

unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

HENRIQUE KIDO NAGAYOSHI

**ESTUDO E ANÁLISE DO RISCO E DA VIABILIDADE ECONÔMICA
DO MERCADO CATIVO E DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA
ELÉTRICA NO TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO**

Guaratinguetá
2012

HENRIQUE KIDO NAGAYOSHI

**ESTUDO E ANÁLISE DO RISCO E DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO
MERCADO CATIVO E DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA NO
TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO**

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Guaratinguetá
2012

N147e Nagayoshi, Henrique Crido
Estudo e análise do risco e da viabilidade econômica do mercado cativo e do mercado livre de energia elétrica no terceiro ciclo tarifário / Henrique Crido Nagayoshi. - Guaratinguetá: [s.n.], 2012
76 f.: il.
Bibliografia: f. 75-76

Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica –
Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de
Guaratinguetá, 2012

Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

1. Energia eletrica - Comercialização I. Título

CDU 621.311

ESTUDO E ANÁLISE DO RISCO E DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO
MERCADO CATIVO E DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA NO
TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO

HENRIQUE KIDO NAGAYOSHI-

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO
DIPLOMA DE **GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Prof. Dr. Leonardo Mesquita
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Orientador / UNESP-FEG



Prof. Dr. RUBENS ALVES DIAS
UNESP-FEG



Prof. Dr. JOSÉ FELICIANO ADAMI
UNESP-FEG

DEZEMBRO de 2012

DADOS CURRICULARES

HENRIQUE KIDO NAGAYOSHI

NASCIMENTO	05.10.1988 – SÃO BERNARDO DO CAMPO / SP
FILIAÇÃO	Sergio Norio Nagayoshi Emilia Emi Kido Nagayoshi
2008/2012	Curso de Graduação Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – Campus de Guaratinguetá

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Sergio e Emilia, e à minha irmã Nathália por terem acompanhado e me apoiado em minha vida acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, fonte da vida e da graça. Agradeço pela minha vida, minha inteligência, minha família e meus amigos,

ao meu orientador, *Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula* que me ajudou na escolha do tema e no desenvolvimento deste trabalho. Sua orientação e auxílio foram essenciais para a conclusão deste estudo.

aos meus pais *Sergio e Emilia*, minha irmã *Nathália* e minha namorada *Juliana* que sempre acreditaram em mim, dando força e apoio em minhas decisões.

Ao meu gestor *Silvio Cesar Braz Arraújo*, pela paciência, aprendizado e confiança dada durante o período de estágio. Sua dedicação fez com que setor energético tornasse uma área mais interessante.

à república *Seis de Paus*, onde fiz amigos que levarei para o resto da vida

EPÍGRAFE

“Se fui capaz de ver mais longe, é porque me apoiei em ombros de gigantes.”
Isaac Newton

NAGAYOSHI, H. K. **Estudo e Análise do Risco e da Viabilidade Econômica do Mercado Cativo e do Mercado Livre de Energia Elétrica no Terceiro Ciclo Tarifário.** – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

RESUMO

Em 2004 instituíram-se dois ambientes de comercialização para celebração de contratos de compra e venda de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro ambiente, os consumidores só podem comprar sua energia diretamente da distribuidora local, e no segundo, podem optar pelo seu fornecimento, volume e o tipo de energia elétrica que irão consumir por meio de contratos bilaterais. Desta forma antes de tomar a decisão de migração para o ACL é necessário compreender as regras de comercialização, os riscos envolvidos e a viabilidade econômica dos dois mercados para que possa determinar qual ambiente possui mais benefícios ao consumidor.

O presente trabalho tem o objetivo de oferecer ferramentas de apoio para a tomada de decisão dos consumidores potencialmente livres, aqueles que têm a opção de migrar de mercado, a fim de avaliar os benefícios e desvantagens de cada mercado. Neste trabalho também foi considerado as novas regras do terceiro ciclo tarifário, em que os consumidores livres podem optar pela modalidade verde. A metodologia apresentada baseia-se nos cálculos dos gastos da energia e no risco das bandeiras no mercado cativo e livre no período de um ano.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado Cativo, Mercado Livre, Consumidor Cativo, Consumidor Livre, Consumidor Especial, Consumidor Potencialmente Livre, Revisão Tarifária Periódica e Migração de Mercado.

NAGAYOSHI, H. K. Study and Analysis of Risk and Economic Viability of the Captive Market and Free Market Electric Power in the Third Rate Cycle. - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

ABSTRACT

In 2004 two trading environment for contracts of purchase and of electricity energy were established, the Regulated Contracting Environment (RGE) and the Free Contracting Environment (FCE). In the first one, consumers can only buy their energy directly from local electricity distribution, and in the second one, consumers can choose their delivery, amount and type of energy that they will burn through bilateral contracts. Thus, before deciding to migrate to the FCE, it is necessary understanding the rules of marketing, the risk involved and the economic viability of the two markets so can determine which environment has more benefits to the consumer.

This paper aims to offer tools to support takeover decision of potentially free costumers, who have the option to migrate to market in order to evaluate the benefits and disadvantages of each market. This paper has also considered the new rules of the third rate cycle, where consumers can opt for green tax. The methodology presented is based on calculations of spending with energy and the risk of flag in captive market and free market in one year.

KEYWORDS: Captive Market, Free Market, Captive Consumer, Free Consumer, Special Consumer, Potentially Free Consumer, Periodic Tax Review e Migration Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cenário 2008 (ONS, 2008)	20
Figura 2 - Instituições do Setor Elétrico Brasileiro	21
Figura 3 - Sistema Integrado Nacional (SIN).....	25
Figura 4 - Características dos Submercados.....	26
Figura 5 - Evolução dos Consumidores Livres e Especiais (CCEE, 2012).....	29
Figura 6 - Participação dos Agentes CCEE (CCEE, Infomercado Jul/2012).....	30
Figura 7 - Fluxograma	31
Figura 8 - PLD da primeira semana de Setembro (CCEE, 2012)	32
Figura 9 - Cenário mensal do PLD em 2007 a 2012	32
Figura 10 - Comportamento do Custo da TUSD.....	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Modalidade Tarifária.....	34
Tabela 2 - Dados de Medição para Faturamento.....	43
Tabela 3 - Fatura do Cativo THS Azul.....	44
Tabela 4- Fatura do Cativo THS Verde.....	46
Tabela 5 - Fatura Livre.....	48
Tabela 6 - Dados de Medições da Empresa A.....	52
Tabela 7 - Fatura da Empresa A no Mercado Cativo, THS Azul.....	53
Tabela 8 - Fatura da Empresa A no Mercado Livre, THS Azul.....	55
Tabela 9 - Dados da Empresa A com Cenário 2008.....	57
Tabela 10 – Faturamento da Empresa A no Mercado Cativo no Novo Cenário, THS Azul...	58
Tabela 11 - Dados de Medições da Empresa B.....	60
Tabela 12 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Azul e A4.	61
Tabela 13 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Verde e A4.	62
Tabela 14 - Faturamento da Empresa B no Mercado Livre TUSD Azul e A4.....	64
Tabela 15 - Faturamento da Empresa B no Mercado Livre, TUSD Verde e A4.....	66
Tabela 16 - Dados da Empresa B com as bandeiras de 2008.....	67
Tabela 17 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Azul, A4 e Bandeiras 2008	68
Tabela 18 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Verde, A4 e Bandeiras 2008	69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Caso 1: Diferenças entre os Custos no Mercado Cativo e Livre	56
Gráfico 2 - Caso 1: Potencial de Economia em relação ao ACL	56
Gráfico 3 - Caso 2: Diferenças entre os Custos no Mercado Cativo e Livre	59
Gráfico 4 - Caso 2: Potencial de Economia em relação ao ACL	59
Gráfico 5 - Caso 3: Diferenças entre custos no Mercado Cativo e Livre	66
Gráfico 6 - Caso 3: Potencial de Economia em relação ACL	67
Gráfico 7 - Caso 4: Diferenças entre custos no Mercado Cativo e Livre	70
Gráfico 8 - Caso 4: Potencial de Economia em relação ao ACL	70

SUMÁRIO

RESUMO	7
ABSTRACT	8
LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE GRÁFICOS	11
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	16
1.2 Principais Instituições do Setor.....	20
I. MME – Ministério de Minas e Energia	21
II. EPE – Empresa de Pesquisa Energética.....	21
III. CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	21
IV. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	22
V. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico	22
VI. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	23
1.3 Mercados de Energia no Mundo	23
2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	25
2.1 Ambientes de Comercialização de Energia	26
2.1.1 Ambientes de Contratação Regulada - ACR.....	26
2.1.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL.....	27
I. Consumidor Livre	28
II. Consumidor Especial.....	29
2.2 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	31
2.3 Mercado de Curto Prazo ou Spot.....	32
3 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	33
3.1 Estrutura Tarifária Convencional.....	33
3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal.....	33
3.3 Revisões Tarifárias Periódicas - RTP	34
3.4 Faturamento	36
3.4.1 Fatura de Energia	37
3.4.2 Fatura da Distribuidora.....	37
3.4.3 Encargos Setoriais	39
3.4.4 Fatura de Contribuição Associativa CCEE	40
3.4.5 Fatura de Gestão.....	40
3.5 Medida Provisória 579.....	41

4 METODOLOGIA.....	42
4.1 Metodologias Mercado Cativo.....	43
4.1.1 Metodologia Consumidor Cativo Azul	43
4.1.2 Metodologia Consumidor Cativo Verde	45
4.2 Metodologia Mercado Livre	47
5 APLICAÇÃO E RESULTADOS DAS METODOLOGIAS	52
5.1 - Caso 1: Comparativo Econômico entre o Mercado Cativo e o Livre de um Consumidor A2 com as bandeiras verde.	52
5.2 - Caso 2: Comparativo Econômico entre o Mercado Cativo e o Livre de um Consumidor A2 com as bandeiras similares a de 2008.	56
5.3 - Caso 3: Comparativo Econômico de um consumidor A4 com as bandeiras verdes no Mercado Cativo e no Livre.	59
I. THS Azul	60
II. THS Verde.....	61
I. Modalidade Tarifária Azul A4.....	62
II. Modalidade Tarifária Verde A4	64
5.4 - Caso 4: Comparativo Econômico de um consumidor A4 com as bandeiras similares a de 2008 no Mercado Cativo e no Livre.	67
I. THS Azul	67
II. THS Verde.....	68
6 CONCLUSÃO.....	71
7 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	73
ANEXO A	75

1 INTRODUÇÃO

Hoje a energia elétrica é indiscutivelmente um bem indispensável no dia-a-dia, ela está presente em todos os lugares, principalmente no setor industrial, pois este insumo é matéria prima para produção de seus produtos. Esta dependência energética fez com que as indústrias se preocupassem e estudassem os seus gastos no consumo de energia.

Com a reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) em 1994 instituiu um novo modelo institucional e definiu dois ambientes de contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro o consumidor é obrigado a comprar sua energia da distribuidora local e o segundo possui a livre escolha do seu fornecimento. O ACL trouxe uma competitividade entre os agentes de geração e comercialização, resultando vantagens econômicas aos consumidores livres.

Ao passar dos anos, despertou outra preocupação, o aumento da energia elétrica no país. O constante aumento de carga no sistema elétrico nacional fez com que grandes consumidores no ambiente livre se antecipassem a sua contratação de energia ao longo prazo, a fim de preservar sua segurança, evitando a exposição do possível aumento da energia no mercado.

Somado a importância econômica dos gastos energéticos nas indústrias, com a possibilidade da opção de escolha entre os ambientes de contratação de energia elétrica, mercado cativo ou livre, este trabalho de graduação visa mostrar uma ferramenta que auxilie no gerenciamento de custos da energia elétrica no terceiro ciclo tarifário que irá ser implantado em 2014, apresentando as vantagens e os riscos de cada ambiente de contratação.

1.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A indústria da energia elétrica no Brasil iniciou-se em 1883 na cidade de Campos- RJ. O fato da inexistência de transmissão de longa distância na época, fez com que o aumento de empresas ocorresse ao redor das geradoras locais, que na sua grande maioria eram as Prefeituras Municipais, que incumbiam de explorar os aproveitamentos hidrelétricos existentes dentro de seus limites territoriais.

No século passado sobressaíram dois grandes grupos empresariais o *Brazilian Traction Light & Power Co.* e *American & Foreign Power Co. (Amforp)*. O primeiro trata-se de um grupo canadense com atuação no estado do Rio de Janeiro e parcialmente no estado de São Paulo, sua entrada foi protegida pela inclusão de cláusulas nos contratos da época, prevendo atualizações tarifárias em decorrência de futuras desvalorizações da moeda

brasileira. A solução encontrada foi a introdução da cláusula do ouro, em que as tarifas eram atreladas ao ouro e o papel-moeda. O segundo trata-se de um grupo americano que continham diversas usinas difundidas em Natal, Recife, Maceió, Salvador, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre, Pelotas e algumas cidades de São Paulo. Juntos os dois grupos detinham mais de 70% da potência instalada no Brasil.

Ainda na primeira metade do século XX, tem-se um período caracterizado pelo forte intervencionismo do Estado na regulamentação dos serviços de energia elétrica, marcado pelo Decreto nº 24.643, Código de Águas, em 10 de julho de 1934. O Código de Águas deslocou inúmeras alterações para o âmbito federal, como o controle do uso dos cursos dos rios e eventuais quedas d'água neles contidos e o fornecimento de energia elétrica.

Dentro dos conjuntos políticos adotados no governo Juscelino Kubitschek aliados com a conjuntura econômica favorável na obtenção de empréstimos externos viabilizaram o processo de desenvolvimento acelerado. Neste contexto de otimismo econômico teve prosseguimento a expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Nasceram assim, grandes projetos estratégicos: Usina hidrelétrica de Itaipu e Tucuruí, e o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço.

Com a publicação da Lei nº 5.655/71 o setor elétrico brasileiro ganhou um grande impulso, pois implantou o regime tarifário denominado “custo de serviço” com finalidade de estabelecer tarifas de energia elétrica que cobrissem os respectivos custos de geração, transmissão e distribuição. Entretanto, em função da disparidade entre custos de geração e distribuição, muitas empresas apresentavam balanços deficitários levando o governo a realizarem algumas medidas. Resultando na publicação do Decreto-lei nº 1.383, de 1974, que estabeleceu uma política nacional de equalização tarifária, instrumento que serviu para transferir recursos de empresas superavitárias para empresas deficitárias, através da mesma tarifa de energia para a mesma classe de consumo. Como consequência desta política acarretou-se um crescente endividamento externo de algumas empresas, instalando-se uma crise financeira no setor elétrico.

Na busca de metodologias mais eficientes e na otimização do consumo de energia durante os períodos de menor demanda, o Governo Federal, através do Decreto nº 86.463, de 13/10/1981, definiu uma estrutura tarifária para a energia elétrica no país com base nos custos marginais do setor, denominado de tarifa horo-sazonal (THS). Ainda na primeira metade da década de 1980 criaram-se no setor elétrico brasileiro duas tarifas horo-zonais: a azul e a verde. O sistema de tarifação horo-sazonal trouxe vantagens para o sistema elétrico, pois os consumidores passaram a ter alternativas de deslocamento do seu consumo para períodos em que os custos são menores, reduzindo os seus custos.

Até meados de 1995, o Modelo do Setor Elétrico era constituído por empresas verticalizadas, abrangendo diversas atividades, desde geração até a distribuição de energia elétrica, sendo que grande parte dessas empresas eram estatais. Ao passar dos anos o setor demonstrou-se estagnado, visto que os investimentos em expansão foram reduzidos drasticamente, isto despertou certa preocupação em adotar medidas que viabilizassem o aumento de oferta de energia e a revitalização do setor elétrico brasileiro. Além disso, toda atividade relacionada à energia elétrica era um monopólio, pois todos os consumidores eram cativos e o mercado era completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos.

Em 1993 iniciou-se uma nova fase do sistema de tarifas com o advento das Leis nº8.631 que extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas da época.

No Governo Fernando Henrique Cardoso instituiu-se a lei nº 9.074/95 que trouxe estímulos à participação da iniciativa privada no setor de geração de energia, pois se criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), que estabeleceu a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade que antes era privilégio das concessionárias estatais. A lei também introduziu os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do Consumidor Livre, consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

Em 13 de fevereiro de 1995 promulgou-se a lei nº 8.987 que compôs importantes mudanças legais no setor elétrico, estabelecendo novas diretrizes de administração das tarifas. Nesta lei a política tarifária sofreu algumas alterações, buscando eficiência e redução de custo, as tarifas seriam fixadas num processo licitatório onde a concessão seria dada ao agente que ofertasse a menor tarifa ou aquele que oferecesse o maior pagamento pela concessão.

Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) foi implantado em 1996 e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Projeto cuja função era nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, dividindo-as nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização; e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerando como monopólios naturais. No final de 1996 criou-se a Agência Nacional Elétrica (ANEEL), uma autarquia especial vinculada ao MME.

Somado a falta de um planejamento determinativo da expansão do sistema elétrico, com o fato de que os reservatórios das usinas hidrelétricas, construídas nas décadas de 1970 e 1980 do século passado, estavam cada vez menores, levaram ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, no período de maio de 2001 a fevereiro de 2002. O programa estipulou metas de redução de consumo de energia elétrica e penalidades aos que não alcançarem. Esse racionamento aliado à visão do primeiro mandato do ex-presidente Luis Inácio Lula da Silva, levou a um novo modelo no setor elétrico.

O novo modelo do setor elétrico iniciou ao longo de 2004 com as edições das leis nº 10.847, em que criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Referente à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro participam apenas os geradores, comercializadores e distribuidoras e no segundo participam os geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, consumidores livres e consumidores especiais.

Em 30 de julho de 2004 foi editado o Decreto nº 5.163 alterando o modelo outorgado de concessões para aproveitamentos hidrelétricos e termelétricos e as regras de comercialização de energia elétrica, conforme os pontos a seguir:

O novo modelo visa à segurança da expansão do sistema e a modicidade tarifária, dentro da ótica dos estudos da EPE:

- As distribuidoras compram energia elétrica através de leilões, pelo critério de menor tarifa, com objetivo de reduzir os custos de aquisição de energia elétrica dos consumidores cativos.
- As distribuidoras obrigatoriamente tem que estar 100% da energia contratada e só podem repassar para as tarifas os custos de contratação até o limite superior de 103%, caso não atinja os 100% elas sofreram penalidades. Os consumidores livres e especiais também precisam estar com a sua totalidade da demanda contratada;
- No leilão da outorga, a energia é comercializada por meio dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs). São especificadas as durações mínimas e máximas para os CCEAR provenientes dos leilões “A-5” ou “A-3” (15 ou 30 anos) e “A-1” (5 a 15 anos);
- A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam

disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica. Para atingir este fim, está prevista a utilização da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A CDE foi criada pela lei 10.438/02 que tem a finalidade de promover os desenvolvimentos energéticos e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Em 2008 houve um atraso de momento de repasse do custo de geração, conforme salientado na Nota Técnica nº 363/2010-SRE/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010. Neste período resultou na elevação do preço da energia, devido o atraso do período úmido, das poucas chuvas ocorridas no fim de 2007 e o despacho de usinas térmicas fora de ordem de mérito. Desta forma as concessionárias arcaram com esse prejuízo até o próximo reajuste tarifário, o repasse do reajuste no ano seguinte foi de quatro pontos percentuais para os seus consumidores cativos.

A Figura 1 demonstra qual bandeira seria adotada em cada mês de 2008 caso o terceiro ciclo estivesse em vigor. A bandeira vermelha seria adotada nos meses de janeiro e fevereiro; a verde seria nos meses março, abril, junho e outubro e a amarela nos restantes do ano. A metodologia utilizada para enquadrar as bandeiras será explicada em capítulos posteriores.

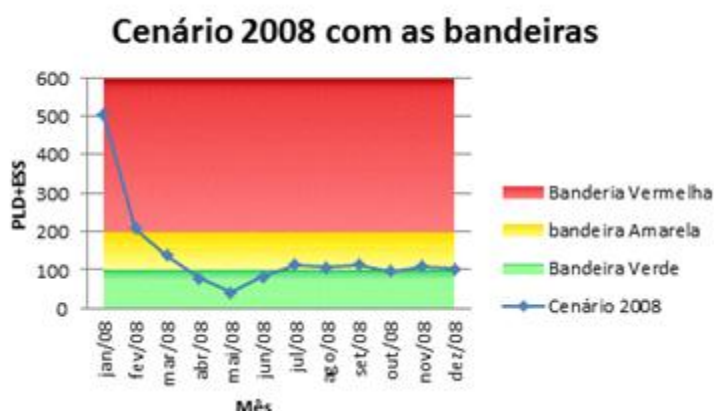


Figura 1 - Cenário 2008 (ONS, 2008)

1.2 Principais Instituições do Setor

A fim de garantir o funcionamento adequado do Setor Elétrico Brasileiro, o Novo Modelo instituiu novas instituições e adequou funções de outras já existentes. A Figura 2 apresenta um diagrama das instituições que atuam no Setor Elétrico Brasileiro.



Figura 2 - Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

I. MME – Ministério de Minas e Energia

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

II. EPE – Empresa de Pesquisa Energética

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

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

III. CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

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

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

IV. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei no 9.247/96 e constituída pelo Decreto no 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e das indústrias. As alterações promovidas em 2004 pelo modelo vigente do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

V. ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado pela Lei no 9.648/98, e regulamentado pelo Decreto n° 2.655/98, com as alterações do Decreto n° 5.081/04, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. As alterações implantadas a partir de 2004 trouxeram maior independência à governança do ONS, através da garantia de estabilidade do mandato de sua diretoria.

VI. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR por delegação da ANEEL. Todas essas atividades são realizadas através do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) e a partir de outubro de 2012 a CCEE apresentou o novo SCL, conhecido por Cliq CCEE ou NSCL.

1.3 Mercados de Energia no Mundo

Devido a Globalização, o mundo vive em um processo de constante interação entre os países, envolvendo os aspectos econômicos, sociais, culturais e políticos. Desta forma é de grande relevância o Brasil observar os comportamentos e metodologias dos mercados no setor energético utilizados no mundo para amadurecer, aumentar a competitividade e encontrar novas soluções.

No mundo houve uma grande movimentação no sentido de desregulamentação dos mercados de energia elétrica, mas por causa das singularidades de cada país, surgiram diversos tipos de mercados. O mercado livre é um exemplo tendência em outros países do mundo, como os Estados Unidos, os membros da União Europeia, Canadá, Japão, Austrália e Nova Zelândia, que conseguiram aumentar a segurança com o processo de certificação e oferecer aos consumidores vantagens competitivas na oferta de energia.

A desregulamentação sueca em 1995 conduziu a união da Noruega e da Suécia originando a bolsa *Nord Pool*, que iniciou em janeiro de 1996. Em Outubro de 1998, foi a vez da Finlândia se juntar ao mercado, seguida das partes ocidental (Julho de 1999) e oriental (em 2000) da Dinamarca, tornando este mercado nórdico de eletricidade num mercado à escala internacional. No *Nord Pool* todos os consumidores, inclusive os residenciais, não pagam tarifas fixas em sua energia, ou seja, o custo da energia acompanha o preço do mercado de curto prazo. Este mercado é composto por dois mercados, sendo um diário chamado de *Elspot* e outro para contratos com duração de até 3 anos, chamado *Eltermin*. Outra característica interessante deste mercado é a existência do mercado futuro, realizado por contratos futuros a

fim de mitigar os riscos provenientes da volatilidade do mercado e a transparência na determinação dos preços.

Novos modelos de energia elétrica estão aparecendo na BRIC, acrônimo que representa os seguintes países emergentes Brasil, Rússia, Índia e China. Devido esses países possuírem particularidades, como matrizes de geração, políticas de energia, características regionais e geofísicas diferentes, a reestruturação e desregulamentações nos mercados destes países estão acontecendo conforme as peculiaridades de cada um.

Na Rússia, a comercialização de energia é realizada através de contratos bilaterais e pelo mercado de curto prazo. Segundo os autores, Fu e Wang, o mercado russo sofre de falta de incentivos de investimentos para a expansão, devido aos riscos financeiros que estão sujeitos.

Na Índia a comercialização de energia é negociada por meio de contratos bilaterais e as companhias de geração ficam responsáveis pelos programas de geração. Um fato interessante é que a Índia não difere o valor da tarifa de energia elétrica pelo horário que ela é consumida, mas ela se relaciona com a frequência, ou seja, a tarifa encarece quando a frequência do sistema está abaixo do padrão, 50 Hz, e a tarifa diminui quando está acima do padrão.

Na China a energia é despachada de forma centralizada e por ordem de mérito conforme o impacto ambiental, ou seja, o primeiro critério de despacho das unidades geradoras é o tipo de energia (na sequência são: as fontes renováveis, usinas nucleares, térmicas, a gás, carvão mineral e a óleo), o segundo critério verifica-se a menor taxa de aquecimento e em seguida a menor taxa de poluição.

2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

De acordo com o Decreto nº 5.163/04, é no âmbito do Sistema Integrado Nacional (SIN) onde ocorrem as negociações envolvidas nos processos de compra e venda de energia elétrica. O SIN é formado pelas empresas que compõem os sistemas de produção e transmissão de energia elétricas do país com predominância das hidroelétricas acima de 30 MW, correspondendo 66,9 % da carga nacional. E subdividido em quatro submercado, Sul, Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Aproximadamente 3 % da capacidade de produção encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, principalmente na região norte e com predominância de usinas térmicas. Como se pode ver na Figura 3.

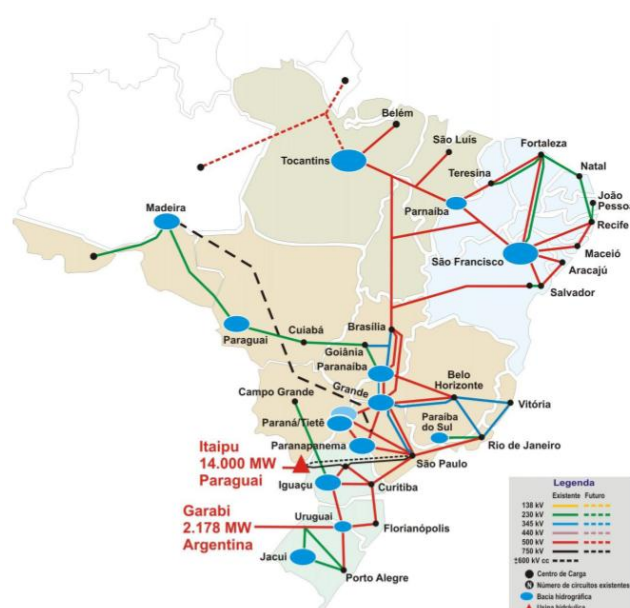


Figura 3 - Sistema Integrado Nacional (SIN)

A Figura 4 descreve algumas características de cada submercado: o submercado sudeste/centro-oeste possui uma grande geração, no entanto devido o seu alto consumo ele não é um autossuficiente em energia, necessitando de importar de outros submercados. Já no Nordeste, devido ao seu crescimento econômico, ele está se tornando cada vez mais importador de energia. Já no sul apresenta um equilíbrio entre produção e consumo de energia e por fim, o norte possui a característica de exportador durante nove meses do ano.

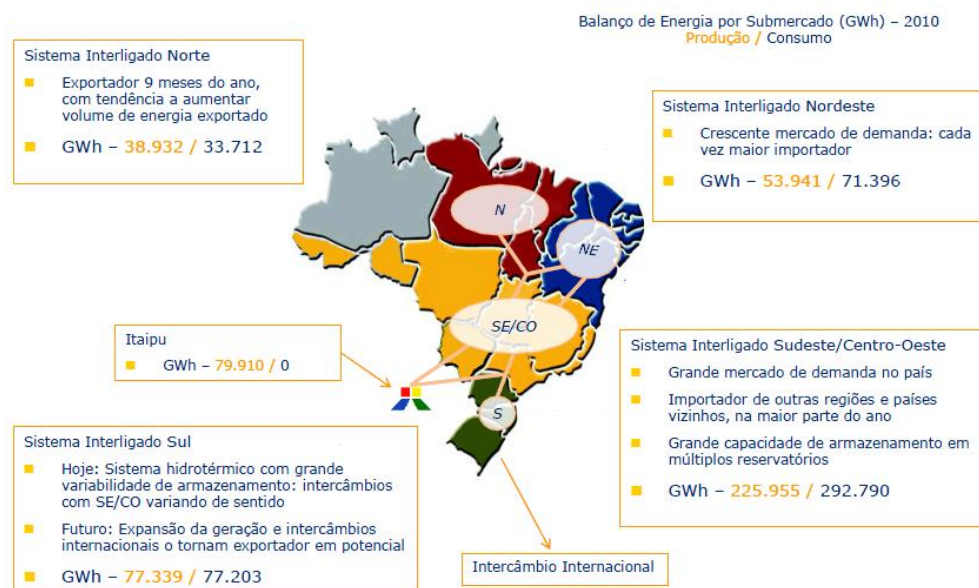


Figura 4 - Características dos Submercados

2.1 Ambientes de Comercialização de Energia

A comercialização de energia elétrica no modelo vigente pode ser comercializada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL;

2.1.1 Ambientes de Contratação Regulada - ACR

Neste ambiente participam apenas os Agentes de geração, de comercialização, de distribuição, autoprodutores e produtores independentes. A contratação da energia é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e conforme o art. 13 do Decreto nº 5.163/04 as distribuidoras podem obter sua energia das seguintes formas:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração;
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida da chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição, contratação esta limitada em 10% (dez por cento) do mercado do distribuidor;

- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Itaipu Binacional, no caso de agentes de distribuição cuja área de concessão esteja localizada nas regiões sul, sudeste e centro-oeste;

Os CCEARs foram especificados por meio de editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, não passíveis de alterações pelos Agentes. Após as assinaturas dos contratos pelos Agentes vendedores e compradores e sua homologação pela ANEEL, os CCEARs são registrados pela CCEE no SCL¹, que a partir de Outubro de 2012 trocou por um sistema mais atual, chamado Cliq CCEE.

Por meio destes contratos de energia, as distribuidoras são obrigadas a garantir cem por cento das cargas de seus consumidores, por sua vez, ela repassa esta energia através de faturas de energia com tarifas estipuladas pela ANEEL aos seus consumidores. O valor das tarifas é resultado do mix de compras de energia pelas distribuidoras e este valor pode repassado até 103% (cem e três por cento) da carga.

As principais vantagens de um consumidor cativo são a despreocupação com a energia contratada, só paga pela energia consumida; e não necessita de nenhum gerenciamento, pois está responsabilidade fica a cargo da distribuidora.

E as principais desvantagens deste mercado são o custo elevado pelo MWh, já que geralmente o mix de compra de energia é rateado pelos consumidores e possuem uma energia mais cara do que no mercado livre; não há nenhuma flexibilidade nos preços, condições e reajustes, pois a tarifa é fixada; e a vulnerabilidade da exposição de erros e acertos de planejamento de compra de energia feito por um terceiro, a distribuidora.

2.1.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

Neste ambiente participam Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, consumidores livres e especiais. No ACL a negociação é feita livremente entre as partes, estabelecendo os volumes de compra e venda de energia, a flexibilidade de carga e os preços, através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Os CCEAL são registrados na CCEE, por meio do Cliq CCEE, pela parte

¹ O Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) é o sistema que efetua todos os cálculos previstos nas regras de comercialização, permitindo a CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados.

vendedora e validada pela parte compradora. A partir de 30 de julho de 2013 será obrigatório informar o valor da negociação realizada entre as partes para CCEE, conforme a Portaria 455/12 do MME. Destaca-se também que o consumo do ACL corresponde aproximadamente 25% do consumo nacional.

Há apenas dois tipos de consumidores que participam do mercado livre, o Consumidor Livre e o Especial. Assim como o mercado cativo, também precisam garantir 100% (cem por cento) do seu consumo verificado.

I. Consumidor Livre

A lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995, define o consumidor livre, aquele que pode escolher o seu fornecimento, o volume e qualquer tipo de energia elétrica que irá consumir, através da livre negociação. As condições para que um consumidor possa se tornar livre são:

- Consumidor com instalação anterior a período da publicação da lei (07/07/1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido em tensão maior ou igual a 69 kV;
- Consumidor com instalação posterior a publicação da lei (07/07/1995) que possua demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW e ser atendido a qualquer tensão.

O consumidor livre pode contratar qualquer tipo de energia, seja incentivada, especial ou convencional. A Resolução Normativa n° 247/06 define como fontes de geração de energia incentivada com desconto às energias originadas das:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1.000 kW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.00 kW.

São classificadas energias especiais àqueles que possuem:

- Empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, sem características de PCH;
- Empreendimentos com base em fontes solar, eólica ou biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 kW e inferior a

50.000 kW.

E a energia convencional é aquela oriunda dos demais empreendimentos não enquadrados nas descrições anteriores. Resumindo, os consumidores livres podem adquirir energia convencional, incentivada e/ou especial, mas devido ao baixo custo, geralmente adquirem energia convencional; já os consumidores especiais adquirem energia incentivadas e/ou especiais.

II. Consumidor Especial

A partir de 1998 surgiu a figura do Consumidor Especial com a lei nº 9.427/98, parágrafo 5º, art. 26º, de 26 de dezembro de 1996. Os consumidores precisam ter uma demanda mínima de 500 kW, podem ser atendidos em qualquer tensão de fornecimento, possuem livre escolha do seu fornecimento de energia e obrigatoriamente precisam adquirir energias incentivadas e/ou especiais.

Como o custo da produção das energias incentivadas tende a ser mais elevado, o governo concedeu um desconto de 50% ou 100% no valor da TUSD ou TUST conforme estipulado pela ANEEL, a fim de viabilizar a competição com as demais fontes. A lei nº 11.943/09 amplia a possibilidade de compra de energia alternativa por parte dos consumidores especiais, permitindo que esses agentes complementem a sua compra, entretanto essas energias, energias especiais, não possuem desconto na TUSD ou TUST.

Devido às facilidades dos mecanismos de adesão e as vantagens do mercado livre, principalmente pelos consumidores especiais, existiu uma grande evolução no número de agentes neste mercado. Chegando a julho de 2012 na CCEE o número de 1.395 consumidores neste mercado, sendo que 828 são consumidores especiais e 567 são consumidores livres.

Na Figura 5 pode-se visualizar a evolução dos consumidores livres e especiais e na Figura 6, a grande representatividade dos consumidores especiais na CCEE.

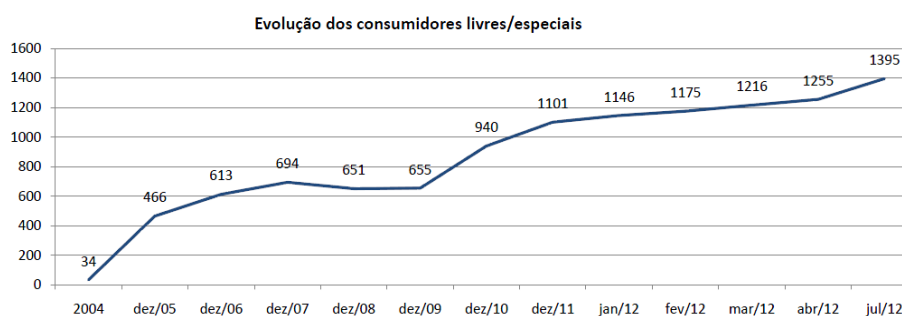


Figura 5 - Evolução dos Consumidores Livres e Especiais (CCEE, 2012)

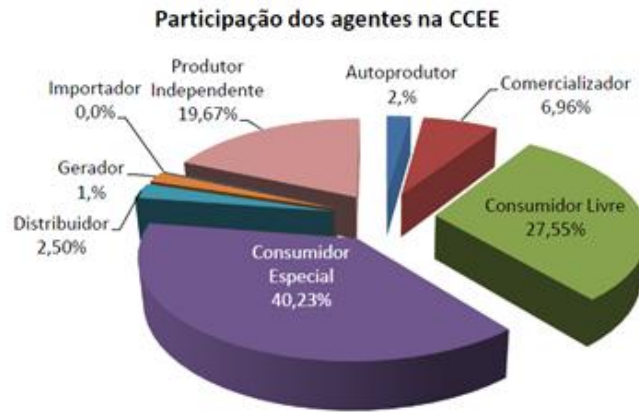


Figura 6 - Participação dos Agentes CCEE (CCEE, Infomercado Jul/2012)

As principais vantagens de ser um consumidor livre ou especial são a flexibilidade de preços, condições e ajustes da compra de energia; proteção ao risco, pois através de contratos futuros consegue-se prever, antecipar e às vezes minimizar seus gastos, não ficando exposto a possíveis imprevistos; e geralmente há economia significativa no custo da energia.

As principais desvantagens são consequências da liberdade de escolha da sua compra de energia, que são o trabalho de gestão mensal do seu próprio consumo de energia; responsabilidade dos seus erros e acertos na decisão de contratação de energia; o entendimento das regras e procedimentos de comercialização de energia; custo com a adequação do sistema de medição deve-se seguir os padrões da CCEE; o pagamento mensal à CCEE proporcional ao consumo de energia registrada; e o aporte de garantias.

Na Figura 7 mostra um fluxograma que exemplifica a classificação dos consumidores cativo e livre.

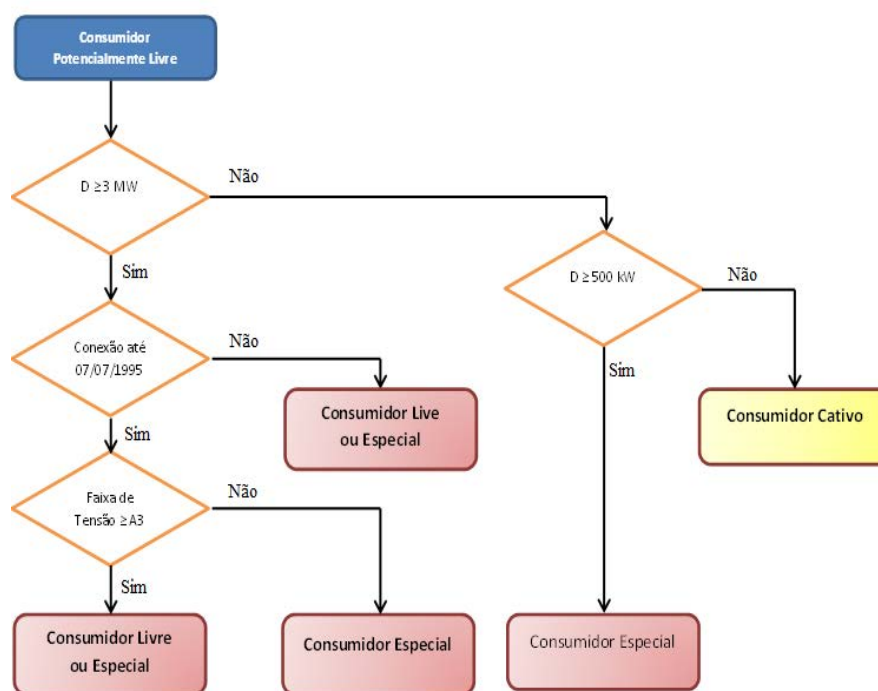


Figura 7 - Fluxograma

A respeito da entrega e segurança de fornecimento da energia elétrica não há diferenças entre os consumidores cativos e livres, já que a rede elétrica é a mesma para os dois, ou seja, os consumidores livres pagam para as companhias distribuição pelo acesso e uso das redes.

2.2 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo. A formação do preço do PLD utiliza de modelos matemáticos e computacionais (NEWAVE² e DECOMP³) e está diretamente relacionado com o cenário energético do país. O objetivo é encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas térmicas.

O PLD é um valor determinado semanalmente 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. No ano de 2012 a ANEEL aprovou que o PLD fica, assim, com teto de R\$727,52 por MWh e piso de R\$12,20 por MWh.

Como exemplo, segue abaixo os exemplos de PLD semanal da primeira semana de setembro de 2012 na Figura 8.

² Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até cinco anos);

³ Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até doze meses);

Semana 1 - Período: 01/09/2012 a 07/09/2012											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
177,64	173,66	173,5	177,64	173,66	173,5	177,64	173,66	173,5	177,64	173,66	173,5

Figura 8 - PLD da primeira semana de Setembro (CCEE, 2012)

Para uma análise mais profunda, a Figura 9 demonstra o comportamento das bandeiras nos últimos anos, 2007 a 2012. Percebe-se que a volatilidade do valor do PLD é muito alta, isso ocorre devido à predominância da produção de energia ser originada das usinas hidroelétricas, ficando muito susceptíveis à fenômenos naturais. Percebe-se também que em 2011 o PLD manteve-se constante e baixo o ano inteiro e no ano de 2012 o PLD aumentou devido a forte estiagem no país.

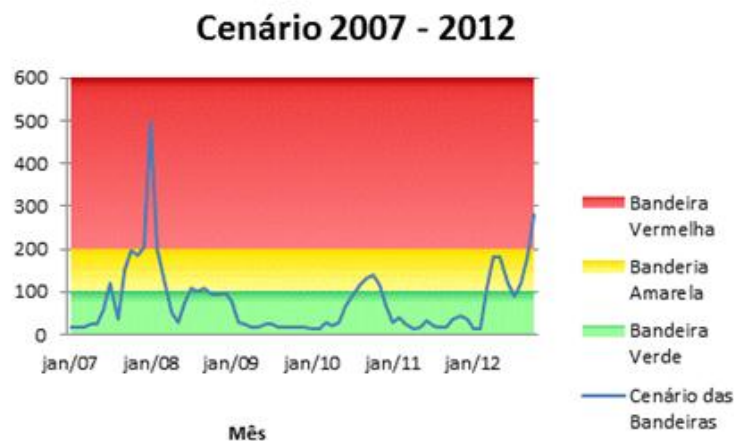


Figura 9 - Cenário mensal do PLD em 2007 a 2012

Na Figura 9 também demonstra qual bandeira seria estipulada durante este período caso o terceiro ciclo tarifário estivesse em vigor. Exemplo: no ano de 2011 as distribuidoras aplicariam apenas a tarifa correspondente à bandeira verde.

2.3 Mercado de Curto Prazo ou Spot

O mercado de curto prazo é uma modalidade de contratação bilateral das diferenças (sobras e faltas) entre os montantes de energia registrados na CCEE e o consumo efetivamente verificado no mês. Um exemplo é a possibilidade do consumidor pode comprar sua energia faltante no mercado de curto prazo.

Atualmente existem duas grandes plataformas eletrônicas, BRIX e BBCE, aberta a todos os agentes do ACL, onde-se podem comprar e vender sua energia com total transparência e agilidade, aumentando a liquidez da energia no mercado livre.

3 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou à demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento de energia elétrica. Os valores das tarifas são estipulados pela ANEEL com objetivo garantir o equilíbrio financeiro das distribuidoras e dos investidores, para que possam atender seus clientes com confiabilidade e eficiência.

Para fins de faturamento, as unidades consumidoras são agrupadas em dois grupos tarifários, definidos, principalmente, em função da tensão de fornecimento. Se a concessionária fornece energia em tensão inferior a 2,3 kV, o consumidor é classificado como sendo do “Grupo B” (baixa tensão), caso a tensão de fornecimento for maior ou igual a 2,3 kV o consumidor será do “Grupo A” (alta tensão).

A tarifa monômnia é a tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo, já a binômnia é o conjunto de tarifas que aplica no consumo e na demanda. Pela Resolução ANEEL nº414/10, o Grupo B é caracterizado pela estruturação tarifária monômnia e subdividido em quatro subgrupos e o Grupo A é caracterizado pela estruturação tarifária binômnia, divisão em três modalidades (Convencional, Horo-Sazonal Azul e Horo-Sazonal Verde).

3.1 Estrutura Tarifária Convencional

Caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo de energia e a demanda de potência, independentemente, das horas de utilização e dos períodos do ano, desde que o consumidor possua uma tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda inferior a 300 kW.

3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal

Antes do novo ciclo tarifário as tarifas horo-sazonais diferenciavam-se pela demanda, consumo horário e períodos do ano (período seco e úmido). Com o novo ciclo, as tarifas de consumo não são mais diferenciadas pelo período do ano e sim pelas bandeiras estipuladas pela ANEEL.

No grupo A, a distinção das horas do dia é dividida em horário de ponta (período definido pela concessionária e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados definidos por lei federal) e horário fora ponta (período

composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares ao horário de ponta).

Dentro desta estrutura divide-se em dois grupos distintos, a Tarifa Horo-Sazonal Azul (THS Azul) e a Tarifa Horo-Sazonal Verde (THS Verde).

A Modalidade THS Azul aplica às unidades do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Os consumidores atendidos a um fornecimento igual ou superior a 69 kV, são aplicados a Tarifa Azul compulsoriamente.

A Modalidade THS Verde também se aplica às unidades do grupo A, caracterizada apenas por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia; e uma tarifa única de demanda de potência. Os consumidores são enquadrados em cada modalidade conforme o seu perfil de consumo de energia, consumidores com fator de carga menor que 66% na ponta estariam mais bem enquadrados com a tarifa verde e os acima de 66%, na tarifa azul.

A Tabela 1 apresenta os subgrupos tarifários e as respectivas modalidades tarifárias.

Tabela 1- Modalidade Tarifária

Grupo	Subgrupos	Características	Modalidades
A	A1	≥ 230 kV	Azul
	A2	88 a 138 kV	Azul
	A3	69 kV	Azul
	A3a	30 a 44 kV	Azul
			Verde
			Convencional
	A4	2,3 a 25 kV	Azul
			Verde
			Convencional
	AS	Subterrâneo	Azul
Verde			
Convencional			
B	B1	Residencial / Residencial de baixa renda	Convencional
			Branca
	B2	Rural / Cooperativa de eletrificação rural / Serviço público de irrigação	Convencional
			Branca
B3	B3 - Demais classes	Convencional	
		Branca	
B4	Iluminação pública	Convencional	

3.3 Revisões Tarifárias Periódicas - RTP

Iniciou em 2011 o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) de energia elétrica no Brasil, denominado de PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), sua

estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/11. Trata-se do processo de revisão dos valores das tarifas cobradas aos consumidores pelas empresas de distribuição. É bom frisar que revisão tarifária não é o mesmo que reajuste tarifário, embora sejam mecanismos pelos quais as tarifas de energia elétrica podem ser alteradas.

O principal motivo da implantação das bandeiras foi em virtude do atraso do repasse do custo de geração aos consumidores em 2008, período em que as concessionárias arcaram o risco provocado pela estiagem e somente no ano seguinte conseguiram recuperar este dinheiro de seus consumidores.

O Público Alvo do PRORET serão todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, tanto os consumidores de alta quanto de baixa tensão. Sua aplicação efetiva dar-se-á a partir de janeiro de 2014, uma vez que em 2013 será realizado um Ano Teste, o qual terá como objetivos: simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha; orientar o valor da bandeira vigente e o adicional a ser pago pelo consumidor se o sistema de bandeira estivesse vigente.

Essas diversas alterações nos componentes tarifários provocará variações tarifárias específicas para cada consumidor, dependendo do grupo/subgrupo/classe tarifária do consumidor, bem como do seu perfil de consumo. Dentre as mudanças, destacam-se:

I. Sinal Sazonal

Extinção do atual sinal sazonal – seco e úmido (12% de diferença entre a tarifa de energia seca e úmida) e criação das bandeiras tarifárias: Verde, Amarela, Vermelha.

A bandeira tarifária Verde corresponde à tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro e para as demais bandeiras os consumidores perceberão incrementos de R\$ 15,00/MWh ou R\$ 30,00/MWh na tarifa de energia (TE), bandeiras amarela ou vermelha, respectivamente. A classificação será mensal e comunicada antecipadamente aos consumidores. Inicialmente, esta proposta alcançará somente os consumidores do grupo A das modalidades tarifárias Verde e Azul.

A aplicação das bandeiras será realizada conforme intervalo de valores do Custo Marginal de Operação (CMO)⁴ e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE)⁵:

⁴ É a variação do custo operativo necessário para atender um MWh adicional de consumo, utilizando os recursos existentes;

⁵ É a divisão da soma do custo estimado, em R\$, relativo ao despacho de usinas da ordem de mérito por segurança energética para o mês subsequente à reunião do Programa Mensal de Operação (PMO), com a soma da carga estimada, em MWh, pelo NOS em reunião do PMO.

- a. Bandeira Tarifária Verde: Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh;
- b. Bandeira Tarifária Amarela: Será acionada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for igual ou superior a R\$ 100,00/MWh e inferior a R\$ 200,00/MWh;
- c. Bandeira Tarifária Vermelha: Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for igual ou superior ao valor de R\$ 200,00/MWh;

II. Modalidade Convencional

Atualmente, os consumidores do Grupo A atendidos em tensão inferior a 69 kV e que possuem demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela modalidade tarifária convencional. Este limite será alterado gradativamente até a plena extinção dessa modalidade tarifária. Inicialmente, a partir do terceiro ciclo o limite da demanda será reduzido para 150 kW. Assim, todos os consumidores com demanda superior a 150 kW terão um prazo de 12 meses para se enquadrarem nas modalidades tarifárias azul ou verde. E no 4º (quarto) ciclo a tarifa convencional do grupo A será extinta, tendo o 3º (terceiro) ciclo para se adaptarem.

III. Modalidade Verde para os consumidores Livres e Especiais

Os consumidores livres e especiais pertencentes aos subgrupos A4, AS ou Grupo B, podem optar pela modalidade verde.

IV. Surgimento da modalidade tarifária para o grupo B

Criação da modalidade tarifária branca para os consumidores do grupo B, com exceção da Iluminação Pública – B4 e subclasse Baixa Renda. Esta tarifa terá sinalização horária em três postos: ponta, intermediária e fora ponta.

Sua implantação e disponibilidade estarão condicionadas à implantação da medição eletrônica (substituição dos atuais medidores eletromecânicos por medidores que permitam registrar e diferenciar o consumo em horas do dia, conforme apresentado na AP nº 43/2010).

3.4 Faturamento

Diferentemente do consumidor cativo que recebe apenas uma fatura no final do mês, o consumidor pode receber até cinco faturas no mês, composto das seguintes faturas: Fatura de

Energia; Fatura da Distribuidora; Encargos Setoriais; Fatura de Contribuição Associativa CCEE e Fatura de Gestão.

3.4.1 Fatura de Energia

O consumidor recebe todo mês uma fatura emitida do seu fornecedor de energia, gerador ou comercializador, o valor desta fatura consiste na multiplicação do preço do contrato firmado entre as partes, com o volume a ser faturado naquele mês.

Todo contrato de energia elétrica exige uma apresentação de uma garantia financeira (apólice ou carta fiança) como garantia do fiel cumprimento de suas obrigações. Nos contratos de curto prazo, usualmente é feito via registro contra pagamento, ou seja, o gerador registra o volume de energia na CCEE após o consumidor registrar o pagamento da energia.

3.4.2 Fatura da Distribuidora

Mensalmente o consumidor livre recebe uma fatura da distribuidora referente ao encargo de conexão e ao uso do sistema de distribuição (TUSD). Encargos de conexão são montantes devidos à transmissora pelo uso das instalações de conexão, por parte da distribuidora, a serem estabelecidas pela ANEEL. Os custos da TUSD são formados de acordo com os seguintes componentes tarifários:

- I. TUSD Transporte ou “fio”
 - a) TUSD Fio A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida pelo uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; e uso de sistemas de distribuição de outras distribuidoras;
 - b) TUSD Fio B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida pela remuneração dos ativos; quota de reintegração regulatória (depreciação); e custo de operação e manutenção.

- II. TUSD Encargos
 - a) Reserva Global de Reversão (RGR) - 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;

- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE) – recurso destinado à pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e a programas de eficiência energética no uso final.
- c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades de fiscalização do setor;
- d) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – encargo cujo objetivo é coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica;
- e) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) - rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoe elétrica nos Sistemas Isolados;
- f) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos Estados; 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; e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;
- g) 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. A ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do SIN são excluídos deste rateio apenas os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

III. TUSD Perdas

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas;
- c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias das distribuidoras;

A Figura 10 representa a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

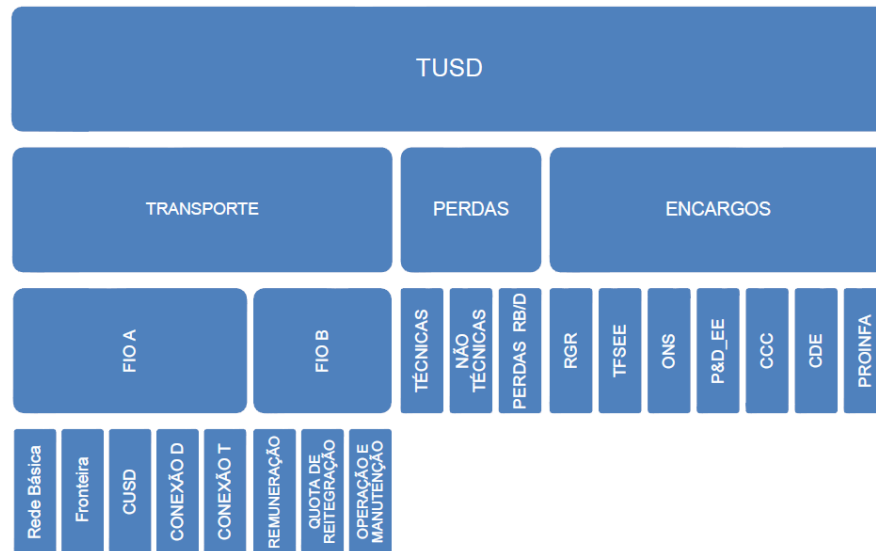


Figura 10 - Comportamento do Custo da TUSD

Todos os consumidores pagam tarifa de uso do sistema de distribuição, entretanto o consumidor especial pode conseguir algum desconto, apenas no TUSD “fio”, caso ele adquirir energia incentivada.

3.4.3 Encargos Setoriais

A CCEE contratou uma instituição financeira autorizada pelo Banco Central para operacionalização do processo de Liquidação e aporte de garantia financeira, visando garantir a segurança do processo e redução de risco das operações. A cobrança dos encargos é disponibilizada mensalmente pela CCEE e os pagamentos pelos agentes são realizados através de débitos para a instituição financeira contratada, agência Trianon Bradesco.

Os encargos setoriais existem para ambos os mercados, a diferença está na forma de cobrança e pagamento, para o cativo a cobrança dos encargos está embutida na tarifa de energia e paga para a distribuidora local, e para o livre a cobrança é cobrada diretamente do consumidor e paga via débito para o Bradesco. Existem dois tipos de encargos setoriais para os consumidores, Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER).

I. Encargo de Serviço de Sistema

O encargo engloba custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; a reserva de potência operativa, em MW, e de potência reativa, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em

Procedimentos de Rede do ONS; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

II. Encargo de Energia de Reserva

De acordo com o Decreto nº 6.353/08, Energia de Reserva é aquela proveniente de usinas específicas cuja geração é destinada a elevar e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao SIN. A Energia de Reserva pode ser proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos de geração existente, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data da publicação do referido Decreto.

3.4.4 Fatura de Contribuição Associativa CCEE

Com relação ao custeio, a CCEE, como organização civil, de direito privado e sem fins lucrativos, tem seus custos totais, incluindo os operacionais e de investimento decorrentes de atividades realizadas para seu funcionamento, rateados entre todos os Agentes, proporcionalmente aos votos atribuídos nos termos do art. 26 da Convenção de Comercialização.

A contribuição de cada Agente é calculada mensalmente, de acordo com uma composição de duas parcelas de direito a votos na Assembleia Geral: a parcela fixa que consiste em um total de 5.000 votos distribuídos igualmente entre todos os Agentes e a parcela proporcional, que consiste em um total de 95.000 votos distribuídos de acordo com a energia comercializada por Agente. Desta forma, respondem por uma parcela maior da contribuição total os Agentes que comercializem maiores montantes de energia.

3.4.5 Fatura de Gestão

Cada empresa possui um escopo de serviço, mas geralmente, a maioria delas incluem em seus serviços as seguintes atividades: estratégia de contratação de energia elétrica; representação das obrigações e atividades CCEE; gestão ativa do portfólio de contratos; disponibilização de relatórios de acompanhamento; melhores condições de negociação com o consumo excedente e suporte as questões regulatórias do setor energético.

3.5 Medida Provisória 579

Em 11 de setembro de 2012 a presidente Dilma Rouseff anunciou em cadeia nacional a Medida Provisória nº 579. Medida que aprova a queda das tarifas da energia para os consumidores residenciais em 16,2% e para as indústrias a tarifa vai variar de 12 a 28% de acordo com a tensão elétrica usada pela empresa, com uma média de 20% a partir de janeiro de 2013. A redução da energia acontecerá principalmente devido a redução de três encargos setoriais, RGR, CCC e CDE; e redução das tarifas de energia das concessões de usinas que forem prorrogadas.

4 METODOLOGIA

A metodologia apresentada neste capítulo tem o objetivo de avaliar e apresentar as principais vantagens econômicas, financeiras e o risco de cada mercado, cativo e livre, para um consumidor potencialmente livre no novo ciclo tarifário.

A experiência levou em conta, apenas os consumidores da classe de tensão A2 e A4, pois na classe A2 estão os maiores consumidores de energia, no geral são consumidores livres e eletros intensivos; e na classe A4 está os consumidores especiais, que em capítulos anteriores foi apresentada uma evolução ascendente deles no mercado livre.

A modalidade tarifária Convencional foi desconsiderada, visto que a intenção do novo ciclo tarifário é extingui-la e os consumidores estudados não apresentam os requisitos mínimos para estar nesta modalidade, demanda menor que 300 kW. Nesta análise também foram desconsiderados os consumidores do grupo B, pois pela legislação vigente este grupo não pode aderir ao mercado livre.

O método de avaliação foi dividido em quatro casos:

1. No primeiro caso são simulados os custos de um consumidor da classe A2, tanto no mercado cativo, quanto no mercado livre, sendo aplicada no cativo apenas a bandeira verde em todos os meses e no livre são considerados os três tipos de compra de energia (energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100%);
2. O segundo é análogo ao primeiro caso, entretanto com uma diferença, as bandeiras aplicadas são equivalentes àquelas que seriam aplicadas em 2008, caso o terceiro ciclo tarifário estivesse em vigor;
3. No terceiro caso são simulados os custos de um consumidor da classe A4, tanto no mercado cativo, quanto no mercado livre. No cativo é aplicada apenas a bandeira verde em todos os meses e no livre são considerados os três tipos de compra de energia, energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100%;
4. O último caso é análogo ao terceiro, mas foram aplicadas as bandeiras equivalentes àquelas que seriam adotadas em 2008, caso o terceiro ciclo já estivesse em vigor.

Segue as estruturas, os métodos e os requisitos necessários para realizar as simulações de custo no mercado cativo e livre.

4.1 Metodologias Mercado Cativo

O ANEXO A mostra as tabelas com os dados das tarifas de energia e de TUSD das modalidades tarifárias Azul e Verde, referente à Resolução Homologatória nº 1.319, de julho de 2012 da distribuidora Eletropaulo.

A metodologia de simulação no mercado cativo visa simular os gastos de energia durante um período de doze meses, a fim de analisar o impacto das bandeiras, terceiro ciclo tarifário. Para isso é imprescindível às doze faturas de energia do consumidor do período analisado, para conseguir os seguintes dados: Distribuidora local; Fator de Carga; Classe de consumo; Demanda contratada e Modalidade tarifária.

Segue abaixo a tabela 2, exemplo utilizado para aquisição de dados de medição para faturamento tanto para a metodologia de gastos tanto do Cativo, quanto do Livre.

Tabela 2 - Dados de Medição para Faturamento

Mês	Demanda P [kW]	Demanda FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]
Jan				
Fev				
Mar				
Abr				
Mai				
Jun				
Jul				
Ago				
Set				
Out				
Nov				
Dez				

4.1.1 Metodologia Consumidor Cativo Azul

Na metodologia proposta, os custos que englobam a fatura de um consumidor cativo com a modalidade tarifária estão na tabela abaixo, e pode ser exemplificada com a seguinte equação:

$$Custo_{Cativo_Azul} = C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} \quad (1)$$

O faturamento do consumidor cativo THS azul está sendo representada pela Tabela 3.

Tabela 3 - Fatura do Cativo THS Azul

FATURAMENTO CATIVO ANUAL – THS Azul	
Simulação - Fatura no Cativo	VALOR [R\$]
Demanda Ponta	C_{DP}
Demanda Fora de Ponta	C_{DFP}
Consumo Ponta	C_P
Consumo Fora de Ponta	C_{FP}
ICMS	
PIS/Cofins	$C_{PIS/COFINS}$
Total da Fatura s/ ICMS	$Custo_{Cativo_Azul}$

Sendo:

$Custo_{Cativo_Azul}$ = Custo total de um consumidor cativo THS Azul durante um ano;

C_{DP} = Custo da demanda de ponta durante um ano;

C_{DFP} = Custo da demanda de fora ponta durante um ano;

C_P = Custo da energia consumida ponta durante um ano;

C_{FP} = Custo da energia consumida fora ponta durante um ano;

$C_{PIS/COFINS}$ = Custo do PIS/COFINS, o ICMS não será considerado para efeito de comparação na metodologia proposta;

Cálculo dos Custos da Demanda:

Neste estudo não foi considerado a ultrapassagem de demanda para melhor comparação dos casos que serão apresentados.

$$C_{DP} = (D_{PContratada} * T_{DP}) * 12 \quad (2)$$

$$C_{DFP} = (D_{DFPContratada} * T_{DFP}) * 12 \quad (3)$$

Sendo:

$D_{PContratada}$ = Demanda de ponta contratada [kW];

$D_{DFPContratada}$ = Demanda de fora ponta contratada [kW];

T_{DP} = Tarifa de demanda de ponta [R\$/kW];

T_{DFP} = Tarifa de demanda de fora ponta [R\$/kW];

Cálculo dos Custos do Consumo:

As tarifas de consumo do Mercado Cativo, além de serem diferenciadas de acordo com o horário de ponta e fora ponta, também serão diferenciadas de acordo com as bandeiras de cada mês no ano.

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * Ti_{CP}) \quad (4)$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ci_{FP} * Ti_{CFP}) \quad (5)$$

Sendo:

Ei_P = Energia consumida de ponta correspondente ao mês i [MWh];

Ei_{FP} = Energia consumida de fora ponta correspondente ao mês i [MWh];

Ti_{CP} = Tarifa de consumo na ponta correspondente a bandeira do mês i [R\$/MWh];

Ti_{CFP} = Tarifa de consumo fora de ponta correspondente a bandeira do mês i [R\$/MWh];

Cálculo do Custo PIS/COFINS:

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP}) * T_{PIS/Cofins}}{(1 - T_{PIS/Cofins})} \quad (6)$$

Sendo:

$T_{PIS/Cofins}$ = Tarifa de PIS/Cofins [%];

4.1.2 Metodologia Consumidor Cativo Verde

A metodologia de gastos de um consumidor cativo na tarifa horo-sazonal verde é análoga à metodologia do azul, porém com uma única diferença, apresenta apenas um custo de demanda. O custo total do cativo verde pode ser exemplificado pela Equação (7).

$$Custo_{Cativo_Verde} = C_D + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} \quad (7)$$

O faturamento do consumidor cativo THS Verde está sendo representada pela Tabela 4.

Tabela 4- Fatura do Cativo THS Verde

FATURAMENTO CATIVO ANUAL – THS Verde	
Simulação - Fatura no Cativo	VALOR [R\$]
Demanda	C_D
Consumo Ponta	C_P
Consumo Fora de Ponta	C_{FP}
PIS/COFINS	$C_{PIS/COFINS}$
Total da Fatura s/ ICMS	$Custo_{Cativo_Verde}$

Sendo:

$Custo_{Cativo_Verde}$ = Custo total de um consumidor cativo THS Verde durante um ano;

C_D = Custo da demanda durante um ano;

C_P = Custo da energia consumida ponta durante um ano;

C_{FP} = Custo da energia consumida fora ponta durante um ano;

$C_{PIS/COFINS}$ = Custo do PIS/COFINS, o ICMS não será considerado para efeito de comparação na metodologia proposta;

Cálculo dos Custos da Demanda:

$$C_D = (D_{Contratada} * T_D) * 12 \quad (8)$$

Sendo:

$D_{Contratada}$ = Demanda contratada [kW];

T_D = Tarifa de demanda [R\$/kW];

Cálculo dos Custos do Consumo:

As tarifas de consumo da modalidade verde são idênticas ao azul, ou seja, são diferenciadas de acordo com o horário de ponta e fora ponta, e com as bandeiras de cada mês no ano. Desta forma repetem-se as equações (4) e (5).

Cálculo do Custo PIS/COFINS:

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(C_D * C_P * C_{FP}) * T_{PIS/Cofins}}{(1 - T_{PIS/Cofins})} \quad (9)$$

Sendo:

$T_{PIS/Cofins}$ = Tarifa de PIS/Cofins [%];

4.2 Metodologia Mercado Livre

Analogamente a metodologia de simulação no mercado cativo, esta também visa simular os gastos de energia do mercado livre. Para isso necessita-se da Tabela 1, com os dados de medição e os seguintes dados: Distribuidora local; Fator de Carga; Classe de consumo; Demanda contratada e Modalidade tarifária.

As metodologias de custo tanto do consumidor livre Azul quanto do Verde são iguais, diferenciando apenas os valores das tarifas da TUSD e no verde, a tarifa da TUSD não é diferenciada pela demanda ponta e fora ponta.

A metodologia de simulação dos gastos do consumidor livre pode ser exemplificada pela seguinte equação:

$$Custo_{Livre} = C_{TUSD_{Mod_{tipo}}} + C_{TE_{tipo}} + C_{Encargos} \quad (10)$$

Onde:

$Custo_{Livre}$ = Custo total de um consumidor livre durante um ano;

$C_{TUSD_{Mod_{tipo}}}$ = Custo com o uso do sistema de distribuição (TUSD) está relacionado à modalidade tarifária, Azul ou Verde, e com o tipo de energia. O tipo de energia está representado da seguinte forma, I5 (Incentivada 50%) e I0 (Incentivada 100%);

$C_{TE_{tipo}}$ = Custo com Contrato de Energia ou Tarifa de Energia durante um ano. O Tipo refere-se ao tipo de energia consumida, convencional, I5 (Incentivada 50%) e I0 (incentivada 100%);

$C_{Encargos}$ = Custo de encargos e contribuições mensais, como encargos de conexão, ESS, EER, contribuição associativa CCEE e a mensalidade de gestão.

Observação: os custos acima já estão somados com o PIS/COFINS e o ICMS não foi considerado para efeito de comparação na metodologia proposta.

O faturamento do consumidor livre está sendo representada pela Tabela 5.

Tabela 5 - Fatura Livre

FATURAMENTO LIVRE - ANUAL			
		THS Azul ou Verde	THS Azul ou Verde
Tipo de Energia	Convencional	Incentivada 50%	Incentivada 100%
TUSD			
$C_{TUSD_{Mod_{tipo}}}$	$C_{TUSD_{Convencional}}$	$C_{TUSD_{Mod_{50}}}$	$C_{TUSD_{Mod_{100}}}$
TE			
$C_{TE_{tipo}}$	$C_{TE_{Convencional}}$	$C_{TE_{50}}$	$C_{TE_{100}}$
ENCARGOS			
$C_{Encargos}$	$C_{Encargos}$	$C_{Encargos}$	$C_{Encargos}$
Total da Fatura s/ICMS			
	$Custo_{Livre}$	$Custo_{Livre}$	$Custo_{Livre}$

Cálculo do Custo da TUSD:

A TUSD é dividida em três partes, TUSD “fio”, TUSD encargos e TUSD perdas. O cálculo da TUSD para um consumidor especial constitui-se de uma parcela com e sem desconto, a parcela do desconto é aplicado apenas na TUSD “fio” que se refere aquela energia que foi originada de fontes incentivadas, podendo ser 50% ou 100% de desconto; e a parcela sem desconto refere-se ao TUSD encargos e TUSD perdas.

Como apresentado anteriormente, o tipo de energia consumida e a modalidade tarifária interferem na composição da TUSD, e para melhor entendimento deste custo, o C_{TUSD} foi dividido em três tipos de custo, $C_{TUSD_{Convencional}}$, $C_{TUSD_{Azul_{IX}}}$ e $C_{TUSD_{Verde_{IX}}}$, que corresponde ao custo TUSD da modalidade tarifária, Azul e Verde, respectivamente.

A. Cálculo do Custo TUSD-Azul

$$C'_{TUSD_{Azul_{IX}}} = 12 * D_{PContratada} * TUSD_{DP_{Desc}} * X\% + 12 * D_{FPContratada} * TUSD_{DFP_{Desc}} * X\% + E_{Anual} * T_E \quad (11)$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{C'_{TUSD_{Azul_{IX}}} * C_{PIS/Cofins}}{(1 - C_{PIS/Cofins})} \quad (12)$$

$$C_{TUSD_{Azul_{IX}}} = C'_{TUSD_{Azul_{IX}}} + C_{PIS/Cofins} \quad (13)$$

B. Cálculo do Custo TUSD-Verde

$$C_{TUSDVerdeIX} = 12 * D_{Contratada} * TUSD_{D_{Desc}} * X\% + E_{P_Anual} * TUSD_{E_{Desc}} * X\% + E_{P_Anual} * TUSD_{EP} + E_{FP_Anual} * TUSD_{EFP} \quad (14)$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{C'_{TUSDVerdeIX} * C_{PIS/Cofins}}{(1 - C_{PIS/Cofins})} \quad (15)$$

$$C_{TUSDVerdeIX} = C'_{TUSDVerdeIX} + C_{PIS/Cofins} \quad (16)$$

Sendo:

$C_{TUSD_{AzulIX}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Azul, consumindo a energia X [R\$/ano];

$C'_{TUSD_{AzulIX}}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Azul, consumindo a energia X sem PIS/Cofins [R\$/ano];

$C_{PIS/Cofins}$ = Custo do PIS/Cofins;

$TUSD_{DP_{Desc}}$ = Tarifa TUSD demanda ponta sujeita ao desconto [R\$/kW];

$TUSD_{DFP_{Desc}}$ = Tarifa TUSD demanda fora ponta sujeita ao desconto [R\$/kW];

$X\%$ = Percentual de desconto referente ao tipo de energia, incentivada 50% ou 100%;

$C_{TUSDVerdeIX}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Verde, consumindo a energia X [R\$/ano];

$C'_{TUSDVerdeIX}$ = Custo da TUSD na modalidade tarifária Verde, consumindo a energia X sem PIS/Cofins [R\$/ano];

$TUSD_{D_{Desc}}$ = Tarifa TUSD demanda sujeita ao desconto [R\$/kW];

$TUSD_{E_{Desc}}$ = Tarifa TUSD energia consumida sujeita ao desconto [R\$/MWh];

$TUSD_{EP}$ = Tarifa TUSD energia ponta consumida não sujeita ao desconto [R\$/MWh];

$TUSD_{EFP}$ = Tarifa TUSD energia fora ponta consumida não sujeita ao desconto [R\$/MWh];

E_{P_Anual} = Energia ponta consumida durante doze meses [MWh];

E_{FP_Anual} = Energia fora ponta consumida durante doze meses [MWh];

Cálculo do Custo com Contrato de Energia:

No início deste ano, a média da energia convencional estava sendo comercializada ao valor de R\$ 100,00/MWh, da energia incentivada 50% (I5) estava no valor de R\$

135,00/MWh e da incentivada 100% (I0) estava a R\$ 200,00/MWh. O cálculo do custo com o contrato de energia pode ser representado pela Equação (17).

$$Custo_{TE} = E_{Anual} * (1 + Perdas\%) * V_{Energia} \quad (17)$$

Sendo:

Perdas% = Percentual das perdas da rede básica, geralmente variam entre 2,5 a 3%, no estudo foi adotada uma perda de 3%;

$V_{Energia}$ = Valor da energia elétrica do contrato firmado entre as partes [R\$/MWh];

Cálculo do Custo dos Encargos e Contribuições:

O custo anual dos encargos e contribuições pode ser representado pelas Equações (18) a (23).

$$C_{Encargos} = C_{Cont_CCEE} + C_{ESS} + C_{EER} + C_{Conexão} + C_{Gestão} \quad (18)$$

$$C_{Cont_CCEE} = Enc_{CCEE} * 12 \quad (19)$$

$$C_{ESS} = Enc_{ESS} * E_{Anual} * (1 + Perdas\%) \quad (20)$$

$$C_{EER} = Enc_{EER} * E_{Anual} * (1 + Perdas\%) \quad (21)$$

$$C_{Conexão} = Enc_{Conexão} * 12 \quad (22)$$

$$C_{Gestão} = Enc_{Gestão} * 12 \quad (23)$$

Onde:

C_{Cont_CCEE} = Custo de contribuição associativa CCEE durante um ano [R\$/mês];

C_{ESS} = Custo de Encargos de Serviço de Sistema [R\$/MWh];

C_{EER} = Custo de Energia de Reserva [R\$/MWh];

$C_{Conexão}$ = Custo de Encargos de Conexão [R\$/mês];

$C_{Gestão}$ = Custo de Gestão [R\$/MWh];

Enc_{CCEE} = Tarifa da Contribuição Associativa CCEE, foi utilizada a média das doze fatura do ano de 2011. As médias da empresa A e B equivalem a 2.074,92 reais/mês e 326,88 reais/mês, respectivamente;

Enc_{ESS} = Tarifa de encargos de serviço de sistemas, a tarifa não possui um valor fixo, mas na média é de 3,00 R\$/MWh;

Enc_{EER} = Tarifa de encargos de serviço de sistemas, a tarifa média é de 2,00 R\$/MWh;

$Enc_{Conex\tilde{a}o}$ = Tarifa do Encargo de Conexão, cada distribuidora aplica, na distribuidora em questão é de 495,06 reais/mês;

$Enc_{Gest\tilde{a}o}$ = Tarifa de Gestão, cada empresa impõe o seu valor de serviço, neste caso será aplicado uma tarifa mensal de 3.500,00 reais para ambas as empresas.

5 APLICAÇÃO E RESULTADOS DAS METODOLOGIAS

5.1 - Caso 1: Comparativo Econômico entre o Mercado Cativo e o Livre de um Consumidor A2 com as bandeiras verde.

Neste estudo de caso foram analisados dados de um grande fabricante de tintas e vernizes, no qual será representado por “Empresa A”.

Dados do consumidor para análise:

Classe: Industrial.

Subgrupo tarifário: A2 - THS Azul.

Distribuidora: Eletropaulo (Resolução Homologatória nº 1.319, de 3 de julho de 2012).

Fator de Carga: 0,96

Demanda Ponta Contratada: 35.800 kW

Demanda Fora Ponta Contratada: 36.400 kW

A Tabela 1, preenchida conforme as medições da empresa A:

Tabela 6 - Dados de Medições da Empresa A

Empresa A					
Bandeira	Mês	Demanda P [kW]	Demanda FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]
Verde	Jan	35.369,60	36.148,00	2.413,19	20.203,98
Verde	Fev	33.582,40	33.790,40	2.078,51	17.904,28
Verde	Mar	34.195,20	33.641,60	2.194,34	17.920,74
Verde	Abr	35.400,80	36.387,20	2.144,94	19.866,22
Verde	Mai	34.109,60	35.935,20	2.426,51	20.547,36
Verde	Jun	33.435,20	33.859,20	2.121,19	18.425,40
Verde	Jul	34.134,40	34.252,00	2.391,98	20.218,62
Verde	Ago	33.526,40	34.896,80	2.364,35	19.320,60
Verde	Set	35.752,00	35.880,00	2.228,69	20.081,83
Verde	Out	35.164,80	35.113,60	2.299,66	20.099,86
Verde	Nov	35.557,60	35.460,00	2.270,07	19.607,39
Verde	Dez	35.406,40	35.669,60	2.470,73	19.527,02

- **Simulação de gasto no Mercado Cativo**

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (2), (3), (4), (5), (6), e em seguida na equação (1), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa A no mercado cativo.

$$C_{DP} = (35.800 * 11,41) * 12 = R\$ 4.901.736,00$$

$$C_{DFP} = (36.400 * 4,51) * 12 = \text{R\$ } 1.969.968,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * 265,22) = \text{R\$ } 7.268.131,32$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ci_{FP} * 175,09) = \text{R\$ } 40.922.613,58$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(4.901.736 + 1.969.968 + 7.268.131,32 + 40.922.613,58) * 5\%}{(1 - 5\%)} = \text{R\$ } 2.615.466,32$$

$$Custo_{Cativo_Azul} = C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = \text{R\$ } 57.677.915,22$$

A simulação do faturamento deste consumidor cativo THS azul está demonstrado na Tabela 7.

Tabela 7 - Fatura da Empresa A no Mercado Cativo, THS Azul.

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL THS_Azul	
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]
Demanda Ponta	R\$ 4.901.736,00
Demanda Fora de Ponta	R\$ 1.969.968,00
Consumo Ponta	R\$ 7.268.131,32
Consumo Fora de Ponta	R\$ 40.922.613,58
PIS/Cofins	R\$ 2.615.466,32
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 57.677.915,22

- **Simulação de gasto no Mercado Livre**

Inserindo os valores das tarifas nas equações (11), (12) e (13), chega-se ao valor gasto na TUSD. Lembrando que as equações (11), (12) e (13) precisam ser feitas três vezes, porque os valores do desconto da energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100% são diferentes:

Cálculo do Custo TUSD-Azul:

a) TUSD Energia Convencional

$$C'_{TUSD\text{Azul}_{Convencional}} = 12 * 35.800 * 11,41 + 12 * 36.400 * 4,51 + 261.127,47 * 34,39 = \text{R\$ } 15.851.877,54$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{15.851.877,54 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 834.309,34$$

$$C_{TUSD_{Azul}_{Convencional}} = 15.851.877,54 + 834.309,34 = \text{R\$ } 16.686.186,89$$

b) TUSD Energia I5

$$C'_{TUSD_{Azul}_{I5}} = 12 * 35.800 * 11,41 * 50\% + 12 * 36.400 * 4,51 * 50\% + 261.127,47 * 34,39 = \text{R\$ } 12.416.025,54$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{12.416.025,54 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 653.475,03$$

$$C_{TUSD_{Azul}_{I5}} = 12.416.025,54 + 653.475,03 = \text{R\$ } 13.069.500,57$$

c) TUSD Energia I0

$$C'_{TUSD_{Azul}_{I0}} = 12 * 35.800 * 11,41 * 0 + 12 * 36.400 * 4,51 * 0 + 261.127,47 * 34,39 = \text{R\$ } 8.980.173,54$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{8.980.173,54 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 472.640,71$$

$$C_{TUSD_{Azul}_{Convencional}} = 8.980.173,54 + 472.640,71 = \text{R\$ } 9.452.814,25$$

Inserindo os valores das tarifas na equação (17), chega-se ao valor gasto na Energia. Lembrando que a equações (17) precisa ser feita três vezes, porque os valores da energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100% são diferentes:

Cálculo do Custo da Energia:

a) Energia Convencional

$$Custo_{TE} = 261.127,47 * (1 + 3\%) * 100 = \text{R\$ } 26.896.128,96$$

b) Energia Convencional

$$Custo_{TE} = 261.127,47 * (1 + 3\%) * 135 = R\$ 36.309.774,09$$

c) Energia Convencional

$$Custo_{TE} = 261.127,47 * (1 + 3\%) * 200 = R\$ 53.792.257,91$$

Inserindo os valores das tarifas nas equações (19), (20), (21), (22), (23) e em seguida na equação (18), chega-se ao valor gasto nos encargos e contribuições. Lembrando que a este custo é igual para os três tipos de energia.

$$C_{Cont_CCEE} = 2.074,92 * 12 = R\$ 24.899,04$$

$$C_{ESS} = 3 * 261.127,47 * (1 + 3\%) = R\$ 806.883,87$$

$$C_{EER} = 2 * 261.127,47 * (1 + 3\%) = R\$ 537.922,58$$

$$C_{Conexão} = R\$/mês 495,06 * 12 = R\$ 5.940,72$$

$$C_{Gestão} = 3.500 * 12 = R\$ 42.000,00$$

$$C_{Encargos} = C_{Cont_CCEE} + C_{ESS} + C_{EER} + C_{Conexão} + C_{Gestão} = R\$ 1.417.646,21$$

Na Tabela 8 resume os gastos com a TUSD, a energia e com os encargos de cada perfil.

Tabela 8 - Fatura da Empresa A no Mercado Livre, THS Azul.

FATURAMENTO LIVRE - ANUAL			
	THS_Azul		THS_Azul
Tipo de Energia	Convencional	Incentivada 50%	Incentivada 100%
TUSD			
$C_{TUSD_{Mod_{tipo}}}$	R\$ 16.686.186,89	R\$ 13.069.500,57	R\$ 9.452.814,25
TE			
$C_{TE_{tipo}}$	R\$ 26.896.128,96	R\$ 36.309.774,09	R\$ 53.792.257,91
ENCARGOS			
$C_{Encargos}$	R\$ 1.417.646,21	R\$ 1.417.646,21	R\$ 1.417.646,21
Total da Fatura s/ ICMS			
	R\$ 44.999.962,05	R\$ 50.796.920,87	R\$ 64.662.718,38

∴ No ambiente livre a energia convencional proporciona maiores vantagens econômica em relação às outras para a empresa A. A energia incentivada 100% chega ser até 43,70%

mais cara que a convencional. Com a energia convencional a empresa A possui um gasto mensal de aproximadamente de R\$ 3.749.996,84.

Comparando os dois ambientes, o ACL convencional traz um benefício de R\$ 12.677.953,16, equivalente a uma economia de 28,17%.

Para melhor ilustração dos resultados, seguem os gráficos 1 e 2 que apresentam visualmente a diferença entre os custos no mercado cativo e os custos no mercado livre e o potencial de economia com a migração do consumidor para o mercado livre.

Custo no ACR e ACL

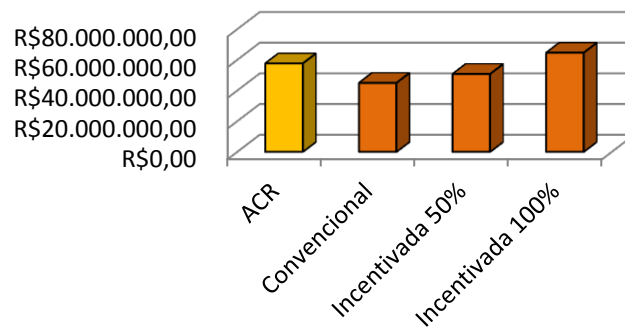


Gráfico 1 - Caso 1: Diferenças entre os Custos no Mercado Cativo e Livre

A barra amarela representa o custo do consumidor no ambiente ACR e as barras laranjas representam o consumidor no ambiente ACL com os diferentes tipos de energia.

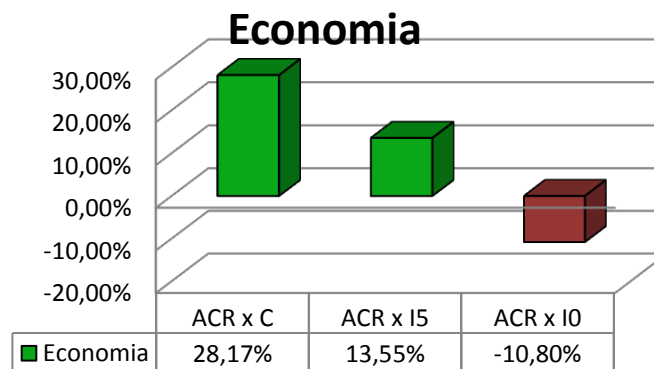


Gráfico 2 - Caso 1: Potencial de Economia em relação ao ACL

A primeira barra compara o potencial de economia do consumidor A no ambiente ACR com o ACL Convencional, a segunda barra compara o ACR com o ACL Incentivada 50% e o último o ACR com o ACL Incentivada 100%.

5.2 - Caso 2: Comparativo Econômico entre o Mercado Cativo e o Livre de um Consumidor A2 com as bandeiras similares a de 2008.

Foram utilizados os mesmos dados da tabela 6, mas ao invés das bandeiras serem todas verdes, utilizaram as bandeiras do ano de 2008, caso o 3CRTP já estivesse em vigor, como pode-se ver na primeira coluna da tabela.

Tabela 9 - Dados da Empresa A com Cenário 2008

Empresa A					
Bandeira	Mês	Demanda P [kW]	Demanda FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]
Vermelha	Jan	35.369,60	36.148,00	2.413,19	20.203,98
Vermelha	Fev	33.582,40	33.790,40	2.078,51	17.904,28
Amarela	Mar	34.195,20	33.641,60	2.194,34	17.920,74
Verde	Abr	35.400,80	36.387,20	2.144,94	19.866,22
Verde	Mai	34.109,60	35.935,20	2.426,51	20.547,36
Verde	Jun	33.435,20	33.859,20	2.121,19	18.425,40
Amarela	Jul	34.134,40	34.252,00	2.391,98	20.218,62
Amarela	Ago	33.526,40	34.896,80	2.364,35	19.320,60
Amarela	Set	35.752,00	35.880,00	2.228,69	20.081,83
Verde	Out	35.164,80	35.113,60	2.299,66	20.099,86
Amarela	Nov	35.557,60	35.460,00	2.270,07	19.607,39
Amarela	Dez	35.406,40	35.669,60	2.470,73	19.527,02

- **Simulação de gasto no Mercado Cativo**

Analogamente ao Caso 1 foram aplicados os mesmos procedimentos, a diferença está apenas nos valores das tarifas da energia consumida.

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (2), (3), (4), (5), (6), e em seguida na equação (1), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa A no mercado cativo.

$$C_{DP} = (35.800 * 11,41) * 12 = \text{R\$ } 4.901.736,00$$

$$C_{DFP} = (36.400 * 4,51) * 12 = \text{R\$ } 1.969.968,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * Ti_{CP}) = \text{R\$ } 7.611.684,81$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ci_{FP} * Ti_{CFP}) = \text{R\$ } 43.816.004,32$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(4.901.736 + 1.969.968 + 7.611.684,81 + 43.816.004,32) * 5\%}{(1 - 5\%)} = \text{R\$ } 2.769.221,17$$

$$Custo_{Cativo_Azul} = C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = \text{R\$ } 61.068.614,30$$

A simulação do faturamento deste consumidor cativo THS azul no novo cenário está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 10 – Faturamento da Empresa A no Mercado Cativo no Novo Cenário, THS Azul

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL THS_Azul	
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]
Demanda Ponta	R\$ 4.901.736,00
Demanda Fora de Ponta	R\$ 1.969.968,00
Consumo Ponta	R\$ 7.611.684,81
Consumo Fora de Ponta	R\$ 43.816.004,32
PIS/Cofins	R\$ 2.769.221,17
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 61.068.614,30

Percebe-se que o custo da demanda não alterou isso ocorreu, pois o valor tarifário da demanda não está relacionado às bandeiras.

- **Simulação de gasto no Mercado Livre**

O faturamento da empresa A no novo cenário continua igual ao do caso 1, uma vez que a negociação de compra de energia foi realizada por meio de contratos futuros, desta forma o consumidor não ficou exposto as variações de gastos.

∴ Novamente a energia convencional proporcionou maior vantagem econômica em relação às outras no ACL. Comparando os dois ambientes, o benefício aumentou em relação ao caso 1, o benefício é de R\$ 16.068.652,25. A economia saltou de 28,17% para 35,71% menor que o ACR.

Neste cenário crítico, de pouca chuva e reservatórios baixos, houve um aumento do custo no ACR entre o caso 1 e 2 de 5,88%, equivalente a R\$ 3.390.699,09 (61.068.614,30 - 57.677.915,22 = 3.390.699,09).

Para melhor ilustração dos resultados, seguem os gráficos 3 e 4 apresentam visualmente o custo do consumidor A com os vários tipos de energia nos dois mercados.

Custo no ACR e ACL

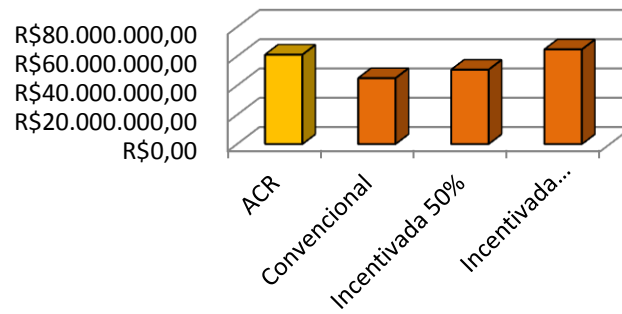


Gráfico 3 - Caso 2: Diferenças entre os Custos no Mercado Cativo e Livre

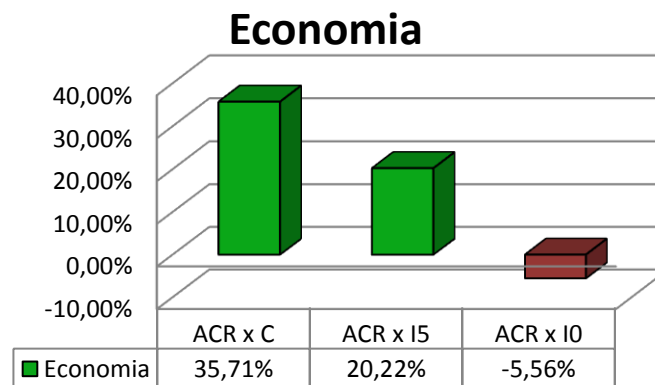


Gráfico 4 - Caso 2: Potencial de Economia em relação ao ACL

Comparando o Gráfico 2 e 4 o benefício do ACL com o ACR aumentou para todos os tipos de energia, pois as bandeiras do cativo estão atreladas ao fornecimento de energia elétrica.

5.3 - Caso 3: Comparativo Econômico de um consumidor A4 com as bandeiras verdes no Mercado Cativo e no Livre.

Neste estudo de caso analisou dados de um fabricante de produtos hospitalares, no qual será representado por “Empresa B”.

Dados do consumidor para análise:

Classe: Industrial.

Subgrupo tarifário: A4 - THS Azul e Verde

Distribuidora: Eletropaulo (Resolução Homologatória da ANEEL, nº 1.319, de 3 de julho de 2012).

Fator de Carga: 0,89

Demanda Ponta Contratada: 2.000 kW

Demanda Fora Ponta Contratada: 2.100 kW

Demanda Contratada na THS Verde: 2.100 kW

Abaixo segue a tabela 1, preenchida conforme as medições da empresa B:

Tabela 11 - Dados de Medições da Empresa B

Empresa B					
Bandeira	Mês	Demanda P [kW]	Demanda FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]
Verde	Jan	1.834,46	1.986,18	108,93	822,31
Verde	Fev	1.947,54	2.024,78	118,09	934,57
Verde	Mar	1.834,98	2.050,44	128,42	1.041,25
Verde	Abr	1.814,88	1.981,14	110,12	976,99
Verde	Mai	1.882,86	2.047,50	132,47	1.076,19
Verde	Jun	1.836,32	2.058,84	123,49	1.049,88
Verde	Jul	1.819,00	2.015,58	125,89	1.015,89
Verde	Ago	1.820,28	2.002,98	129,11	1.031,45
Verde	Set	1.751,40	2.075,22	106,18	944,92
Verde	Out	1.449,84	1.474,20	119,01	562,32
Verde	Nov	1.748,46	1.905,54	107,07	756,38
Verde	dez	1.767,36	1.892,52	99,40	445,02

- **Simulação de gasto no Mercado Cativo**

Com o novo ciclo tarifário este consumidor pode adotar dois tipos de modalidade tarifária, modalidade THS Azul e THS Verde. Desta forma neste mercado terá dois tipos de faturamento, conforme as Tabelas 14 e 15.

I. THS Azul

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (2), (3), (4), (5), (6), e em seguida na equação (1), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa A no mercado cativo.

$$C_{DP} = (2.000 * 16,07) * 12 = \text{R\$ } 385.680,00$$

$$C_{DFP} = (2.100 * 7,74) * 12 = \text{R\$ } 195.048,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * 656,66) = \text{R\$ } 380.307,17$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ci_{FP} * 179,94) = \text{R\$ } 1.917.651,17$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(385.680,00 + 195.048,00 + 380.307,17 + 1.917.651,17) * 5\%}{(1 - 5\%)} = \text{R\$ } 136.737,60$$

$$Custo_{Cativo_Azul} = C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = R\$ 3.015.423,94$$

A simulação do faturamento deste consumidor cativo THS azul está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 12 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Azul e A4.

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL		THS Azul
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]	
Demanda Ponta	R\$ 385.680,00	
Demanda Fora de Ponta	R\$ 195.048,00	
Consumo Ponta	R\$ 380.307,17	
Consumo Fora de Ponta	R\$ 1.917.651,17	
PIS/Cofins	R\$ 136.737,60	
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 3.015.423,94	

II. THS Verde

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (8), (4), (5), (9) e em seguida na equação (7), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa B no mercado cativo THS Verde, representado pela tabela 15:

$$C_D = (2.100 * 7,74) * 12 = R\$ 195.048,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * 656,60) = R\$ 924.610,99$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ei_{FP} * 179,94) = R\$ 1.917.651,17$$

$$C_{PIS/COFINS} = \frac{(195.048 + 924.610,99 + 1.917.651,17) * 5\%}{(1 - 5\%)} = R\$ 144.272,23$$

$$Custo_{Cativo_Verde} = C_D + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = R\$ 3.181.582,39.$$

Tabela 13 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Verde e A4.

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL		THS Verde
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]	
Demanda	R\$ 195.048,00	
Consumo Ponta	R\$ 924.610,99	
Consumo Fora de Ponta	R\$ 1.917.651,17	
PIS/Cofins	R\$ 144.272,23	
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 3.181.582,39	

Dentre as opções do mercado cativo, conclui-se que a modalidade tarifária Azul possui maior economia financeira para empresa B.

- **Simulação de gasto no Mercado Livre**

Como a empresa B está ligada na faixa de tensão A4, ela possui duas possibilidades de TUSD, TUSD Azul e TUSD Verde. Desta forma neste mercado terá dois tipos de faturamento, conforme as Tabelas 16 e 17.

I. Modalidade Tarifária Azul A4

Inserindo os valores das tarifas nas equações (11), (12) e (13), chega-se ao valor gasto na TUSD. Lembrando que as equações (11), (12) e (13) precisam ser feitas três vezes, porque os valores do desconto da energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100% são diferentes:

Cálculo do Custo TUSD-Azul:

a) TUSD Energia Convencional

$$C_{TUSD\text{AzulConvencional}}^I = 12 * 2.000 * 16,07 + 12 * 2.100 * 7,74 + 12.065,35 * 39,24 = \text{R\$ } 1.054.172,33$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{1.054.172,33 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 55.482,75$$

$$C_{TUSD_{AzulConvencional}} = 1.054.172,33 + 55.482,75 = \text{R\$ } 1.109.655,09$$

b) TUSD Energia I5

$$C'_{TUSD_{AzulI5}} = 12 * 2.000 * 16,07 * 50\% + 12 * 2.100 * 7,74 * 50\% + 12.065,35 * 39,24 = \text{R\$ } 763.808,33$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{763.808,33 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 40.200,44$$

$$C_{TUSD_{AzulI5}} = 763.808,33 + 40.200,44 = \text{R\$ } 804.008,77$$

c) TUSD Energia I0

$$C'_{TUSD_{AzulConvencional}} = 12 * 2.000 * 16,07 * 0 + 12 * 2.100 * 7,74 * 0 + 12.065,35 * 39,24 = \text{R\$ } 473.444,33$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{473.444,33 * 5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 24.918,12$$

$$C_{TUSD_{AzulConvencional}} = 473.444,33 + 24.918,12 = \text{R\$ } 498.362,46$$

Inserindo os valores das tarifas na equação (17), chega-se ao valor gasto na Energia. Lembrando que a equações (17) precisa ser feita três vezes, porque os valores da energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100% são diferentes:

Cálculo do Custo da Energia:

a) Energia Convencional

$$Custo_{TE} = 12.065,35 * (1 + 3\%) * 100 = \text{R\$ } 1.242.731,05$$

b) Energia I5

$$Custo_{TE} = 12.065,35 * (1 + 3\%) * 135 = \text{R\$ } 1.677.686,92$$

c) Energia I0

$$Custo_{TE} = 12.065,35 * (1 + 3\%) * 200 = \text{R\$ } 2.485.462,10$$

Inserindo os valores das tarifas nas equações (19), (20), (21), (22), (23) e em seguida na equação (18), chega-se ao valor gasto nos encargos e contribuições. Lembrando que a este custo é igual para os três tipos de energia.

$$C_{Cont_CCEE} = 326,88 * 12 = R\$ 3.922,56$$

$$C_{ESS} = 3 * 12.065,35 * (1 + 3\%) = R\$ 37.281,93$$

$$C_{EER} = 2 * 12.065,35 * (1 + 3\%) = R\$ 24.854,62$$

$$C_{Conexão} = R\$/mês 495,06 * 12 = R\$ 5.940,72$$

$$C_{Gestão} = 3.500 * 12 = R\$ 42.000,00$$

$$C_{Encargos} = C_{Cont_CCEE} + C_{ESS} + C_{EER} + C_{Conexão} + C_{Gestão} = R\$ 113.999,83$$

Tabela 14 - Faturamento da Empresa B no Mercado Livre TUSD Azul e A4

FATURAMENTO LIVRE - ANUAL			
		THS Azul	THS Azul
Tipo de Energia	Convencional	Incentivada 50%	Incentivada 100%
TUSD			
$C_{TUSD_{Mod_{tipo}}}$	R\$ 1.109.655,09	R\$ 804.008,77	R\$ 498.362,46
TE			
$C_{TE_{tipo}}$	R\$ 1.242.731,05	R\$ 1.677.686,92	R\$ 2.485.462,10
ENCARGOS			
Custo			
$C_{Encargos}$	R\$ 113.999,83	R\$ 113.999,83	R\$ 113.999,83
Total da fatura s/ ICMS	R\$ 2.466.385,97	R\$ 2.595.695,52	R\$ 3.097.824,39

II. Modalidade Tarifária Verde A4

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (14), (15), e em seguida na equação (16), encontra-se o valor do gasto com a TUSD da empresa B no mercado livre TUSD Verde. Lembrando que as equações (14), (15) e (16) precisam ser feitas três vezes, porque os valores do desconto da energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100% são diferentes:

Cálculo do Custo TUSD-Verde:

a) TUSD Energia Convencional

$$C_{TUSDVerdeConvencional} = 12 * 2.100 * 7,74 + 1.408,18 * 386,53 + 1.408,18 * 39,24 + 10.657,17 * 39,24 = R\$ 1.212.796,15$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{1.212.796,15 * 5\%}{(1-5\%)} = R\$ 63.831,38$$

$$C_{TUSDVerdeConvencional} = 1.212.796,15 + 63.831,38 = R\$ 1.276.627,53$$

b) TUSD Energia I5

$$C_{TUSDVerdeI5} = 12 * 2.100 * 7,74 * 50\% + 1.408,18 * 386,53 * 50\% + 1.408,18 * 39,24 + 10.657,17 * 39,24 = R\$ 843.120,24$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{843.120,24 * 5\%}{(1-5\%)} = R\$ 44.374,75$$

$$C_{TUSDVerdeI5} = 843.120,24 + 44.374,75 = R\$ 887.494,99$$

c) TUSD Energia I0

$$C_{TUSDVerdeI0} = 12 * 2.100 * 7,74 * 0 + 1.408,18 * 386,53 * 0 + 1.408,18 * 39,24 + 10.657,17 * 39,24 = R\$ 473.444,33$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{473.444,33 * 5\%}{(1-5\%)} = R\$ 24.918,12$$

$$C_{TUSDVerdeI0} = 473.444,33 + 24.918,12 = R\$ 498.362,46$$

Os custos da energia e dos encargos são os mesmos para as duas modalidades, Azul e Verde, desta forma a representação do faturamento da empresa B na modalidade THS Verde está representada na Tabela 15:

Tabela 15 - Faturamento da Empresa B no Mercado Livre, TUSD Verde e A4

FATURAMENTO LIVRE - ANUAL			
		TUSD Verde	
Tipo de Energia	Convencional	Incentivada 50%	Incentivada 100%
TUSD			
$C_{TUSD_{Mod_{tipo}}}$	R\$ 1.276.627,53	R\$ 887.494,99	R\$ 498.362,46
TE			
$C_{TE_{tipo}}$	R\$ 1.242.731,05	R\$ 1.677.686,92	R\$ 2.485.462,10
ENCARGOS			
Custo			
$C_{Encargos}$	R\$ 113.999,83	R\$ 113.999,83	R\$ 113.999,83
Total da fatura s/ ICMS			
	R\$ 2.633.358,41	R\$ 2.679.181,74	R\$ 3.097.824,39

∴ Para a empresa B a modalidade tarifária Azul proporciona maiores vantagens econômica no ACR (R\$ 3.015.423,94), e no ACL foi o perfil TUSD Azul junto com a energia convencional (R\$ 2.466.385,97). A diferença entre os dois perfis mais vantajosos de cada ambiente é de 22,26%.

Para melhor ilustração dos resultados, seguem os gráficos 5 e 6 que apresentam visualmente a diferença entre os custos no mercado cativo e os custos no mercado livre e o potencial de economia com a migração do consumidor para o mercado livre.

Custo no ACR e ACL

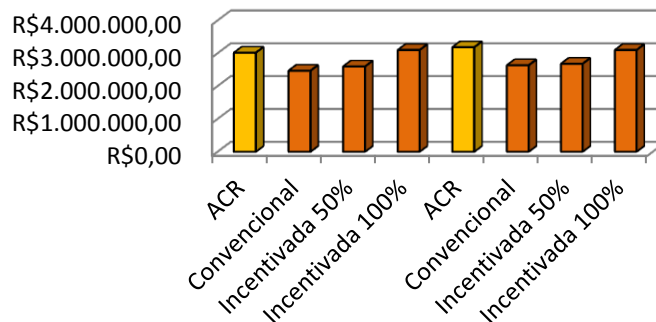


Gráfico 5 - Caso 3: Diferenças entre custos no Mercado Cativo e Livre

As quatro primeiras barras representam o consumidor B na modalidade tarifária Azul e as barras restantes na modalidade Verde, lembrando que as barras de cor amarela representa o consumidor no ambiente ACR e a laranja no ACL.

O Gráfico 6 comprova o potencial econômico do ACL, comparando a energia de menor custo do ACL, neste caso seria a TUSD Azul com a energia convencional, com as duas modalidades tarifária do ACR.

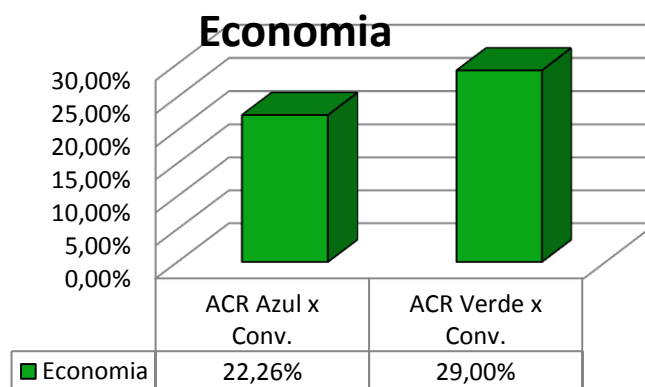


Gráfico 6 - Caso 3: Potencial de Economia em relação ACL

5.4 - Caso 4: Comparativo Econômico de um consumidor A4 com as bandeiras similares a de 2008 no Mercado Cativo e no Livre.

Utilizaram-se os mesmos dados da Tabela 13, mas em vez das bandeiras serem todas verdes, utilizaram as bandeiras do ano de 2008.

Tabela 16 - Dados da Empresa B com as bandeiras de 2008

Empresa B					
Bandeira	Mês	Demanda P [kW]	Demanda FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]
Vermelha	Jan	35.369,60	36.148,00	2.413,19	20.203,98
Vermelha	Fev	33.582,40	33.790,40	2.078,51	17.904,28
Amarela	Mar	34.195,20	33.641,60	2.194,34	17.920,74
Verde	Abr	35.400,80	36.387,20	2.144,94	19.866,22
Verde	Mai	34.109,60	35.935,20	2.426,51	20.547,36
Verde	Jun	33.435,20	33.859,20	2.121,19	18.425,40
Amarela	Jul	34.134,40	34.252,00	2.391,98	20.218,62
Amarela	Ago	33.526,40	34.896,80	2.364,35	19.320,60
Amarela	Set	35.752,00	35.880,00	2.228,69	20.081,83
Verde	Out	35.164,80	35.113,60	2.299,66	20.099,86
Amarela	Nov	35.557,60	35.460,00	2.270,07	19.607,39
Amarela	Dez	35.406,40	35.669,60	2.470,73	19.527,02

- **Simulação de gasto no Mercado Cativo**

Neste novo cenário foram utilizados os mesmos procedimentos do caso 3, alterando apenas as bandeiras. Neste mercado terá dois tipos de faturamento, conforme as Tabelas 20 e 21.

I. THS Azul

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (2), (3), (4),

(5), (6), e em seguida na equação (1), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa A no mercado cativo.

$$C_{DP} = (2.000 * 16,07) * 12 = \text{R\$ } 385.680,00$$

$$C_{DFP} = (2.100 * 7,74) * 12 = \text{R\$ } 195.048,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * Ti_{CP}) = \text{R\$ } 397.558,82$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ci_{FP} * Ti_{CFP}) = \text{R\$ } 2.048.881,22$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(385.680,00 + 195.048,00 + 397.558,82 + 2.048.881,22) * 5\%}{(1 - 5\%)} = \text{R\$ } 143.790,48$$

$$Custo_{Cativo_Azul} = C_{DP} + C_{DFP} + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = \text{R\$ } 3.170.958,52.$$

A simulação do faturamento deste consumidor cativo THS azul está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 17 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Azul, A4 e Bandeiras 2008

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL		THS Azul
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]	
Demanda Ponta	R\$ 385.680,00	
Demanda Fora de Ponta	R\$ 195.048,00	
Consumo Ponta	R\$ 397.558,82	
Consumo Fora de Ponta	R\$ 2.048.881,22	
PIS/Cofins	R\$ 143.790,48	
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 3.170.958,52	

II. THS Verde

Inserindo os valores das tarifas e os dados do consumidor nas equações (8), (9), (10), (11) e em seguida na equação (7), encontra-se o valor do gasto anual pela empresa B no mercado cativo THS Verde, representado pela tabela 15:

$$C_D = (2.100 * 7,74) * 12 = \text{R\$ } 195.048,00$$

$$C_P = \sum_{i=0}^{12} (Ei_P * Ti_{CP}) = \text{R\$ } 941.862,64$$

$$C_{FP} = \sum_{i=0}^{12} (Ei_{FP} * Ti_{CFP}) = \text{R\$ } 2.048.881,22$$

$$C_{PIS/Cofins} = \frac{(195.048+941.862,64+2.048.881,22)*5\%}{(1-5\%)} = \text{R\$ } 151.325,11$$

$$Custo_{Cativo_Verde} = C_D + C_P + C_{FP} + C_{PIS/COFINS} = \text{R\$ } 3.337.116,97$$

Tabela 18 - Faturamento da Empresa B no Mercado Cativo, THS Verde, A4 e Bandeiras 2008

FATURAMENTO CATIVO - ANUAL		THS Verde
Simulação - Fatura no Cativo	Valor [R\$]	
Demanda	R\$ 195.048,00	
Consumo Ponta	R\$ 941.862,64	
Consumo Fora de Ponta	R\$ 2.048.881,22	
PIS/Cofins	R\$ 151.325,11	
Total da Fatura s/ ICMS	R\$ 3.337.116,97	

Dentre as opções do mercado cativo, conclui-se que a modalidade Azul possui maior economia financeira para empresa B.

- **Simulação de gasto no Mercado Livre**

O faturamento da empresa B no novo cenário continua igual ao do caso 3, uma vez que a negociação de compra de energia foi realizada por meio de contratos futuros, desta forma o consumidor não ficou exposto às variações de gastos.

∴ No novo cenário, a economia entre os perfil mais econômicos dos ACL e ACR ampliou de 22,26% para 28,57%. Também houve uma redução no custo na modalidade THS Verde de 29,00% para 35,30% na modalidade THS Verde, como pode-se ver nos Gráficos 6 e 8.

Para melhor ilustração dos resultados, seguem os dois gráficos que apresentam visualmente a diferença entre os custos no mercado cativo e os custos no mercado livre e o potencial de economia com a migração do consumidor para o mercado livre.

Custo no ACR e ACL

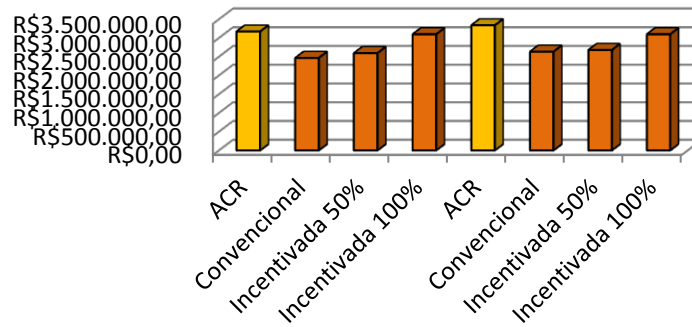


Gráfico 7 - Caso 4: Diferenças entre custos no Mercado Cativo e Livre

Comparando o gráfico 5 com o 7, percebe-se que apenas as barras amarelas alteraram, isso ocorreu devido ao cenário crítico de 2008 que sofreu uma forte estiagem e despacho de usinas térmicas.

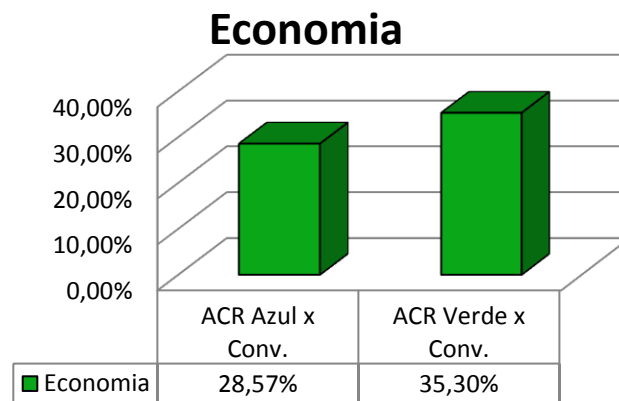


Gráfico 8 - Caso 4: Potencial de Economia em relação ao ACL

Em suma os quatro casos estudados foram muito interessante, demonstraram que se pode obter uma economia significativa sem nenhuma melhoria técnica ou novos desenvolvimentos na infraestrutura de energia e sim, apenas mudar o seu fornecimento de energia, do ACR para o ACL.

Observou-se que o comportamento do terceiro ciclo tarifário em períodos de falta de energia aumentaram os custos do consumidor no ambiente regulado, pois a distribuidora coloca o risco dessa falta de oferta de energia para os seus consumidores, por meio das bandeiras. Já no ACL não há este problema para os consumidores, visto que os consumidores livres podem obter contratos de longo prazo com um preço fixo durante a sua vigência. Fato a ser considerado, já que o Brasil sofreu por algumas crises de abastecimento energético recentemente, 2001 houve um racionamento de energia e no final de 2008 e de 2012 não houve muita chuva no período úmido e os volumes dos reservatórios estavam baixos.

6 CONCLUSÃO

Neste estudo tarifário do Mercado Cativo e do Mercado Livre serve para que o consumidor tome a melhor decisão em qual mercado ele quer pertencer no novo ciclo tarifário, visando o perfil de cada consumidor, o gasto com a energia, o esforço de gestão e a susceptibilidade ao risco do mercado. Esta avaliação deve ser realizada sempre que houver reajustes tarifários da concessionária local, intervenção do Governo, e variações no preço da energia disponível do mercado.

Os resultados deste estudo dependem das tarifas das distribuidoras, da oferta de energia no mercado livre e do perfil de demanda e de consumo do consumidor estudado. A migração do Mercado Cativo para o Livre parece ser uma ótima opção para os consumidores potencialmente livres, principalmente para os consumidores A2. Pois os consumidores A2 apresentaram um melhor aproveitamento da energia em relação ao consumidor A4, registrando uma economia de 28,17% (caso1) e de 22,26% (caso 3), e o valor gasto com energia do consumidor A2 é muito elevado, trazendo economias significativas para este consumidor.

Observou-se também que tanto a energia convencional, quanto a energia incentivada 50% apresentaram em todos os casos uma economia positiva se comparado com o ACR. Entretanto a energia incentivada 100% apresentou em todos os casos uma perda econômica se comparado ao ACR. Concluindo que mesmo com o benefício da TUSD de 100% para algumas fontes incentivadas não foi o suficiente para torná-las competitivas no mercado de energia.

Analisando o comportamento dos PLDs e das bandeiras na Figura 9, percebe-se que o preço da energia apresenta uma alta volatilidade, desta forma o novo ciclo tarifário apresenta um certo risco ao consumidor cativo. Uma solução seria comprar energia em longo prazo no mercado livre quando a energia estiver com um preço justo, como visto na comparação do caso 1 com o 2 e do caso 3 com o 4, que apresentou uma economia de 35,71% da empresa A e de 28,57% da empresa B, respectivamente.

Neste estudo de viabilidade econômica revelou que a migração do mercado cativo para o livre pode ser bem vantajosa até em períodos críticos com uma economia de até 35,71%. Sendo assim saber analisar as tarifas vigentes, o comportamento do PLD, o perfil do consumidor, a oferta de energia e o cenário energético são questões imprescindíveis antes de tomar decisão de migrar de mercado.

Durante a elaboração deste trabalho, foram encontradas algumas dificuldades em relação às resoluções, normas e regras de comercialização de energia, devido à fase de

transição do ciclo tarifário e do novo sistema de contabilização e liquidação (Cliq CCEE) na CCEE e das mudanças da MP n° 579. Entretanto esse período de mudanças foi enriquecedor e satisfatório, para que este trabalho venha ser o mais útil em estudos futuros.

7 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br>. Acesso em: 19 de setembro de 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 1.319**, de 3 de julho de 2012. Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas e Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD dos consumidores referente à distribuidora AES Eletropaulo. Disponível em <http://www.aneel.com.br>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Revoga a Resolução nº456 e estrutura o conjunto de tarifas dos custos regulatórios das distribuidoras entre os grupos, subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades tarifárias. Disponível em <http://www.aneel.com.br>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 435**, de 24 de maio de 2011. Homologa e revisa as estruturas tarifárias de fornecimento de energia elétrica, revoga a diferenciação da tarifa por período seco e úmido, e implanta os mecanismos de bandeiras. Disponível em <http://www.aneel.com.br>.

ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 01 de agosto de 2012.

APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.apine.com.br>. Acesso em: 21 de setembro de 2012.

BRASIL. Decreto n. 5163, 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.

BRASIL. Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004. Criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

BRASIL. Lei nº 9.247 de 15 de março de 2004. Criação Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e esta lei foi revogada pela Lei nº 9.519 de 26 de novembro de 1997.

BRASIL. Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1988. Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

BRASIL. Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. Prorrogação das concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.

CCEE. Disponível em: <http://www.ccee.org.br> . Acesso em: 01 de agosto de 2012.

CCEE. **Visão geral das operações na CCEE.** São Paulo, 2012.

EPE. Disponível em: <http://www.epe.gov.br> . Acesso em: 19 de setembro de 2012.

FU, S. T. e H. N. WANG. **Comparison of experiences of electricity markets in "BRIC" countries.** Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on, 2008. 279-284 p.

GUDER, R. **Otimização de portfólio de contratos de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos multiobjetivos.** 2009. 92 f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2009.

HAGE, F. S. EL.; FERRAZ L. P. C.; DELGADO M. A. **A Estrutura Tarifária de energia Elétrica:** Teoria e Aplicação. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2011. p. 3-60.

Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 455, de 2 de agosto de 2012.

SCARABELOT A. G. **Ferramenta de apoio á tomada de decisão de migração ao mercado livre para consumidores potencialmente livres.** 2009. 81 f. Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

SILVA, A. H. M. et al. **Conservação de Energia:** Eficiência de Instalação e Equipamentos. Itajubá, MG, 2001. p. 113 – 142.

TOLMASQUIM M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2011. p. 21 – 33 e 101 – 157.

ANEXO A

TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO											
MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL											
SUB GRUPO	TUSD			TE							
	PONTA	FORA PONTA	RS/ MWh	PONTA				FORA DE PONTA			
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
	RS/kW	RS/kW		RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh
A2 (88 a 138kV)	11,41	4,51	34,39	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70
A3a (30 a 44kV)	16,07	7,74	39,24	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70
A4 (2,3 a 25kV)	16,07	7,74	39,24	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70
AS (Subterrâneo)	23,93	9,34	48,85	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70

MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL FONTE INCENTIVADA			
SUBGRUPO	TUSD		
	Parcela sujeita ao desconto		Parcela não sujeita ao desconto
	PONTA	FORA DE PONTA	RS/MWh
	RS/kW	RS/kW	
A2 (88 a 138kV)	11,41	4,51	34,39
A3a (30 a 44kV)	16,07	7,74	39,24
A4 (2,3 a 25kV)	16,07	7,74	39,24
AS (Subterrâneo)	23,93	9,34	48,85

MODALIDADE TARIFÁRIA VERDE											
SUB GRUPO	TUSD			TE							
	RS/ kW	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA				FORA DE PONTA			
		RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh	RS/ MWh
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
A3a (30 a 44kV)	7,74	425,77	39,24	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70
A4 (2,3 a 25kV)	7,74	425,77	39,24	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70
AS (Subterrâneo)	9,34	624,32	48,85	230,83	230,83	245,83	260,83	140,70	140,70	155,70	170,70

MODALIDADE TARIFÁRIA VERDE FONTE INCENTIVADA				
SUBGRUPO	TUSD			
	Parcela sujeita ao desconto		Parcela não sujeita ao desconto	
	RS/kW	PONTA	PONTA	FORA DE PONTA
		RS/MWh	RS/MWh	RS/MWh
A3a (30 a 44kV)	7,74	386,53	39,24	39,24
A4 (2,3 a 25kV)	7,74	386,53	39,24	39,24
AS (Subterrâneo)	9,34	575,47	48,85	48,85