

**UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO  
DE ENERGIA LIVRE E REGULADO**

Área de Engenharia Elétrica

por

Anderson Pinto Agostinho

Geraldo Peres Caixeta, Doutor  
Orientador

Itatiba (SP), Dezembro de 2009

**UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO  
DE ENERGIA LIVRE E REGULADO**

Área de Engenharia elétrica

por

Anderson Pinto Agostinho

Monografia apresentada à Banca Examinadora  
do Trabalho de Conclusão do Curso de  
Engenharia Elétrica para análise e aprovação.  
Orientador: Geraldo Peres Caixeta, Doutor

Itatiba (SP), Dezembro de 2009

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	<b>iii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>iv</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>v</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vii</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Objetivos</b> .....	<b>2</b>
<b>2.1. OBJETIVO GERAL</b> .....	<b>2</b>
<b>2.2. ESTRUTURA DO TRABALHO</b> .....	<b>2</b>
<b>3. Histórico da Abertura do Setor Elétrico</b> .....	<b>3</b>
<b>3.1. CONSUMIDOR LIVRE E A LEGISLAÇÃO</b> .....	<b>5</b>
<b>3.2. Ambientes de Contratação de Energia</b> .....	<b>7</b>
<b>3.2.1. Ambiente de contratação Regulada</b> .....	<b>8</b>
<b>3.2.2. Ambiente de Contratação Livre</b> .....	<b>12</b>
<b>4. Estudo de Caso:Comparativo econômico entre os ambientes Livre e Regulado</b> .....	<b>13</b>
<b>4.1. Preparação da Base de Dados</b> .....	<b>13</b>
<b>5. Comparativo Custo Mercado Cativo X Custo Mercado Livre</b> .....	<b>16</b>
<b>5.1. Cálculo de custo no Cativo</b> .....	<b>17</b>
<b>5.2. Cálculo de custo no Livre</b> .....	<b>21</b>
<b>6. Análise dos Resultados</b> .....	<b>27</b>
<b>7. Considerações Finais</b> .....	<b>29</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>31</b>
<b>ANEXO A – Unidades Consumidoras</b> .....	<b>32</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CRSE	Comitê de Revitalização do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FC	Fator de Carga
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Re-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
VR	Valor Anual de Referência

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 Estrutura do Setor Elétrico (CCEE, 2005) .....	4
Figura 2. Atuação dos agentes no ACR e no ACL (CCEE, 2008) .....	8

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Requisitos para Migração para o ACL (ANEEL, 2008) .....	5
Tabela 2 - Modalidades tarifárias para contratação no ACR.....	11
Tabela 3 : Exemplo de dados utilizados no estudo de caso – 01 unidade .....	15
Tabela 4 – Informações Contratuais das unidades do estudo de caso .....	16
Tabela 5 – Preços para contratos de energia proveniente de fonte de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (ID, 2009) .....	22
Tabela 6 – Fatores de Perda médios Mensais (CCEE, 2009).....	22
Tabela 7 – Geração Consumo e Perda (CCEE, 2009a) .....	24
Tabela 8 – Recebimento / Pagamento por ESS (CCEE, 2009a) .....	24
Tabela 9 – Resultados dos indicadores por unidade – Cenário base .....	29

## **RESUMO**

AGOSTINHO, A.P. **Estudo Comparativo entre os Ambientes de Contratação de Energia Livre e Regulado**. Itatiba, 2009. 42 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade São Francisco, Itatiba, 2009.

Este trabalho tem como objetivo analisar a atratividade da contratação de energia elétrica proveniente de fontes incentivadas no mercado livre. Foram escolhidas unidades consumidoras do setor comercial que atendem às exigências da Resolução ANEEL nº 247/2006, onde a demanda contratada mínima é acima de 500 kW e acima dos 69 kV de tensão. Ao longo do trabalho será apresentado o histórico do setor elétrico brasileiro, detalhando cada mercado de energia (Livre e Cativo). É realizada uma simulação de custos no mercado de fontes incentivadas e no mercado cativo para comparações de custos, vendo qual mercado possui mais viabilidade econômica para contratação de energia.

**Palavras-chave:** Mercado Cativo, Mercado Livre, Consumo de Energia Elétrica

## ABSTRACT

*This work aims at analyzing the attractiveness of renewable energy sources contracting in the free market for commercial enterprises whose consumption units are in accordance with ANEEL's Resolution n°247/2006. Where the demand hired be at least at 500kW and more then 69kV.*

*Throughout the work will be presented the history of the brasilian electric sector, detailing each one of the energy market(free and arranged).*

*Comparison with these units' consuming profile was made in order to identify the lower cost , finding in the market wich one have the more economic viability to be hired.*

**Keywords:** *Free Market, Arranged Market, Electric Energy Consuming*



# 1. INTRODUÇÃO

Apesar do parque de geração brasileiro ser baseado em fontes hidráulicas, as demais fontes renováveis, algumas delas denominadas incentivadas<sup>1</sup>, apresentam uma lenta inserção no setor elétrico. A crise energética vivida em 2001 trouxe à tona a importância da diversificação das fontes energéticas e a necessidade de se investir em sua disseminação, de forma que o país não ficasse refém da hidrologia. Para isso, uma das barreiras que precisava ser superada era o elevado custo unitário da energia gerada pelas fontes incentivadas quando comparado ao custo das fontes convencionais (CAVALIERO; SILVA, 2002)..

A comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas teve um marco importante com a Resolução ANEEL nº 247/06. Esta resolução proporcionou maior abertura do mercado ao permitir que cargas de consumidores que possuam o mesmo CNPJ e o somatório das demandas individuais seja maior ou igual a 500 kW.

Será visto que para uma unidade consumidora migrar para o mercado livre enfrentará algumas dificuldades como: a falta de centralização de informações das unidades, desconhecimento do mercado de energia, grande flutuação da carga provocada por variações no clima, dinâmica no fechamento de unidades, entre outras.

## **2. Objetivos**

### **2.1.OBJETIVO GERAL**

O objetivo deste trabalho é analisar a atratividade econômica do mercado de fontes incentivadas para empresas do setor comercial, com unidades consumidoras que possuem demanda contratada superior a 500 kW e que atendem os requisitos de migração para o mercado livre de acordo com a regulamentação ANEEL nº 247/06.

### **2.2. ESTRUTURA DO TRABALHO**

Capítulo 1: Introdução

Capítulo 2: Objetivo

Capítulo 3: Histórico da abertura do setor elétrico – Apresenta um histórico do setor elétrico e o funcionamento dos ambientes Livres e Cativos.

Capítulo 4: Estudo de Caso – Apresenta quais e como foram selecionadas as unidades que farão parte do estudo para migração do ACR para o ACL.

Capítulo 5: Comparativo Custo Mercado Cativo x Custo Mercado Livre – Apresenta fórmulas e a maneira como se calcula as unidades consumidoras em cada mercado.

Capítulo 6: Análise dos Resultados – Apresenta o resultado do comparativo entre os dois mercados, mostrando planilhas de custos e gráfico.

Capítulo 7: Considerações Finais – Apresenta conclusão de todo o estudo e comentários sobre o mercado de fontes incentivadas.

### **3. Histórico da Abertura do Setor Elétrico**

O setor elétrico brasileiro era caracterizado por um modelo institucional estatal que perdurou desde décadas de 60 até a década de 90. Entretanto, em função da disparidade entre os custos de geração e distribuição, muitas empresas do setor apresentavam balanços deficitários, levando o governo a adotar um mecanismo de equalização tarifária, que determinava que empresas com lucro deveriam transferir recursos para aquelas que apresentavam prejuízo.

Até meados da década de 90, o modelo do setor elétrico considerava empresas verticalizadas predominantemente estatais, que abrangiam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse modelo não existia competição, uma vez que todos os consumidores só podiam comprar energia elétrica da concessionária e o mercado era completamente regulado.

A lei nº 9.074/95 criada para estimular a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação do PIE (Produtor Independente de Energia). Assim sendo, estabelecia a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica.

Em 1996, iniciou-se a implantação de um novo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Re-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia com a participação da empresa inglesa de consultoria Coopers & Lybrand.

As principais conclusões desse projeto foram em dividir as empresas no segmento de geração, transmissão e distribuição de energia, incentivando assim a competição na geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Houve também a necessidade da criação de um ambiente para controlar compra e vende de energia elétrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), de um órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) e um operador (Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS).

No período que compreende de junho de 2001 a fevereiro de 2002 o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Buscando adequar o modelo em implantação, foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (CRSE), cujo objetivo era elaborar a proposta de um novo modelo.

Entre as principais mudanças institucionais implementadas pelo novo modelo destacam-se:

- (Empresa de Pesquisa Energética – EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pelas atividades de comercialização de energia elétrica no sistema interligado, em substituição ao MAE.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): responsável pela avaliação da segurança do suprimento de energia elétrica.

Foram instituídos mais dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, Ambiente de Contratação de Energia (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Na qual participam Agentes de Geração, de Comercialização e de Distribuição de energia elétrica, e Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres respectivamente.

Com o novo plano, o setor passou a apresentar a seguinte estrutura:

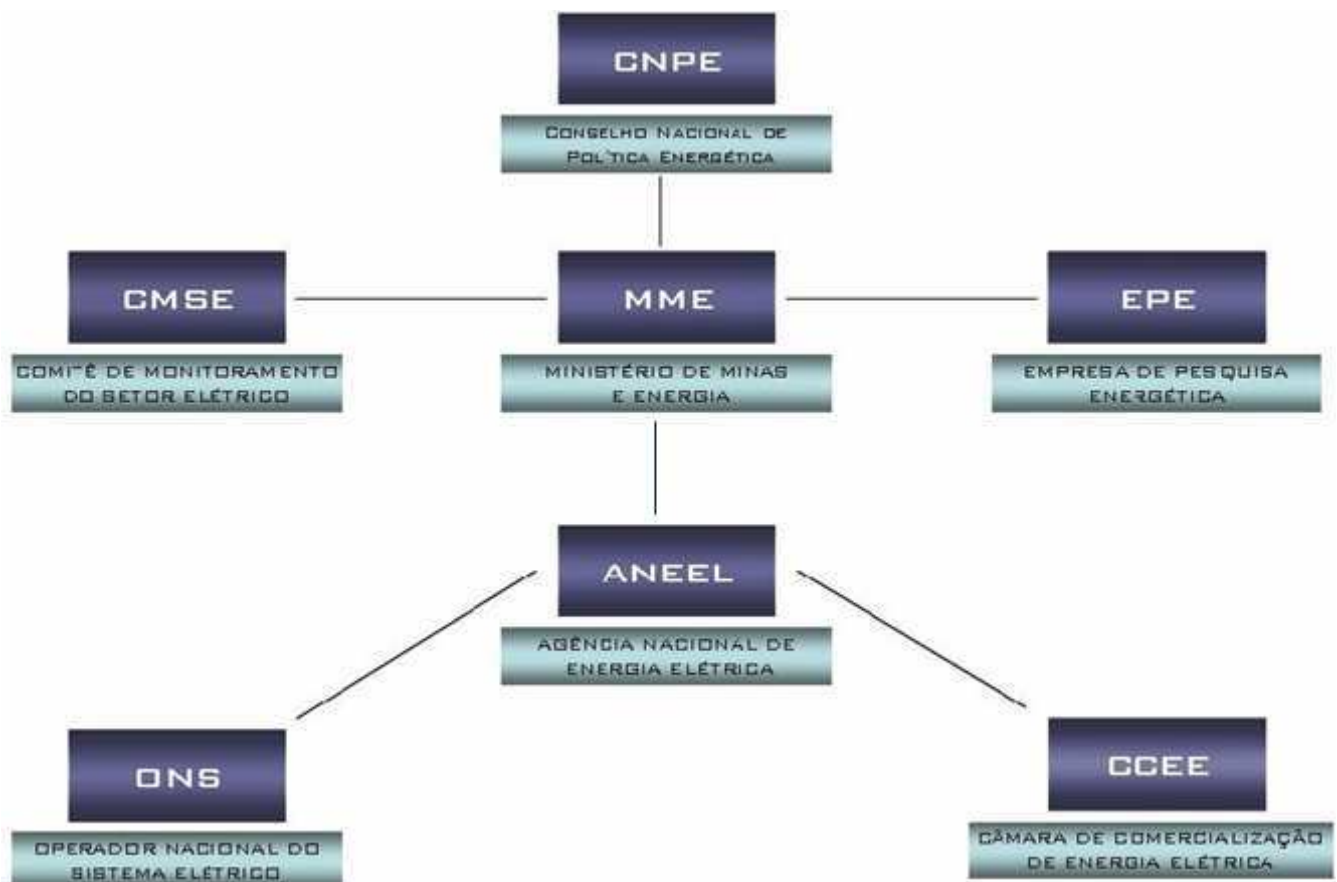


Figura 1 Estrutura do Setor Elétrico (CCEE, 2005)

### 3.1.CONSUMIDOR LIVRE E A LEGISLAÇÃO

Consumidores Livres são consumidores que podem escolher seu fornecedor de energia elétrica através de livre comercialização. O primeiro passo para a abertura do mercado foi dado com a Lei nº 9.074/95, em que são regulamentadas as figuras do consumidor livre e do produtor independente de energia (PIE):

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

Art. 16. E de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

A tabela 1 resume as condições para que um consumidor de energia possa se tornar livre:

Ligação	Demanda (kW)	Nível de Tensão (kV)	Data de Ligação
Imediato	≥ 10.000	≥ 69	-
Imediato	≥ 3.000	Livre	Após 08/07/2009
5 anos	≥ 3.000	≥ 69	-

Tabela 1- Requisitos para Migração para o ACL (ANEEL, 2008)

Em 1998 a Lei nº 9.427/98 permitiu que os consumidores com demanda mínima de 500 kW, com potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000kW, tivessem também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que sua energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)<sup>1</sup>. A ANEEL estipulou um percentual de desconto não inferior a 50% a ser aplicado os valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição.

---

1 Pequenas centrais Hidrelétricas – empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>.

Art. 26. Depende da autorização da ANEEL:

I – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;[...]

§ 1º Para cada aproveitamento de que trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétrico de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

§ 5º Os aproveitamentos referidos no inciso I poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei n 9.074, de 1995

O modelo vigente do setor visa três objetivos principais:

- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização do atendimento;
- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Além desses objetivos, foi estabelecido através da Lei nº 10.438/02 o programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica contemplando as fontes eólicas, PCH e biomassa, em proporções que assegurem o melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrio conjuntais entre oferta e demanda.

A este incentivo também foi estendido o benefício do percentual de desconto não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição de fontes eólicas, biomassa e geração qualificada.

A partir de 2005 a ANEEL passou a regulamentar as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD)<sup>2</sup> e as tarifas de transmissão (TUST)<sup>3</sup> nos reajustes tarifários.

Foi estabelecido também a necessidade dos consumidores livres atenderem a 100% de suas cargas por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE, em termos de energia e potência. Tornando-se assim obrigatória a participação do consumidor livre na CCEE, para fins de contabilização e liquidação, porém havia também a possibilidade do consumidor ser representado por outros agentes da câmara. O objetivo era manter um nível elevado de contratação no mercado, aumentando a estabilidade e incentivando investimentos em geração.

Para os consumidores que optarem migrarem para o ambiente livre, foi estipulado um prazo de 5 anos para que pudessem posteriormente voltar para o cativo a formalizar a intenção junto à distribuidora. As empresas geradoras também podiam participar do ambiente livre, desde que a comercialização ocorresse através de leilões exclusivos para consumidores finais.

Para a contabilização e liquidação no mercado de curto prazo, a CCEE passou a fazer os cálculos baseada no Preço de Liquidação das Diferenças e com o Custo Marginal da Operação<sup>4</sup>.

### **3.2. Ambientes de Contratação de Energia**

Em 2004 através do decreto n ° 5.163/04 foram instituídos dois ambientes de contratações:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): onde atuam os agentes vendedores (geradores, comercializadores, autoprodutores) e compradores (distribuição) que participam de leilões de compra e venda de energia elétrica.

---

2 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST referem-se ao pagamento do serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias que, no caso do Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica.

3 Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referem-se ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica de um agente de distribuição (linhas de transmissão com tensão inferior a 230 kV, estações transformadoras e redes de distribuição)

4 Custo Marginal de Operação: Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

- Ambiente de Contratação Livre (ACL): onde atuam os agentes geradores, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres, sendo que as compras e vendas de energia elétrica são através de contratos bilatérias.

Abaixo a figura demonstra uma visão geral:



Figura 2. Atuação dos agentes no ACR e no ACL (CCEE, 2008)

### 3.2.1. Ambiente de contratação Regulada

Neste ambiente a comercialização de energia é destinada para consumidores do mercado cativo, onde participam todos os concessionários de serviço público de distribuição de energia e agentes de geração que optarem pelo cativo. Para atender este mercado, as distribuidoras devem contratar energia através de leilões regulados, não permitindo a participação de consumidores livres e comercializadores, mas no entanto há a possibilidade do gerador reservar parte da sua energia para o ACL.

A ANEEL é responsável pela revisão tarifária a cada quatro ou cinco anos e realiza a redefinição das tarifas de fornecimento cobrados dos consumidores. A tarifa de energia aplicada aos



consumidores finais regulados representa os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica desde a geração até a comercialização, sendo o preço da energia resultante da mistura de contratação via leilão, pela distribuidora, apenas um entre vários componentes da tarifa de fornecimento.

Dependendo das mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das concessionárias, pode haver um aumento ou redução das tarifas e anualmente é realizado o processo de reajuste tarifário objetivando a reposição do poder de compra da tarifa.

No ambiente cativo de energia as tarifas cobradas dos consumidores finais são estruturadas em dois níveis de tensão, Grupo A e Grupo B, e classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviços públicos, poderes públicos e iluminação pública).

A contratação de energia permite a escolha pelo consumidor do grupo A, entre três modalidades distintas, desde que não tenha ocorrido mudanças em período inferior a 12 meses e sejam atendidos alguns requisitos definidos na resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000 da ANEEL.

A seguir será detalhado cada grupo tarifário e estrutura:

- Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3kV a partir de sistemas subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional;

- Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3kV e faturadas neste grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81, caracterizado pela estruturação tarifária monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) Subgrupo B1 – residencial;

b) Subgrupo B1 – residencial baixa renda;

c) Subgrupo B2 – rural;

d) Subgrupo B2 – cooperativa de eletrificação rural;

e) Subgrupo B2 – serviço público de irrigação;

f) Subgrupo B3 – demais classes;

g) Subgrupo B4 – iluminação pública.

Art. 79. Com relação à unidade consumidora do Grupo “A”, localizada em área de veraneio ou turismo, em que sejam explorados serviços de hotelaria ou pousada, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe, independentemente da carga instalada.

Parágrafo único. Para efeito desta Resolução, área de veraneio ou turismo será aquela oficialmente reconhecida como estância balneária, climática ou turística.

Art. 80. Quanto à unidade consumidora do Grupo “A”, cuja potência instalada em transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe.

Parágrafo único. Com referência à unidade consumidora classificada como cooperativa de eletrificação rural poderá ser exercida a opção de que trata este artigo, quando a potência instalada em transformadores for igual ou inferior a 750 kVA.

Art. 81. Relativamente à unidade consumidora do Grupo “A”, com instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe, desde que a potência instalada em projetores utilizados na iluminação dos locais seja igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada na unidade consumidora.

- Estrutura Convencional: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Aplica-se às unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal.

- Estrutura Horo-sazonal Azul: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de acordo com as horas de utilização do dia. Esta opção é compulsória para unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV e opcional para unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV. Esta estrutura é caracterizada por tarifas elevadas para a demanda durante o horário de ponta.

• Estrutura Horo-sazonal Verde: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia (horário de ponta<sup>5</sup> e horário fora ponta<sup>6</sup>) e os períodos do ano (período seco<sup>7</sup> e período úmido<sup>8</sup>), bem como uma única tarifa de demanda de potência. Esta estrutura é opcional para unidades atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, para qualquer valor de demanda contratada. Esta estrutura é caracterizada por tarifas elevadas de consumo durante o horário de ponta.

Estrutura Tarifária	Demanda	Consumo	Condição de Contratação
Convencional	Tarifa Única	Tarifa Única	Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW
Horo-sazonal Verde	Tarifa Única	Tarifa Horário de Ponta	Opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69kV
		Tarifa Horário de Fora Ponta	
Horo-sazonal Azul	Tarifa Horário de Ponta	Tarifa Horário de Ponta	Opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69kV / Compulsoria para fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 69 kV
	Tarifa Horário de Fora Ponta	Tarifa Horário de Fora Ponta	

Tabela 2 - Modalidades tarifárias para contratação no ACR

A única forma de gerenciamento dos contratos de fornecimento do Grupo A é através da escolha da demanda a ser contratada e da modalidade tarifária. É possível solicitar a migração de estrutura tarifária a cada revisão ou ajuste em um período de 60 dias a partir da data de publicação da nova resolução, escolhendo a modalidade mais econômica par seu perfil.

5 Horário de Ponta: Período definido pela concessionária e composto por 3 horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

6 Horário Fora de Ponta: Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

7 Período seco: período de 7 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

8 Período úmido: período de 5 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

### 3.2.2. Ambiente de Contratação Livre

No ACL participam os agentes geradores, comercializadores, e consumidores livres. A energia é comercializada através da livre negociação de contratos bilatérias entre os agentes, sendo a competição neste ambiente bastantes sensível à existência de sombras de energia (LANDAU, 2006).

Os consumidores que optarem por tornar-se livre devem contratar energia diretamente com o gerador ou através de um agente comercializador. A CCEE desempenha um papel fundamental, administrando o sistema de registro de contratos e desenvolvendo as regras e procedimentos de comercialização. Preços de contratos, prazos, montantes e flexibilidade são negociados livremente entre os agentes sem intervenção dos órgãos fiscalizadores.

O Consumidor pode continuar fisicamente conectado à distribuidora local, de acordo com o decreto nº 5.163/04 parágrafo 2º do artigo 49. Comercialmente o consumidor adquire energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do SIN. Consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituído assim um consumidor livre.

Art.49[...]

§2º A opção do consumidor potencialmente livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora, ou parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo a ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

Caso o consumidor no ACL queira retornar à condição de cativo, esse deve informar à concessionária de distribuição de energia com um prazo mínimo de 5 anos, mas esse prazo pode ser reduzido com um acordo entre as partes.

No caso de consumidor especial que optou pelo consumo de energia por meio de energia incentivada, poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária desde que manifeste formalmente com 180 dias de antecedência em relação à data de início do fornecimento, esse prazo pode ser reduzido a critério da concessionária, de acordo com a resolução ANEEL 247/06.

§1º O Consumidor Especial, cujo contrato de fornecimento com a concessionária ou permissionária de distribuição seja de prazo indeterminado, só poderá adquirir energia elétrica oriunda de empreendimentos de que trata o art. 1º desta Resolução 180 (cento e oitenta)

dias após declaração formal desta opção à concessionária ou permissionária de distribuição.

Alguns destaques de contrato no ACL:

- Escolha do fornecedor;
- Definição de prazos, montantes e flexibilidades contratuais de acordo com suas necessidades;
- Possibilidade de escolha do índice para reajuste do preço da energia;
- Manter a escolha do valor de demanda a ser contratada.

## **4. Estudo de Caso:Comparativo econômico entre os ambientes Livre e Regulado**

### **4.1.Preparação da Base de Dados**

Os dados utilizados neste capítulo para o estudo de caso serão construídos a partir de dados reais de uma empresa do ramo de varejo, sendo preservado os dados reais. Será adotado este procedimento devido à indisponibilidade de informações reais.

O objetivo deste estudo é verificar a atratividade econômica da migração para o mercado livre para uma empresa do setor comercial com unidades com demandas contratadas acima de 500 kW, de forma a atender os requisitos da Resolução 247/06 para contratação de energia incentivada.

Para a simulação foram levados alguns dados necessários.

Todas as unidades consumidoras são pertencentes ao subgrupo A4 (tensão de fornecimento entre 2,3 e 25kV), portanto podendo optarem entre as três modalidades (Convencional, Horosazonal Azul e Horosazonal Verde), porém como estamos lidando com demandas contratadas acima dos 500 kW, as unidades deverão optar somente entre as estruturas tarifárias horosazonais Azul e Verde.

Um dos fatores principais que definem a opção mais econômica entre as duas modalidades para a contratação é o Fator de Carga (FC) no horário de ponta, que pode ser obtido através da razão

entre a demanda média, medida durante este intervalo de tempo (t), e a demanda máxima registrada no mesmo intervalo de tempo:

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{E}{txD_{max}}$$

Onde:

- $D_{med}$ : é o valor médio da demanda de potência no mesmo intervalo de tempo t;
- $D_{max}$ : é o máximo valor de demanda de potência no intervalo de tempo t;
- E: corresponde a energia consumida neste intervalo.

Este valor varia de 0 a 1, quanto mais próximo de 1 maior a chance da unidade se enquadrar na Estrutura Tarifária Azul, e melhor caracteriza-se a utilização de energia nesta instalação.

Por apresentarem uma demanda alta no horário de ponta, o que acarreta um alto fator de carga (média de 0.96) neste período, as unidades do setor comercial escolhidas podem enquadrar na estrutura horo-sazonal Azul, dependendo de seu consumo no mesmo horário. Porém veremos que devido aos consumos também elevados a maioria se enquadra na estrutura horo-sazonal Verde e em alguns casos na estrutura convencional.

Devido a esta característica optou-se por fazer uma distinção, para o estudo de caso, dos horários de ponta e fora ponta, conforme encontrado em grande parte das faturas de empresas deste setor.

Para simulação de custos na estrutura tarifária azul, os dados de demanda média e contratada foram multiplicados por 0,85, tendo em vista que a relação de demanda ponta e fora ponta para estas unidades girava em torno de 15% .

Com relação ao consumo, a estrutura tarifária verde apresenta valores distintos de tarifação por patamar horário, o que torna importante para o estudo a distinção dos valores de consumo nestes patamares.

De acordo com estas considerações, fazem parte da base de dados para esse estudo, demanda contratada no horário de ponta, demanda contratada no horário de fora ponta, demanda

medida no horário de ponta, demanda medida no horário de fora ponta, consumo no horário de ponta, consumo no horário de fora ponta, para os 12 meses do ano, para cada unidade deste estudo. Segue exemplo de uma unidade consumidora na tabela 3, a base completa consta do anexo A:

<b>Dados da Unidade Consumidora</b>				
<b>MÊS REFERÊNCIA</b>	<b>DC (KW)</b>	<b>DM (KW)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA P (KWH)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA FP (KWH)</b>
janeiro	510	541	26.438	138.786
fevereiro	510	556	28.538	141.727
março	510	532	30.214	146.814
abril	510	537	29.387	151.263
maio	500	524	28.337	136.626
junho	500	516	29.114	137.964
julho	500	543	27.229	132.215
agosto	500	502	28.419	132.675
setembro	500	495	27.349	125.881
outubro	500	539	29.510	139.372
novembro	500	544	29.017	137.730
dezembro	510	533	27.901	130.265

Tabela 3 : Exemplo de dados utilizados no estudo de caso – 01 unidade

Seleção das unidades consumidoras para migração

Para atender aos critérios definidos pela Resolução nº 247/06 é necessário que o conjunto de unidades consumidoras possuam a mesma raiz do CNPJ, e que totalize, no mínimo, 500 kW de demanda contratada para migração, respeitando as datas de término dos contratos de fornecimento cativo. Considerando que esta empresa não seja ainda um agente do mercado livre, esta deverá selecionar as unidades de forma que o primeiro grupo a migrar já totalize 500 kW.

Percebe-se que todas as unidades possuem demanda contratada acima de 500 kW, sendo por tanto desnecessário o agrupamento. No entanto, será necessário verificar quais unidades que além de atenderem os requisitos técnicos para participar do mercado de fontes incentivadas também apresentam viabilidade financeira para contratação de energia proveniente de fonte incentivada.

As unidades consumidoras utilizadas no estudo estão localizadas na área de concessão da LIGHT, sendo as tarifas para simulação obtidas através da Resolução ANEEL nº 905 de 4 de novembro de 2009

Na tabela 4 está a relação de unidades com as respectivas datas de finalização dos contratos de fornecimento no ambiente cativo e valores de demanda contratada. Vale ressaltar que para rescindir o contrato, o titular deverá informar a concessionária ou distribuidora de energia, com no mínimo, 180 dias de antecedência do término da vigência do contrato.

<b>Unidade Consumidora</b>	<b>Demanda Contratada (kW) Período Seco</b>	<b>Demanda Contratada (kW) Período Úmido</b>	<b>Vigência do contrato de fornecimento</b>
1	820	820	dez/09
2	500	510	mar/10
3	1050	1100	abr/10
4	675	705	jun/10
5	500	510	jan/10

Tabela 4 – Informações Contratuais das unidades do estudo de caso

## 5. Comparativo Custo Mercado Cativo X Custo Mercado Livre

Cada mercado possui alguns custos que identificaremos a seguir.

- Custo no Mercado Cativo: Impostos (PIS COFINS) + Custo de fornecimento.

- Custo de fornecimento: inclui o custo de demanda de potência elétrica e consumo de energia.

- Impostos: PIS COFINS e ICMS, esse último não considerado nos cálculos. Para PIS COFINS será considerado na simulação o percentual de 7%.

- Custo no Mercado Livre: Custo de energia + impostos (PIS COFINS) + Custo de transporte (TUSD) + custo CCEE.

- Custo de energia: remunera o vendedor pelo fornecimento da energia

- Impostos: PIS COFINS e ICMS, sendo esse último não considerado em nenhuma das parcelas. Como o PIS COFINS usualmente encontra-se embutido no preço da energia, será considerado apenas no cálculo da TUSD, com valor percentual de 7%



- TUSD: remunera a distribuidora pelo transporte da energia e encargos.

- CCEE: considera valores de encargos cobrados via liquidação financeira (ESS<sup>9</sup>), inclui também o valor cobrado dos agentes para manter a CCEE (contribuição CCEE).

### **5.1.Cálculo de custo no Cativo**

Os cálculos foram realizados para cada estrutura tarifária, posto horário e para um determinado período de faturamento, conforme determinado pela Resolução nº456/00, nos artigos 49, 50, 51, 53 e 56. O objetivo é garantir que será calculado para a unidade o menor custo cativo possível de acordo com a regulamentação.

Art. 49. O faturamento de unidade consumidora do Grupo “A”, observados, no fornecimento com tarifas horo-sazonais, os respectivos segmentos, será realizado com base nos valores identificados por meio dos critérios descritos a seguir:

I - demanda de potência ativa: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:

a) a demanda contratada, exclusive no caso de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional;

b) a demanda medida; ou

c) 10% (dez por cento) da maior demanda medida, em qualquer dos 11 (onze) ciclos completos de faturamento anteriores, quando se tratar de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional.

II - consumo de energia elétrica ativa: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:

a) energia elétrica ativa contratada, se houver; ou

b) energia elétrica ativa medida no período de faturamento.

Art. 50. A Tarifa Azul será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - demanda de potência (kW):

a) um preço para horário de ponta (P); e

b) um preço para horário fora de ponta (F).

II - consumo de energia (kWh):

a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);

b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);

c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e

d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

---

9 Encargo de Serviço do Sistema: visam recuperar os custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da carga. Os valores são rateados pelos agentes da categoria consumo, proporcionalmente ao consumo medido (GANIM,2003)

Art. 51. A Tarifa Verde será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - demanda de potência (kW): um preço único.

II - consumo de energia (kWh):

- a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
- b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
- d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS)

Art. 53. Os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo “A”, conforme as condições a seguir estabelecidas:

I - na estrutura tarifária convencional: para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal nos termos do inciso IV;

II - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

III - compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul, ou Verde se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:

a) a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou,

b) a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; e

IV - opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

Art. 56. Sobre a parcela da demanda medida, que superar a respectiva demanda contratada, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, caso aquela parcela seja superior aos limites mínimos de tolerância a seguir fixados:

I - 5% (cinco por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV; e

II - 10% (dez por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

§ 1º A tarifa de ultrapassagem aplicável a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, será correspondente a 3 (três) vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

§ 2º O procedimento descrito neste artigo deverá ser aplicado sem prejuízo do disposto no art. 31, que trata do aumento de carga.

§ 3º Quando inexistir o contrato por motivo atribuível exclusivamente ao consumidor e o fornecimento não estiver sendo efetuado no período de testes, a concessionária aplicará a tarifa de ultrapassagem sobre a totalidade da demanda medida.

Detalhamento das fórmulas aplicadas:

- Cálculo da Demanda Faturável – DF

Se  $DC(pm) < DM(pm) \leq (1,1 \times DC(pm))$  Então:

$$DF(pm) = DM(pm) \text{ Caso Contrário,}$$

$$DF(pm) = DC(pm)$$

- Cálculo da Demanda de Ultrapassagem – DU

Se  $DM(pm) > (1,1 \times DC(pm))$  Então

$$DU(pm) = DM(pm) - DC(pm) \text{ Caso contrário,}$$

$$DU(pm) = 0$$

Onde:

- $DC(pm)$ , demanda contratada no respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DM(pm)$ , valor máximo de potência medido durante o respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DF(Pm)$ , demanda faturável no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- $DU(Pm)$ , parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- $p$ , indica posto tarifário, no horário de ponta ou fora de ponta, para as estruturas horosazonais, no caso da estrutura convencional o posto é único;
- $m$ , indica o período de faturamento do cálculo em questão, que ocorre em intervalos de aproximadamente 30 dias;

O custo total de fornecimento (CCem) foi determinado para cada estrutura tarifária e período de faturamento:

$$CC(em) = (DF(pm) \times TD(epm)) + (3 \times DU(pm) \times TD(epm)) + (EA(pm) \times TC(epm))$$

Onde,

- CC(em), custo de fornecimento cativo total para cada estrutura tarifária “e” e período de faturamento “m”, em R\$;
- TD(epm), tarifa de demanda determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável a respectiva estrutura tarifária “e”, e posto horário “p”, em R\$/kW;
- EA(pm),: energia ativa consumida no período de faturamento “m” e no respectivo posto horário “p”, em kWh;
- TC(epm),: tarifa de consumo determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável a respectiva estrutura tarifária “e”, e posto horário “p”, em R\$/kWh;

Acrescentando os impostos ao Custo total de fornecimento, temos:

$$CCIem = CCem / (1 - I / 100)$$

Onde,

- CCIem: custo cativo total com impostos para cada estrutura tarifária “e” e período de faturamento “m”, em R\$;
- I: valor referente à cobrança de impostos, expresso em porcentagem;
- e: indica a estrutura tarifária do cálculo em questão;

Para ser possível comparar o custo entre diferentes unidades consumidoras, os cálculos foram aplicados para todas as unidades selecionadas, para cada mês do ano, o somatório do custo cativo mensal com impostos para os 12 meses do ano resultou no Custo Cativo Anual com

Impostos (CCAe). O CCAe foi dividido pelo somatório da energia ativa consumida no período, sendo o resultado obtido em R\$/MWh.

$$CCAe = \frac{\sum_{12\_meses} CCI(em)}{\sum_{12\_meses} (EA(pm)/1000)}$$

Como referência para comparação com o custo no ACL foi selecionada a estrutura tarifária que apresenta o menor Custo Cativo Anual com Impostos para cada unidade em questão. A maioria das unidades apresentaram menor custo para a estrutura tarifária horosazonal Verde, ocorrendo dois casos de convencional, porém como as demandas contratadas são maiores que 300 kW não é possível contratar nessa estrutura, conforme determinado pela Resolução nº 456/00. Sendo assim, foi escolhida a segunda melhor opção tarifária, aparecendo uma unidade com a estrutura tarifária horosazonal azul.

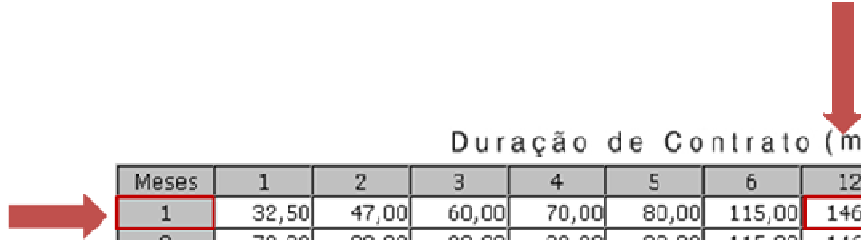
$$CCA = \min CCAe$$

## 5.2.Cálculo de custo no Livre

Para simulação do custo mensal no ACL, o valor para o contrato de energia foi obtido através do site Energia Direta (ID, 2008), que disponibiliza cotações de preços para energia convencional e incentivada, com base em contratos com diferentes prazos de duração e datas de início de fornecimento. Estes preços representam valores médios negociados no mercado, e não estão diretamente relacionados aos preços de curto prazo, visto que se deseja analisar o custo para unidades que estejam cobertas por contratos, e não expostas no mercado spot, de forma a se excluir da análise o risco financeiro por uma má contratação de energia, que não é o objetivo deste trabalho.

Para a simulação foi considerado um contrato com vigência de 12 meses e os preços para contrato de energia para fontes incentivadas com 50% de descontos na TUSD. Com relação à aplicação de impostos não foi considerado o ICMS, para o PIS COFINS considerou-se que o mesmo já está embutido no preço da energia, conforme prática usual de mercado.

A tabela 5 representa as informações disponibilizadas no site referentes aos preços para contratos de energia no ACL, no qual para 12 meses encontraremos o preço médio de 146 R\$/MWh independente da data de início de fornecimento.



		Duração de Contrato (meses)											
Início de Contrato		Meses	1	2	3	4	5	6	12	24	36	48	60
	1		32,50	47,00	60,00	70,00	80,00	115,00	146,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	2		70,00	80,00	80,00	90,00	80,00	115,00	146,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	3		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	115,00	148,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	4		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	115,00	148,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	5		90,00	90,00	90,00	135,00	135,00	145,00	152,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	6		120,00	130,00	130,00	140,00	145,00	145,00	155,00	155,00	160,00	160,00	160,00
	12		155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
	24		160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00

Tabela 5 – Preços para contratos de energia proveniente de fonte de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (ID, 2009)

Para obtenção do Custo Anual da Energia (CEA) foi aplicado um percentual aproximado de perdas de 3% sobre o consumo medido, de forma a referenciar o mesmo ao centro de gravidade do sistema. A tabela 6 representa os valores disponibilizados no site.

Mês/Ano	Fator de Perdas da Geração (%)	Fator de Perdas do Consumo (%)
abr/08	2,44%	2,53%
mai/08	2,30%	2,39%
jun/08	2,18%	2,27%
jul/08	2,13%	2,21%
ago/08	2,06%	2,13%
set/08	2,11%	2,19%
out/08	1,99%	2,07%
nov/08	2,35%	2,45%
dez/08	2,30%	2,39%
jan/09	2,68%	2,80%
fev/09	2,44%	2,55%
mar/09	2,45%	2,56%
abr/09	2,60%	2,72%

Tabela 6 – Fatores de Perda médios Mensais (CCEE, 2009)

$$CEA = \sum_{12\_meses} (EAm \times 1,03 / 1000) \times PE$$

Onde,

- CEA, custo da energia no ACL, em R\$;
- EA, energia ativa consumida no período de faturamento “m”, em kWh;
- PE, preço da energia contratada no ACL, em R\$/MWh;

Para o custo CCEE (C\_CCEE), que representa os valores de encargos cobrados através da liquidação financeira, foi adotado o valor médio de 1,38 R\$/MWh, calculado com base nos valores de ESS divulgados por essa empresa para o ano de 2009 (CEE,2009a) e no orçamento da CCEE para 2009 (CCEE,2009a).

Visto o total pago por ESS pela classe dos agentes da categoria de consumo ser proporcional ao consumo medido no Centro de Gravidade, o valor médio para este encargo foi obtido através do seguinte cálculo baseado nas tabelas 7 e 8:

$$ESSm\u00e9dio = \frac{\sum_{12\_meses} Total\_Pago\_ESSm}{\sum_{12\_meses} Consumo\_Mensal\_CGm} = 1,38R\$/MWh$$

Onde,

- ESSm\u00e9dio: valor m\u00e9dio mensal para o ESS utilizado no estudo de caso, em R\$/MWh;
- Total\_Pago\_ESSm: Valor total pago por ESS pelos agentes da categoria consumo no per\u00edodo de faturamento “m”, em R\$;
- Consumo\_Mensal\_CGm: valor total de consumo contabilizado no centro de gravidade no per\u00edodo de faturamento “m”, em MWh;
- m: per\u00edodo mensal de faturamento;

Mês/Ano	Geração Bruta (MW méd)	Consumo Bruto (MW méd)	Perdas (MW méd)	Geração/Consumo no CG (MW méd)
abr/08	52.033	49.756	2.278	50.894
mai/08	51.030	48.921	2.109	49.975
jun/08	51.968	49.926	2.042	50.947
jul/08	51.528	49.545	1.983	50.536
ago/08	52.342	50.389	1.953	51.366
set/08	52.618	50.615	2.003	51.617
out/08	53.727	51.796	1.931	52.762
nov/08	52.105	49.927	2.178	51.016
dez/08	48.917	46.918	1.999	47.917
jan/09	49.386	47.007	2.379	48.196
fev/09	51.850	49.569	2.281	50.709
mar/09	53.345	50.981	2.364	52.163
abr/09	50.650	48.283	2.367	49.466

Tabela 7 – Geração Consumo e Perda (CCEE, 2009a)

Mês/Ano	Recebimento por restrição de operação (R\$)	Recebimento por serviços auxiliares (R\$)	Recebimento por segurança energética (R\$)	Recebimento por ultrapassagem da CAR (R\$)	Montante abatido decorrente de reservas e sobre de EF	Pagamento por ESS (R\$)
abr/08	4.801.635,95	3.769.092,73	334.835.887,94	-	343.406.616,61	314.825.127,17
mai/08	567.954,11	4.490.710,49	207.811.261,18	-	242.082.106,14	202.515.460,52
jun/08	777.164,57	2.742.033,94	168.413.684,87	-	171.708.701,39	171.489.989,07
jul/08	10.195.125,72	2.491.814,53	123.871.174,10	-	136.586.044,72	136.580.629,24
ago/08	14.413.622,50	3.770.697,55	135.716.747,48	-	153.926.468,47	152.896.091,95
set/08	8.302.625,18	3.079.979,41	115.590.443,70	-	11.382.604,60	126.341.965,92
out/08	10.191.862,79	3.345.909,29	157.372.704,15	-	170.910.476,23	170.753.419,09
nov/08	2.494.610,67	2.196.363,31	105.593.085,38	-	110.284.059,35	89.983.315,84
dez/08	1.541.021,97	3.880.178,88	180.355.626,67	-	185.776.827,52	185.702.753,46
jan/09	31.259.672,09	5.037.673,13	6.455.743,68	-	42.753.088,89	45.195.376,63
fev/09	43.006.190,55	4.319.078,27	-	-	47.325.268,82	19.160.412,39
mar/09	-	-	-	-	0,00	-
abr/09	-	4.855.271,54	2.085.278,93	-	6.940.550,48	-

Tabela 8 – Recebimento / Pagamento por ESS (CCEE, 2009a)

O valor médio mensal da contribuição para custeio da CCEE foi obtido através da razão entre o valor total do orçamento da CCEE para 2009 e o somatório da geração e do consumo total do sistema verificado no mesmo período.

Desta forma, o custo CCEE é o resultado do somatório da parcela cobrada por ESS e da parcela de contribuição para custeio da CCEE, equivalendo a 1,38 R\$/MWh. Importante ressaltar que este valor não segue os critérios de cálculo definidos pela CCEE, visto que para isso seria necessário possuir dados de consumo discretizados por semana e por patamar horário, no entanto os valores estão muito próximos dos valores efetivamente cobrados em 2009.

Por se tratar de energia proveniente de fonte incentivada deve-se considerar o percentual de desconto a ser aplicado sobre a tarifa de demanda, no entanto, o cálculo da parcela que será paga à distribuidora – TUSD- é similar ao cálculo do custo de fornecimento no ambiente cativo. Para a



simulação, foi considerado o percentual fixo de 50% de desconto, por se tratar de valor mais comumente encontrado no mercado.

O percentual de descontos não deve ser aplicado sobre a parcela de perdas comerciais, conforme a ANEEL, que está incluída na tarifa de demanda, visto não haver relação entre esta e o transporte de energia.

A Resolução nº 456/00, no artigo 56, estabelece limites de ultrapassagem de demanda diferenciados de acordo com o nível de tensão onde a unidade consumidora está conectada, sendo que unidades atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV apresentam o limite de 10%.

Para unidades que contratam energia no ACL não existe esta diferenciação por nível de tensão, sendo o percentual de 5% aplicável a todas as unidades consumidoras, conforme especificado no § 2º do artigo 3º da Resolução nº247/06.

Desta forma, para simulação de custos no ACL, deve-se considerar que caso a demanda medida ultrapasse a demanda contratada em percentual superior a 5%, sobre o valor de demanda medida que exceder a demanda contratada incidirá uma tarifa de ultrapassagem sem o desconto previsto e de valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para o período em questão.

Segue as fórmulas de cálculo para determinação do custo no ambiente livre.

Se  $DC(pm) < DM(pm) \leq (1,05 \times DC(pm))$  Então:

$$DF(pm) = DM(pm) \text{ Caso contrário,}$$

$$DF(pm) = DC(pm)$$

Se  $DM(pm) > (1,05 \times DC(pm))$  Então:

$$DU(pm) = DM(pm) - DC(pm) \text{ Caso contrário,}$$

$$DU(pm) = 0$$

Onde:

- DC(pm), demanda contratada no respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- DM(pm), valor máximo de potência medido durante o respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- DF(Pm), demanda faturável no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- DU(Pm), parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- p, indica posto tarifário, ponta ou fora de ponta;
- m, indica o período de faturamento do cálculo em questão, que ocorre em intervalos de aproximadamente 30 dias;

O custo total de uso da rede (C\_TUSD) foi determinado para cada período de faturamento “m”:

$$C\_TUSD(m) = \sum_{12\_meses} (((1 - d / 100) \times DF(pm) \times TD(pm)) + (3 \times DU(pm) \times TD(pm)) + (EA(m) \times TC(pm)))$$

Onde:

- C\_TUSD(m), custo total pelo uso da rede com desconto de 50% sobre a tarifa de demanda para cada período de faturamento “m”, em R\$;
- TD(pm), tarifa de demanda determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável ao respectivo posto horário “p”, em R\$/kW;
- EA(m), energia ativa consumida no período de faturamento “m”, em kWh;
- TC(pm), tarifa de consumo determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, e posto horário “p”, em R\$/kWh;
- d, percentual de desconto aplicável à tarifa de demanda;

Sobre a TUSD irá incidir o percentual de PIS COFINS:

$$CI\_TUSDm = C\_TUSDm / (1 - I / 100)$$

Onde:

- $CI\_TUSD(m)$ , custo total referente ao uso da rede com impostos com desconto de 50% sobre a tarifa de demanda para cada período de faturamento “m”, em R\$;
- $I$ , valor referente à cobrança de impostos, expresso em porcentagem;

Os cálculos foram aplicados para todas as unidades selecionadas, para cada mês do ano. O somatório do custo total referente ao uso da rede com impostos para os 12 meses do ano resultou no Custo Anual com Impostos ( $CI\_TUSD$ ), calculado para cada unidade consumidora.

$$CI\_TUSD = \sum_{12\_meses} CI\_TUSDm$$

O Custo Total Anual no Ambiente Livre (CLA) é o resultado do somatório das parcelas de Custo da Energia no ACL, Custo CCEE e Custo referente ao uso da rede: De forma a ser possível comparar o custo entre diferentes unidades consumidoras, o Custo Total Anual no Ambiente Livre foi dividido pelo somatório da energia ativa consumida no período, sendo o resultado obtido em R\$/MWh.

$$CLA = \frac{(CEA + C\_CCEE + CI\_TUSD)}{\sum_{12\_meses} EA(m) / 1000}$$

## 6. Análise dos Resultados

O estudo considera o comparativo entre os custos totais nos dois ambientes em um período de 12 meses. O comparativo entre os ambientes livre e cativo indicou 3 unidades com Custo Total Anual de energia elétrica mais vantajoso no ACL, as outras suas unidades não apresentaram redução de custo na contratação no ambiente livre conforme demonstrado no gráfico 1 abaixo.

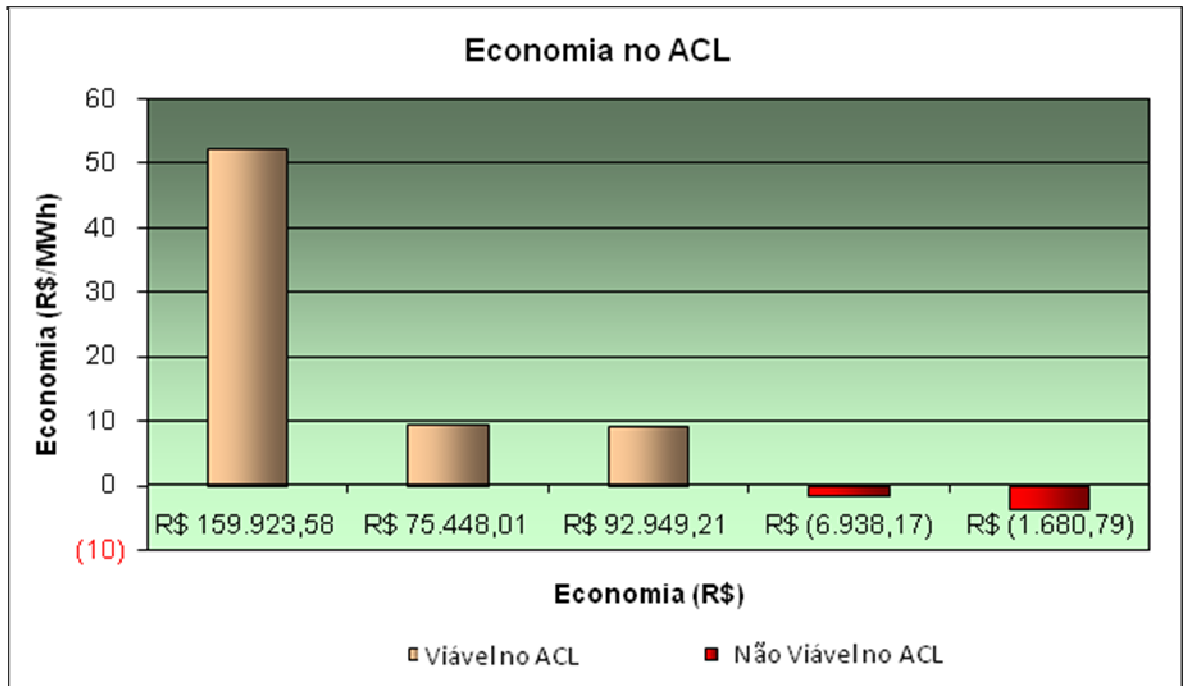


Gráfico 1 – Economia no ACL – Cenário base

O gráfico indica o total de economia R\$/MWh de cada unidade consumidora para contratação no ACL com sua economia em R\$ no eixo de Economia (R\$), onde cada barra indica uma unidade consumidora. Do total de 5 unidades somente 2, ou 40%, não apresentam viabilidade econômica para migração para o ACL.

Levando em consideração que o preço da energia contratada no ambiente livre, considerados nesse estudo, é o mesmo para as unidades consumidoras simuladas, e que todas pertencem à área de atendimento da LIGHT, contendo desta forma as mesmas tarifas, pode-se concluir que a diferença de resultados deve-se exclusivamente ao comportamento distinto do perfil de consumo e demanda das unidades.

Para determinar qual foi o menor custo entre os dois mercados (livre e cativo), após a definição da estrutura tarifária mais econômica no ACL e o custo anula verificado nesta estrutura, compara-se com o custo total anual no ACL, já que o mesmo não possui estruturas tarifárias.

UC	Estrutura Tarifária	Custo no Cativo (R\$/MWh)	Custo no Livre (R\$/MWh)	Diferença (R\$/MWh)	Consumo Anual (MWh)	Economia Anual ACL (R\$)	Economia Anual ACL (%)
1	HSV	445	393	52	3.056	R\$ 159.923,58	11,8%
2	HSA	301	292	9	8.303	R\$ 75.448,01	3,0%
3	HSV	322	313	9	9.958	R\$ 92.949,21	2,9%
4	HSV	436	440	(4)	1.913	R\$ (6.938,17)	-0,8%
5	HSV	486	487	(1)	1.135	R\$ (1.680,79)	-0,3%

Tabela 9 – Resultados dos indicadores por unidade – Cenário base

A tabela X, mostra os valores obtidos das unidades consumidoras. O campo Unidade Consumidora expressa apenas o número para identificação da unidade, Estrutura Tarifária indica a estrutura tarifária que apresentou o menor custo no ACR, Custo no ACR indica o custo total anual no cativo, Custo no ACL indica o custo total anual no livre e as Economias Anuais indicam os valores econômicos em R\$/MWh, R\$ e % respectivamente.

Os valores de economia verificados no ACL foram bem atrativos, embora dois casos não foram mais econômicos migrarem para o ambiente livre, o percentual ficou relativamente baixo, dando a entender que se houver um aumento de carga nessas unidades consumidoras poderão vir a migrar para o mercado de fontes incentivadas.

É importante ressaltar que nesta etapa do estudo de caso não estão incluídos os valores do investimento no sistema de medição e faturamento.

## 7. Considerações Finais

Este trabalho teve como objetivo tratar da atratividade da contratação de energia incentivada por consumidores especiais, com foco em empresas do setor comercial que atendem os requisitos para contratação.

A partir do momento que a empresa inicia suas operações no mercado livre, as regras de contratos será totalmente diferente do cativo. A empresa poderá assumir essas novas atividades ou contratar uma empresa especializada para cuidar dos trâmites legais.

O estudo de caso compara os custos de energia nos ambientes cativo e livre, para algumas unidades consumidoras com o perfil similar de uma empresa do setor comercial. Para comparação com o total do custo no livre foi utilizada a simulação de custos no ambiente cativo com a estrutura tarifária mais adequada para a unidade consumidora em questão.

A análise do resultado nos mostra que com o preço atual de mercado da energia incentivada, os percentuais de economia no custo são atrativos para migração no ACL. Com a redução no custo de energia proporcionada por esta migração, as empresas podem se dispor a enfrentar as dificuldades impostas pelo aumento da complexibilidade do seu processo de gestão de contratos e a exposição aos riscos envolvidos coma a contratação de energia no ACL.

O resultado encontrado na análise mostra a tendência do mercado de energia incentivadas pós a crise financeira que abateu o mundo.

Os preços da energia no mercado spot deverão cair em função da diminuição do ritmo de expansão do consumo no Brasil provocada pela crise financeira. Os preços já tiveram uma pequena redução, e agentes do setor elétrico relatam que já é comum a busca por contratos de compra de energia de duração menor, na expectativa sobre como o mercado livre deverá se comportar nos próximos anos (Andrade & Canelas, 2009).

Adriano Pires diretor do Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE), comenta que a diminuição dos preços de energia poderá ser na ordem de 20% a 25%. Um dos motivos é a desaceleração da economia desde o início de setembro do ano passado, que reduziu a demanda e a expectativa agora é de queda dos preços do gás natural e da energia elétrica no mercado livre.

O estudo permite concluir que a atratividade financeira do mercado de fontes incentivadas começa a ser atrativo para consumidores com o perfil de consumo do estudo. Este setor começa a ser estimulante e atrativo, como de forma era para ser quando foi criado e proporcionado pela Resolução nº 247/06.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 247/2006**
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 de setembro de 2009.
- [3] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Boletim Informativo – Operações dos Agentes na CCEE**. Versão Nov/2009. São Paulo: CCEE, 2009a.
- [4] CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 6º de Setembro de 2009.
- [5] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: [http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Relatorios\\_Publico/Boletim\\_Informativo\\_Abril2009.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Boletim_Informativo_Abril2009.pdf). Acesso em 23 de Outubro de 2009
- [6] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 14 de Outubro de 2009.
- [7] ID. **ENERGIA DIRETA**. Disponível em: <https://energiadireta.com.br> – Acesso: em 25 de Outubro de 2009.
- [8] LANDAU, E. (Coord.). **Regulação Jurídica do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: Lumen Juris Editora, 2006.
- [9] Ribeiro, E.B. **Desafios para a expansão do mercado de fontes incentivadas: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumidor especial**. 2009. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- [9] ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 10 de Novembro de 2009.

## ANEXO A – UNIDADES CONSUMIDORAS

UC 1

Dados da Unidade Consumidora				
Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
janeiro	820	793	23.501	231.310
fevereiro	820	821	25.367	236.211
março	820	814	26.857	244.689
abril	820	902	26.121	252.106
maio	820	890	25.188	227.710
junho	820	822	25.879	229.939
julho	820	738	24.204	220.359
agosto	820	803	25.262	221.124
setembro	820	804	24.310	209.802
outubro	820	783	26.231	232.287
novembro	820	876	25.793	229.549
dezembro	820	745	24.801	217.108

UC 2

Dados da Unidade Consumidora				
MÊS REFERÊNCIA	DC (KW)	DM (KW)	CONSUMO ENERGIA P (KWH)	CONSUMO ENERGIA FP (KWH)
janeiro	575	585	41.606	767.561
fevereiro	575	595	45.461	442.577
março	575	582	44.520	433.419
abril	575	589	84.936	763.934
maio	525	542	40.076	663.375
junho	525	509	46.981	574.687
julho	525	518	44.039	574.150
agosto	525	496	39.913	622.908
setembro	525	539	41.089	647.946
outubro	525	568	38.890	728.851
novembro	525	563	38.931	708.717
dezembro	575	556	41.996	826.059



## UC 3

<b>Dados da Unidade Consumidora</b>				
<b>MÊS REFERÊNCIA</b>	<b>DC (KW)</b>	<b>DM (KW)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA P (KWH)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA FP (KWH)</b>
janeiro	1.100	1.061	28.435	808.195
fevereiro	1.100	1.094	28.457	808.195
março	1.100	1.113	50.309	896.498
abril	1.100	1.140	52.631	845.587
maio	1.050	1.038	40.552	684.525
junho	1.050	1.015	35.302	624.168
julho	1.050	952	35.693	714.465
agosto	1.050	978	46.263	799.549
setembro	1.050	1.079	34.326	735.339
outubro	1.050	1.128	37.437	836.132
novembro	1.050	1.150	25.617	898.164
dezembro	1.100	1.069	35.470	856.202

## UC 4

<b>Dados da Unidade Consumidora</b>				
<b>MÊS REFERÊNCIA</b>	<b>DC (KW)</b>	<b>DM (KW)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA P (KWH)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA FP (KWH)</b>
janeiro	705	715	12.436	130.388
fevereiro	705	717	15.218	164.237
março	705	746	16.127	168.078
abril	705	771	15.466	162.683
maio	675	694	12.589	145.535
junho	675	452	7.378	80.893
julho	675	603	11.706	114.932
agosto	675	636	12.718	142.372
setembro	675	654	9.943	143.103
outubro	675	738	16.847	178.353
novembro	675	724	11.846	138.518
dezembro	705	684	15.715	186.211

## UC 5

<b>Dados da Unidade Consumidora</b>				
<b>MÊS REFERÊNCIA</b>	<b>DC (KW)</b>	<b>DM (KW)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA P (KWH)</b>	<b>CONSUMO ENERGIA FP (KWH)</b>
janeiro	510	541	9.593	85.348
fevereiro	510	556	9.193	74.514
março	510	532	10.086	85.822
abril	510	537	8.881	80.186
maio	500	524	8.274	80.960
junho	500	516	7.726	73.812
julho	500	543	9.975	92.068
agosto	500	502	8.577	81.615
setembro	500	495	9.215	79.877
outubro	500	539	9.774	91.017
novembro	500	544	11.130	98.342
dezembro	510	533	10.976	97.612