b>				<b>17.040.843,82</b>

Sendo Assim, o gasto anual simulado no mercado cativo, considerando apenas o tributo de PISCO/COFINS, seria de R\$ 17.040.843,82.

**2º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte convencional:**

Para esse consumidor as tarifas vigentes de demandas e encargos são apresentadas no quadro 31 abaixo.

**Quadro 31 – Tarifa LIGHT TUSD 2008 A2.**

TARIFA LIGHT TUSD (ANEEL 2008)	
Demanda	R\$/kW
TUSD Demanda Ponta	21,77
TUSD Demanda F. Ponta	3,20
Encargo	R\$/MWh
TUSD Encargo Ponta	27,75
TUSD Encargo F. Ponta	27,75

Essas tarifas são informadas no site da ANEEL através de resoluções.

No mercado livre, para este consumidor, são simulados gastos com, TUSD demanda na ponta (TUSD P) e fora de ponta (TUSD FP), TUSD Encargo na ponta (TUSD EP) e fora de ponta (TUSD EFP), energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) R\$ 3,00/MWh e o tributo PIS/COFINS.

O preço de R\$ 130,00 é o preço médio balizado atualmente no mercado para um contrato de energia de fonte convencional. No quadro 32, o custo anual no mercado livre para este consumidor é apresentado.

**Quadro 32 – Gasto Anual Mercado Livre A2.**

<b>Gasto Anual - MERCADO LIVRE</b>				
	<b>Quant.</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Meses</b>	<b>Total [R\$]</b>
<b>TUSD P [kW]</b>	11.250	21,77	12	2.938.950,00
<b>TUSD FP [kW]</b>	11.250	3,20	12	432.000,00
<b>TUSD EP [MWh]</b>	7.910	27,75	-	219.502,50
<b>TUSD EFP [MWh]</b>	79.550	27,75	-	2.207.512,50
<b>CONTRATO [MWh]</b>	90.083,80	130,00	-	11.710.894,00
<b>PIS/COFINS</b>	-	6%	-	543.559,22
<b>ENC. CCE</b>	87.460,00	3,00	-	262.380,00
			<b>Total</b>	<b>18.314.798,22</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia convencional e apenas o tributo de pis/cofins inserido, seria de R\$ 18.314.798,22.

### **3º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte incentivada:**

No quadro 19 abaixo, é apresentado a tarifa vigente para um consumidor no mercado livre com desconto de 50% na tarifa TUSD de demanda.

**Quadro 33 – Tarifa LIGHT TUSD c/ 50% de desconto 2008 A2.**

<b>TARIFA LIGHT TUSD S/ RTE (ANEEL 2008)</b>	
<b>Demanda c/ 50% desc.</b>	<b>R\$/kW</b>
TUSD Demanda Ponta	12,46
TUSD Demanda F. Ponta	1,83
<b>Encargo</b>	<b>R\$/MWh</b>
TUSD Encargo Ponta	27,75
TUSD Encargo F. Ponta	27,75

As tarifas são publicadas em resoluções disponíveis no site da ANEEL.

São simulados gastos com, TUSD demanda na ponta (TUSD P) e fora de ponta (TUSD FP), TUSD Encargo na ponta (TUSD EP) e fora de ponta (TUSD EFP), energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), Encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) e o tributo PIS/COFINS. O preço de R\$ 165,00 é o preço médio balizado hoje no mercado para um contrato de energia de fonte incentivada.

A vantagem de um contrato de fonte incentivada, já que seu preço de contrato é mais elevado, é o desconto na TUSD de 50% que a legislação prevê.

No quadro 34 abaixo, segue o gasto anual do consumidor com um contrato de energia de fonte incentivada.

**Quadro 34 – Gasto Anual Mercado Livre A2.**

	Gasto Anual - MERCADO LIVRE			
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUSD P [kW]	11.250	12,46	12	1.681.425,00
TUSD FP [kW]	11.250	1,83	12	247.050,00
TUSD EP [MWh]	7.910	27,75	-	219.502,50
TUSD EFP [MWh]	79.550	27,75	-	2.207.512,50
CONTRATO [MWh]	90.083,80	165,00	-	14.863.827,00
PIS/COFINS	-	6%	-	408.327,19
ENC. CCE	87.460,00	3,00	-	262.380,00
			<b>Total</b>	<b>19.890.024,19</b>

Sendo Assim, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia incentivada e apenas o tributo de pis/cofins inserido, seria de R\$ 19.890.024,19.

#### 4º Quadro de Comparação entre as simulações:

Depois de concluídas as etapas de simulações de contratação e de ambientes regulado e livre, um quadro comparativo com os resultados é apresentado abaixo no quadro 35.

**Quadro 35 – Comparativo entre mercados A2.**

	Comparação entre Mercados		
	CATIVO	LIVRE	
		CONVENCIONAL	INCENTIVADA
Gasto Anual [R\$]	17.274.635,88	18.314.798,22	19.890.024,19
Economia [R\$]	-	(1.040.162,33)	(2.615.388,30)
Economia [%]	-	-6,0%	-15,1%

Verifica-se que não existe vantagem financeira numa migração para o mercado livre. Nota-se que a aquisição de um contrato de energia com fonte convencional ou



incentivada não trazem benefícios financeiros. Logo, não existe viabilidade de uma migração para o mercado livre para esse consumidor.

#### **6.4 CASO 4: Indústria Petroquímica – A1.**

Nesse estudo de caso será analisado um consumidor industrial do ramo automotivo pertencente à classe de tensão do subgrupo A1.

Os dados para análise da metodologia proposta são os seguintes:

Classe: Industrial.

Subgrupo Tarifário: A1 - Horo Sazonal Azul (HSA).

Distribuidora: AES-Sul.

Demanda Contratada Ponta: 48.000 kW.

No quadro 36 o consumo desse consumidor é mostrado, sendo que o período de amostragem foi de janeiro de 2008 a dezembro de 2008.

**Quadro 36 – Consumo últimos 12 meses A1.**

	<b>Cons. P</b>	<b>Cons. FP</b>
<b>jan/08</b>	2.809,708	27.212,345
<b>fev/08</b>	2.597,734	25.159,351
<b>mar/08</b>	2.791,160	27.032,703
<b>abr/08</b>	2.691,655	26.068,992
<b>mai/08</b>	2.252,030	21.811,168
<b>jun/08</b>	2.530,998	24.513,007
<b>jul/08</b>	3.049,476	29.534,526
<b>ago/08</b>	2.661,224	25.774,264
<b>set/08</b>	2.720,441	26.347,784
<b>out/08</b>	2.750,790	26.641,717
<b>nov/08</b>	2.788,732	27.009,188
<b>dez/08</b>	2.666,153	25.821,998
<b>Cons. Anual</b>	<b>32.310,101</b>	<b>312.927,041</b>

De acordo com o quadro 36, o consumo total anual no período de ponta e fora de ponta foi: Consumo Ponta Anual (CPA): 32.310 MWh e Consumo F. Ponta Anual (CFPA): 312.930 MWh.

Da fatura de energia também foi coletado o dado de 17% de imposto de ICMS a ser recolhido no valor da fatura. O fator de carga médio do consumidor ficou em  $FC_p = 0,92$  para o período de consumo na ponta e  $FC_{fp} = 0,91$  para o período de consumo fora de ponta.

As premissas que servirão de base para o cálculo do custo anual no mercado livre de energia será: para o tributo de PIS/COFINS 6%; para o preço de contratos bilaterais: contrato energia convencional (CC): R\$ 130/MWh.

Após concluída a etapa de aquisição de dados, a próxima etapa é a simulação entre os mercados.

### 1° - Simulação de gasto anual do consumidor no mercado cativo A1:

Para simular o custo anual do consumidor no ambiente cativo, deve-se conhecer as tarifas vigentes de demanda e energia. Para esse consumidor as tarifas vigentes de energia e demanda são apresentadas no quadro 37 abaixo:

**Quadro 37 – Tarifa AES-Sul A1 2009.**

TARIFA AES-Sul (ANEEL 2009)	
Demanda	R\$/kW
Demanda Ponta	5,91
Demanda F. Ponta	0,00
Energia	R\$/MWh
Energia P. Seca	246,58
Energia F. P. Seca	152,72
Energia - P. Umida	222,75
Energia - F. P. Umida	138,90

A expressão 18 abaixo mostra o cálculo da tarifa de energia na ponta e fora de ponta. O cálculo de PIS/COFINS deve ser realizado por dentro e em conjunto com o imposto de ICMS como mostra a expressão 19 abaixo. Segue as expressões:

**Cálculo da Tarifa EP e EFP:**

$$\begin{aligned} \text{Tarifa EP} &= [ ( 5 * 222,75 + 7 * 246,58 ) / 12 ] \\ \text{Tarifa EFP} &= [ ( 5 * 138,90 + 7 * 152,72 ) / 12 ] \end{aligned} \quad (18)$$

**Cálculo do PIS/COFINS:**

$$\text{PISCOFINS} = [ ( \text{DP} + \text{DFP} + \text{EP} + \text{EFP} ) / ( 1 - 17\% - 6\% ) ] * 6\% \quad (19)$$

No mercado cativo, para este consumidor, são simulados gastos com, demanda na ponta (DP) e fora de ponta (DFP), energia no horário de ponta (EP) e fora de ponta (EFP) e o tributo PIS/COFINS como mostra o quadro 38 abaixo:

**Quadro 38 – Gasto Anual Mercado Cativo A1.**

	Gasto Anual - MERCADO CATIVO			
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
DP [kW]	48.000	5,91	12	3.404.160,00
DFP [kW]	48.000	-	12	-
EP [MWh]	32.310	236,65	-	7.646.188,43
EFP [MWh]	312.930	146,96	-	45.988.714,35
PIS/COFINS	-	6%	-	4.444.602,29
			<b>Total</b>	<b>61.483.665,07</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado cativo, considerando apenas o tributo de pis/cofins, é de R\$ 61.483.665,07.

**2º Simulação de gasto anual do consumidor no mercado livre com um contrato de energia de fonte convencional:**

São simulados gastos com, TUST Fio, TUST ENCARGOS (CCC e CDE), TUST PROINFA, energia contratada com perdas de 3% de rede básica (CONTRATO), Encargos setoriais da CCEE (ENC. CCEE) e o tributo PIS/COFINS. O preço de R\$ 130,00 é o preço médio balizado hoje no mercado para um contrato de energia de fonte convencional.

Segue tarifas abaixo nos Quadros 39 e 40 os valores de tarifa TUST para o consumidor A1:

**Quadro 39 – Tarifas TUST RS COPESUL 2009 (Res. Homologatória nº 844).**

TARIFA TUST RS COPESUL (ANEEL 2009)	
TUST FIO	R\$/kW
Tust Fio	6,256
TUST ENCARGOS	
CCC*	R\$/MWh
CCC*	8,96
CDE*	10,59

\* As tarifas de CCC, CDE já contemplam PIS/COFINS

**Quadro 40 – Tarifa TUST PROINFA 2009 (Res. Homologatória nº 772).**

TARIFA TUST PROINFA (ANEEL 2009)	
TUST PROINFA	R\$/MWh
PROINFA*	4,88

\* A tarifa de proinfa já contempla PIS/COFINS

São simulados gastos com TUST, CCC, CDE, Proinfa, Contrato e encargos do setor. Abaixo o quadro 41 apresenta o gasto anual do consumidor em questão.

**Quadro 41 – Gasto Anual Mercado Livre A1.**

	Gasto Anual - MERCADO LIVRE A1			
	Quant.	Tarifa	Meses	Total [R\$]
TUST Fio [kW]	48.000	6,256	12	3.603.456,00
CCC [MWh]	345.240	8,96		3.093.350,40
CDE [MWh]	345.240	10,59		3.656.091,60
PROINFA [MWh]	345.240	4,88		1.684.771,20
CONTRATO [MWh]	355.597,20	130,00		46.227.636,00
PIS/COFINS		6%		280.788,78
ENC. CCE [MWh]	345.240	3,00		1.035.720,00
			<b>Total</b>	<b>59.581.813,98</b>

Assim sendo, o gasto anual simulado no mercado livre, considerando um contrato de energia com fonte de energia convencional e apenas o tributo de pis/cofins inserido, seria de R\$ 59.581.813,98.

#### 4º Quadro de Comparação entre as simulações:

Depois de concluídas as etapas de simulações de contratação e de ambientes regulado e livre, um quadro comparativo com os resultados é apresentado abaixo no quadro 42.

Quadro 42 – Comparativo entre mercados A1.

	Comparação entre Mercados	
	CATIVO	LIVRE CONVENCIONAL
Gasto Anual [R\$]	61.483.665,07	59.581.813,98
Economia [R\$]	-	1.901.851,09
Economia [%]	-	3,1%

Verifica-se que existe vantagem financeira numa migração para o mercado livre. Nota-se que a aquisição de um contrato de energia com fonte convencional é 3,1% mais lucrativa, para esse caso, do que o cativo.

O estudo mostrou, que o consumidor teria um lucro financeiro anual na faixa de R\$ 1,9 Milhões se comparado com o cativo. Logo, existe viabilidade de uma migração para o mercado livre para esse cliente.

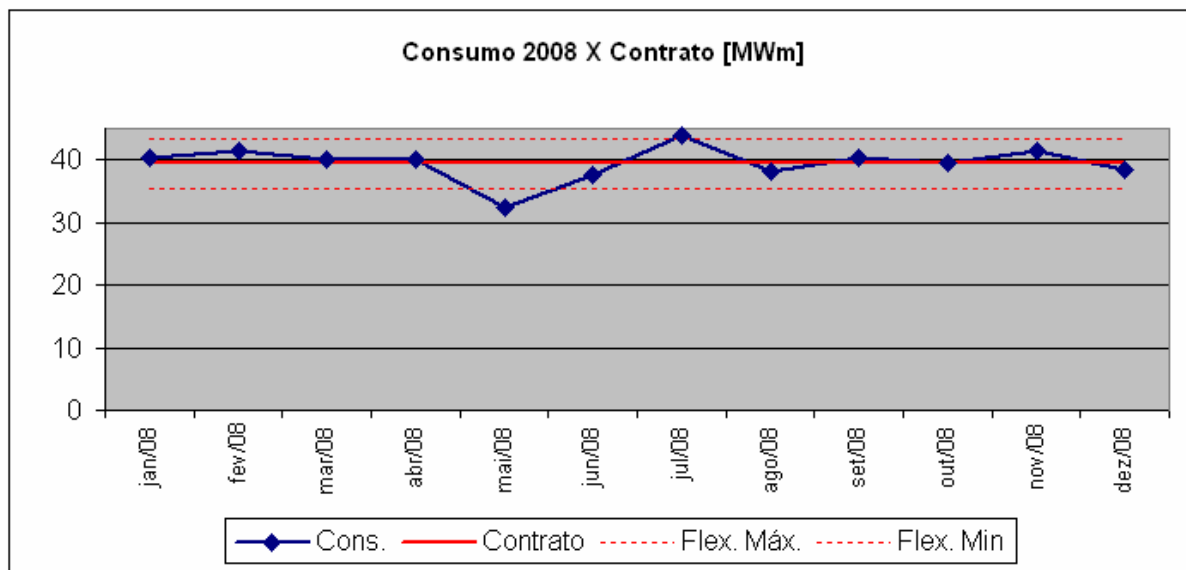
Considerando que o custo de adequação do sistema de medição (SMF), para um consumidor A1 é de aproximadamente R\$ 1.105 mil, esse consumidor começaria, de fato, a ter lucro a partir do oitavo mês de faturamento.

#### 5º Sugestão de contratação (CCVE):

Como a migração para o mercado livre se mostrou viável, e a opção de um contrato com energia de fonte incentiva é uma opção vantajosa, segue sugestão de um contrato para o consumidor no mercado livre caso o seu perfil de consumo permaneça o mesmo.

- Energia: Convencional.
- Montante: 39,40 MW-médios.
- Período: 4 anos.
- Flexibilidade: 10%.
- Preço: 130 R\$/MWh
- Submercado: Sul.

Segue gráfico com o consumido em 2008 versus a sugestão de contrato de 39,40 MW-médios com flexibilidade de 10%. Nota-se que o contrato fica bem ajustado ao perfil de consumo do consumidor.



**Figura 10 – Contrato versus consumo A1.**

Para a aquisição de um contrato bilateral deve ser feita uma análise bem detalhada de previsão de carga para os anos futuros. Essa sugestão de contrato leva em consideração que o consumidor irá manter seu perfil de consumo nos próximos quatro anos.

### 6.5 Resumo dos estudos de casos

Os quatro estudos de casos mostraram resultados diferentes. O caso 1 e o caso 4, apresentaram viabilidade econômica numa possível migração de mercado com aquisição de energia de fonte convencional. Já o caso numero 2, apresentou viabilidade com energia proveniente de fonte incentivada. Por último, o caso 3 não apresentou vantagem em uma possível troca de mercado. Abaixo segue Quadro 43 com o resumo do estudo:

**Quadro 433 – Resumo dos estudos de casos.**

Casos	Cons. [MW-m]	Dem. P	Dem. FP	FCp	FCfp	Vantagem Rel. Cativo	[%]
A2a	4,05	5.500	6.000	0,86	0,71	LIVRE - Convencional	15,9%
A4	0,89	1.510	1.550	0,77	0,59	LIVRE - Incentivada	14,8%
A2b	9,98	11.250	11.250	0,95	0,9	CATIVO	-
A1	39,41	48.000	-	0,92	0,91	LIVRE - Convencional	3,1%

O quadro apresenta as principais características de cada consumidor estudado e o percentual de ganho, caso ele tenha ocorrido, frente ao mercado cativo.

## 7. CONCLUSÕES

No que diz respeito à qualidade da energia e à segurança de sua oferta não há diferença entre consumidores livres e cativos. Os consumidores livres pagam às companhias de distribuição pelo acesso e uso de suas redes, em valores equivalentes aos que são pagos pelos consumidores cativos. A diferença está na compra da energia.

Atualmente, existem duas fontes de aquisição de energia para um consumidor livre, a convencional e a incentivada. A primeira destinada apenas a consumidores com demanda contratada maior ou igual a 3.000 kW e a segunda a consumidores especiais com demanda contratada maior ou igual a 500 kW. Logo, para se tornar um consumidor livre basta ter demanda contratada maior ou igual a 500 kW.

O estudo de comparação entre os mercados mostrou que para consumidores com fator de carga baixo (FC menor que 0,40) a energia incentivada apresenta-se como opção mais vantajosa frente a convencional, pois seu desconto de 50% na TUSD traz um benefício mais significativo para este tipo de consumidor. Por outro lado, a energia convencional apresentou-se mais adequada a consumidores com fator de carga mais próximos a um, ou seja, para consumidores que tem seu consumo melhor distribuído ao longo do tempo.

O estudo das metodologias de Mercado mostrou, também, que o mercado livre tem a sua estrutura de custos mais complexa quando comparado ao mercado cativo, alguns dos custos envolvidos mensalmente são, fatura de energia, fatura TUSD, fatura CCEE, garantias financeiras, enquanto que no cativo apenas uma fatura de fornecimento de energia é emitida pela distribuidora local.

Após uma análise de viabilidade econômica a migração de mercado pode ser bem vantajosa. Mas outros fatos importantes além do ganho financeiro devem ser levados em consideração quando um consumidor planeja a migração de mercado. Após a análise mostrar que existe ganho na migração de mercado, algumas outras questões devem ser respondidas: Qual a importância de energia para seu processo produtivo, qual o valor da energia quando comparado com os custos de seus insumos e com rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo, capacidade de reduzir ou expandir consumo, de implementar

projetos de eficiência, de consumir outro energético, de deslocar produção no tempo ou espaço entre outros.

Assim sendo, saber avaliar todas estas questões é imprescindível antes de tomar uma decisão de migrar de mercado.

## REFERÊNCIAS

[1] **SILVA, M. F. A.** - Modelo para Planejamento de Demanda de Energia Elétrica Considerando o Comportamento dos Consumidores nos Ambientes de Contratação. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

**BRASIL. Lei nº 8.422 de 13 de maio de 1992.**

Dispõe sobre a organização de Ministérios e dá outras providências.

**BRASIL. Lei nº 8.631 de 4 de março de 1993.**

Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

**BRASIL. Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995.**

Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

**BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996.**

Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

**BRASIL. Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004.**

Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

**BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.**

Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

**BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.**

Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

**Brasil. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004.**

Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA nº 844, de 25 de Junho de 2009.**

Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional, fixa a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e estabelece o valor dos encargos de uso aplicáveis as concessionárias de distribuição de que trata a Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009.



**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA nº 772, de 27 de Janeiro de 2009.**

Estabelece, para o ano de 2009, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA nº 795, de 7 de Abril de 2009.**

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas e Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista.

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA nº 734, de 4 de Novembro de 2008.**

Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica e fixa as Tarifas e Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços e Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT.

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA nº 809, de 14 de Abril de 2009.**

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelece a receita anual das instalações de conexão, fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A e homologa as tarifas de suprimento da AES-SUL para a distribuidora UHENPAL – UHE Nova Palma.

**SITES:**

[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) (acessado em julho 2009).

[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br) (acessado em maio 2009).

[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br) (acessado em maio 2009).

[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) (acessado em agosto 2009).

[www.eletpaulo.com.br](http://www.eletpaulo.com.br) (acessado em julho 2009).

[www.uniaoenergia.com.br](http://www.uniaoenergia.com.br) (acessado em julho 2009).

[www.portalpch.com.br](http://www.portalpch.com.br) (acessado em agosto 2009).