



**FGV Management
MBA em Setor Elétrico**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**

**Critérios de precificação de contrato de venda
de energia elétrica convencional de gerador
hidráulico para consumidor livre no mercado
brasileiro**

Elaborado por:

Rodrigo Sarmento do Amaral

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA em Setor Elétrico**

Prof. Orientador:

Prof. Diogo Mac Cord de Faria, MSc

**Curitiba
Fevereiro/2016**

RODRIGO SARMENTO DO AMARAL

Critérios de precificação de contratos de venda de energia elétrica convencional de gerador hidráulico para consumidor livre no mercado brasileiro

Prof. Fabiano Simões Coelho, MSc

Prof. Diogo Mac Cord de Faria, MSc

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista no Setor Elétrico MBA-SE.

Curitiba – PR
2016

O Trabalho de Conclusão de Curso

Critérios de precificação de contratos de venda de energia elétrica convencional de gerador hidráulico para consumidor livre no mercado brasileiro

elaborado por Rodrigo Sarmiento do Amaral e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA em Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, MSc

Professor orientador
Prof. Diogo Mac Cord de Faria, MSc

À minha querida família e aos meus amigos.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Rodrigo Sarmiento do Amaral, abaixo-assinado, do Curso MBA em Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências do Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de 08 de novembro de 2013 a 11 de Junho de 2016, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado Critérios de precificação de contratos de venda de energia elétrica convencional de gerador hidráulico para consumidor livre no mercado brasileiro, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

_____, _____ de _____ de _____

Rodrigo Sarmiento do Amaral

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 DESENVOLVIMENTO	11
2.1 Visão geral do modelo de comercialização do setor elétrico.....	11
2.1.1 Principais Instituições do Sistema Elétrico Brasileiro	12
2.1.2 Agentes do Mercado no Setor Elétrico Brasileiro	19
2.1.3 Mercado de Energia Elétrica.....	24
2.2 Fundamentos de Precificação e Risco em Contratos Livre de Energia	24
2.2.1 Conceito de Benefício.....	25
2.2.2 Conceito de Risco	28
2.2.2.1 Tipos de Riscos em Mercado de Energia Elétrica	29
2.2.2.2 Parâmetros de risco contratual.....	30
2.2.3 Contrato a termo e suas características	38
2.3 Formação de Preços no ACL	38
2.4 Determinação dos custos dos consumidores no mercado livre e mercado cativo.....	39
2.5 Estudo de Caso: Aplicação de critério de precificação para venda de energia elétrica de um gerador hidráulico no mercado livre brasileiro em 2015	43
2.5.1 Estimativa de oferta de preço de energia convencional no curto prazo	43
2.5.2 Estimativa de oferta de preço de energia convencional no médio prazo (1 ano).....	43
2.5.2.3 Critério de precificação de contrato de venda de energia elétrica convencional no médio prazo de um gerador hidráulico no mercado livre brasileiro	47
3 CONCLUSÃO	50
4 REFERÊNCIAS.....	52
APÊNDICE A.....	54

RESUMO

O principal objetivo do trabalho é estabelecer critérios de precificação de contratos inflexíveis de venda de energia elétrica convencional de um gerador hidráulico no mercado livre para fornecimento a um consumidor livre, considerando para estudo o ano de 2015 e o submercado sul. As premissas sobre o comportamento de preços de curto, médio e longo prazos no mercado livre também foram abordadas e, se pôde verificar de fato a tendência dos preços de médio prazo quando do cálculo ex-post do preço do cativo, referente a 2015, e o comparando com informações estimadas pelo Plano decenal de Energia que foram divulgadas antes de 2015. A comparação dos custos de um consumidor no mercado livre com os custos que este teria no mercado cativo foi realizada de maneira a criar uma referência de preço para o gerador definir um preço mais atrativo no mercado livre. A grande flexibilização contratual praticada no mercado livre e as incertezas dos preços e demandas de energia dificulta a precificação de contratos e a avaliação de riscos cabendo aos agentes a gestão destes riscos. O trabalho também introduz os fundamentos de precificação e de riscos em contratos celebrados no ambiente de contratação livre. O novo modelo do setor elétrico, suas principais instituições e os agentes do setor elétrico são explanados como pré-requisitos para o entendimento dos assuntos tratados.

Palavres chaves: precificação, contratos, mercado livre, riscos, setor elétrico.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Valor presente determinístico.....	26
Figura 2: Benefício do vendedor.....	27
Figura 3: Benefício do comprador	27
Figura 4: Valor presente probabilístico.....	28
Figura 5: Custo marginal de operação por subsistema	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características do consumidor A no mercado cativo	44
Tabela 2: Informações tarifárias – Copel Distribuição.....	44
Tabela 3: Custos do consumidor A no mercado cativo	45
Tabela 4: Parcelas de custos médio do consumidor A no mercado livre	46
Tabela 5: Custos do consumidor A com a Distribuidora Local	46
Tabela 6: Custos do consumidor A no mercado livre	46

1 INTRODUÇÃO

A expansão do mercado livre de energia elétrica, ensejou a realização de uma gama de diferentes flexibilidades contratuais celebradas livre e bilateralmente entre os agentes do setor elétrico, porém, também os deixou suscetíveis a certos riscos inerentes ao setor.

O objetivo principal do trabalho é estabelecer critérios de precificação de contratos inflexíveis de venda de energia convencional de um gerador hidráulico no mercado livre de energia para atendimento a um consumidor livre, dadas as incertezas e volatilidades de preço e de demanda de energia, como também a dificuldade de avaliação do risco contratual. Tais critérios de precificação são abordados por premissas e por cálculos determinísticos, não se considerando o comportamento de variáveis probabilísticas de preços e de riscos.

Para tratativa e alcance do objetivo principal, se faz necessário o conhecimento do mercado de energia brasileiro, do novo modelo do setor elétrico, das funções de suas principais instituições, dos conceitos dos agentes que nele atuam, e da dinâmica de interação entre estes agentes e as instituições.

Fundamentos de precificação e de riscos atribuídos a contratos no mercado livre de energia, a tendência de formação dos preços, a determinação de custos dos consumidores nos ambientes de contratação livre e cativo também foram abordadas para conhecimento e para subsidiar as análises realizadas.

2 DESENVOLVIMENTO

O setor elétrico foi marcado tradicionalmente pela ausência de competição entre seus agentes. Após mudanças inseridas no setor elétrico, os segmentos de Geração e Comercialização de energia ganharam competitividade e os segmentos de Distribuição e Transmissão são caracterizados como serviços de rede, através do monopólio natural, segundo Nery (2012).

Cada país teve uma evolução específica no setor de energia elétrica mas apresentam pilares semelhantes nas reformas setoriais tais como a criação de agências reguladoras, a introdução do livre acesso ao sistema de transporte de energia (sistemas de transmissão e distribuição), a criação de um mercado livre entre consumidores e geradores diminuindo a possibilidade de abuso de poder de mercado, a criação de instituições que operam o mercado de energia elétrica, conforme Nery (2012).

2.1 Visão geral do modelo de comercialização do setor elétrico

O atual modelo (novo modelo) do setor elétrico brasileiro é composto por um conjunto de leis, decretos, resoluções e portarias de uma legislação específica, segundo Nery (2012). As principais leis são: a lei nº 10.848 de 2004 que estabelece as principais bases do processo de comercialização de energia elétrica; o decreto nº 5.163 de 2004 que regulamenta diversos aspectos da lei nº 10.848, conforme Nery (2012).

Segundo Tolmasquim (2015), o novo modelo representou aperfeiçoamento nos seguintes aspectos:

- a) Profundas modificações na comercialização de energia no SIN (Sistema Interligado Nacional) com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no qual o preço da energia e o processo de compra (leilão) são regulados pelo governo; e com a criação do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os compradores e vendedores negociam livremente. Segundo Nery (2012), os agentes vendedores podem explorar a melhor estratégia de venda nos dois ambientes, aumentando a competição no segmento de geração de energia elétrica. Porém a competição no lado do consumo está limitada ao ambiente de contratação livre;

- b) Modificações institucionais e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- c) Volta do planejamento setorial com a contratação regulada por leilões e criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- d) Programas de Universalização;
- e) Segurança jurídica e estabilidade regulatória objetivando expandir o mercado de energia, mitigar riscos e atrair investimentos.

2.1.1 Principais Instituições do Sistema Elétrico Brasileiro

Os Agentes Institucionais, de acordo com a classificação colocada por Tolmasquim (2015), são os detentores de atribuições e competências relacionadas com as atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. Existem outros Agentes Institucionais e Econômicos não setoriais que influenciam e têm importância no setor elétrico tais como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), porém não têm atuação direta nem competência específicas no setor elétrico brasileiro e com isso não serão abordados.

Os Agentes Institucionais são incumbidos de garantir o bom funcionamento do setor elétrico e garantir o alcance dos objetivos principais do Novo Modelo: a modicidade tarifária, segurança no suprimento e universalização de acesso.

De acordo com Tolmasquim (2015), estes agentes podem ser classificados quanto às suas competências e naturezas jurídicas: Agentes executores de atividades governamentais; Agentes executores de atividades regulatórias; Entidades de direito privado executores de atividades especiais.

A separação entre atividades governamentais e regulatórias visa a segregação do exercício de competências relativas ao poder político (governo do momento) e do exercício de competências relativas ao poder regulatório (Estado), Tolmasquim (2015). Como exemplo disso, as Agências Reguladoras devem ter independência técnica, porém devem seguir diretrizes e comandos do poder político, originadas de Ministérios ou de

Conselhos de Ministérios (Conselho Nacional de Política Energética) e aprovadas pelo Presidente da República.

As atividades de governo são realizadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) subsidiado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

As atividades de regulação são desempenhadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As atividades especiais são realizadas por Instituições de direito privado que são importantes para o setor elétrico. Estas Instituições são o Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A seguir estas Instituição são descritas sucintamente:

a) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Criado pela Lei nº 9.478/1997 e regulamento pelo Decreto nº 3.520/2000, é órgão governamental com vínculo à Presidência da República.

É presidido pelo ministro de Estado de Minas e Energia e é composto pelo ministro de Estado da Ciência e Tecnologia; pelo ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão; pelo ministro do Estado da Fazenda; pelo ministro do Estado do Meio Ambiente; pelo ministro do Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; pelo ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República; pelo ministro de Estado da Integração Nacional; pelo ministro de Estado da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; por um representante dos Estados e do Distrito Federal; por um representante da sociedade civil; por um representante de universidade brasileira; pelo Presidente da EPE e pelo secretário executivo do MME, segundo Decreto nº 3.520/2000.

Competências conforme Tolmasquim (2015):

- Proposição de políticas e diretrizes relacionadas ao setor de energia do Brasil;
- Sugestão de adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica e indicação de empreendimento estruturantes com prioridade de licitação e implantação, estratégico e de interesse público;

- Propor critérios de garantia de suprimento para garantir o equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade tarifária e preços. Com os critérios definidos pelo CNPE, o MME estabelece diretrizes para a EPE calcular a Garantia Física dos empreendimentos de Geração de energia elétrica.

b) Ministério de Minas e Energia (MME)

Criado pela Lei nº 3.782/1960 é um órgão governamental também vinculado à Presidência da República. Foi extinto em 1990 pela Lei nº 8.028 que criou o Ministério de Infraestrutura herdando as atribuições do MME. Em 1992, o MME foi recriado pela Lei nº 8.422 e regulamentado pelo Decreto nº 5.267/2004, segundo Tolmasquim (2015).

O MME está vinculado a EPE, a ANEEL, a ANP, ao Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM); a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM); a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e é vinculado a duas sociedades de economia mista: a Eletrobrás, no setor elétrico, e a Petrobrás, no setor de hidrocarbonetos, conforme Tolmasquim (2015).

De acordo com Tolmasquim (2015), as competências:

- Responsável pela formulação e implantação de políticas no setor de energia elétrica, seguindo as diretrizes do CNPE;
- Responsável pelo exercício das funções do Poder Concedente;
- “Monitoramento do andamento das obras e instalações do setor, monitoramento da segurança de suprimento por intermédio do CMSE” (MIGUEL, 2014, p. 234).

c) Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Medida Provisória nº 145/2003 justificou a criação da EPE devido a necessidade de tornar viável instrumento que realizasse estudos de planejamento da matriz energética, objetivando expansão do sistema elétrico e diminuição dos riscos de racionamento, segundo Tolmasquim (2015). A EPE foi criada pela Lei nº 10.847/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004, conforme Miguel (2014).

A estrutura organizacional da EPE tem um Conselho de Administração, um Conselho Fiscal, um Conselho Consultivo e uma Diretoria Executiva.

O Conselho de Administração é composto por seis membros: um presidente, indicado pelo ministro de Minas e Energia; o presidente da Diretoria Executiva; um conselheiro, indicado pelo ministro do Planejamento; e três conselheiros, conforme Tolmasquim (2015).

A Diretoria Executiva é composta por um presidente e quatro diretores, que são responsáveis legalmente pelos atos praticados, segundo Decreto nº 5.184/2004.

O Conselho Fiscal é composto por três membros e os respectivos reservas, com mandato de quatro anos. As decisões são tomadas por maioria simples e o Presidente tem o poder de voto de desempate de acordo com Tolmasquim (2015).

O Conselho Consultivo tem sua composição variada. Tem cinco representantes do Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, um por região geográfica; dois representantes das geradoras de energia elétrica, um das hidráulicas e outro das termelétricas; tem representantes por grupo de empresas (Transmissoras de energia, Distribuidoras de energia, produtores de carvão e outros); e há quatro representantes dos Consumidores de energia elétrica, um por classe de consumo (industrial, comercial, rural e residencial), segundo Decreto nº 5.184/2004.

Competências conforme Tolmasquim (2015):

- Realização de estudos para definição da matriz energética de longo prazo e estudo de planejamento integrado de recursos energéticos;
- Subsídia o planejamento e implantação de ações do MME;
- Planeja a expansão do sistema de geração e transmissão;
- Importante participação nos leilões de energia no Novo Modelo, com estudos de aproveitamento ótimo dos potenciais hidráulicos, obtenção da licença prévia ambiental e da declaração de disponibilidade hídrica necessários às licitações de empreendimentos hidráulico, incumbência de habilitação técnica de empreendimentos que participam dos leilões realizados pela ANEEL;
- Projeta a demanda de energia elétrica e a forma estratégica para atendê-la, segundo Miguel (2014).

A EPE é responsável pela elaboração de importantes documentos para o setor elétrico tais como: o Plano Nacional Energético (PNE), o Plano Decenal da Expansão

(PDE), o Balanço Energético Nacional (BEN), o Plano de Expansão da Transmissão (PET) e Resenhas Mensais de Mercado, segundo Miguel (2014).

d) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela Decreto nº 5.175/2004 o CMSE é presidido pelo ministro de Minas e Energia e é composto por quatro representantes do MME e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS, segundo Decreto nº 5.175/2004.

Ordinariamente as reuniões ocorrem uma vez por mês, e em caráter excepcional quando convocado pelo ministro de Minas e Energia. As Atas das reuniões são divulgadas pelo MME, conforme Miguel (2014).

Competências de acordo com Tolmasquim (2015):

- Monitorar a continuidade e a segurança do fornecimento eletroenergético no Brasil;
- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, segundo Miguel (2014);
- Realizar análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- Identificar obstáculos técnicos, ambientais, comerciais, institucionais e outros, que afetem a regularidade e segurança de abastecimento e o atendimento à expansão dos setores energéticos;
- Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações de prevenção ou correção quando identificadas situações de risco de abastecimento em qualquer setor.

e) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Criada pela Lei nº 9.427/1996 é uma autarquia de regime especial vinculada ao MME. Os dirigentes têm estabilidade funcional e mandato fixo não coincidentes com o do Presidente da República, segundo Tolmasquim (2015).

A ANEEL é composta por um diretor geral e quatro diretores, conforme Miguel (2014).

Competências conforme Tolmasquim (2015):

- “Regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal” (TOLMASQUIM, 2015, p. 41);
- “Promover licitações, celebrar contratos de concessão e outorgar autorizações” (MIGUEL, 2014, p. 242);
- Mediar divergências entre concessionárias e os consumidores, e entre os agentes do setor.

f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado pela Lei nº 9.648/1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. A Lei 10.848/2004 e o Decreto nº 5.081/2004 promoveram mudanças nas suas competências. A atuação do ONS é autorizada pelo Poder Concedente e regulada e fiscalizada pela ANEEL, segundo Tolmasquim (2015).

O ONS é composto por uma Assembléia Geral, um Conselho de Administração, um Conselho Fiscal e uma Diretoria Executiva, de acordo com Miguel (2014). A Diretoria Executiva é composta por um diretor geral e quatro diretores; o Conselho de Administração é formado por quinze conselheiros titulares e seus suplentes. Um deles e seu suplente indicados pelo MME, cinco mais seus suplentes indicados pelos agentes de geração, quatro mais seus suplentes indicados pelos agentes de transmissão, cinco mais seus suplentes indicados pelos agentes de consumo, sendo um destes cinco mais o suplente indicados pelos consumidores livres, conforme Decreto nº 5.081/2004.

Competências conforme Tolmasquim (2015):

- Operar o Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN com a fiscalização da ANEEL, segundo Miguel (2014);
- Elaborar o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica;

- Planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração objetivando a segurança do SIN e o mínimo custo da operação (operação ótima);
- Administrar os serviços de transmissão e acesso;
- Propor regras para a operação da Rede Básica a ANEEL.

g) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Substituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Foi criada pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/2004, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, e regulada e fiscalizada pela ANEEL, segundo Miguel (2014).

A CCEE é composta pela Assembléia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Superintendência. A Assembléia Geral é o órgão deliberativo superior, onde o número total de votos é distribuído entre as categorias de agentes de acordo com a convenção de comercialização. O Conselho de Administração administra a CCEE com auxílio do superintendente. É composto por cinco membros: o presidente é indicado pelo MME, três são indicados pelos agentes (um por categoria: de geração, distribuição e comercialização) e um indicado pelo conjunto de agentes. O superintendente é eleito pelo Conselho de Administração. O Conselho Fiscal é composto por três membros titulares e três suplentes e são eleitos pela Assembléia Geral, segundo Decreto nº 5.177/2004.

Competências segundo Tolmasquim (2015):

- Viabiliza a comercialização de energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Promove leilões de compra e venda de energia elétrica, decididos pela ANEEL;
- Registra os contratos de energia elétrica;
- Promove medição e registro de dados de energia elétrica;
- Calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o divulga semanalmente por submercado e patamar;

- Contabiliza os montantes de energia comercializados e liquida financeiramente os valores decorrentes de compra e venda de energia elétrica no curto prazo, e outras funções.

2.1.2 Agentes do Mercado no Setor Elétrico Brasileiro

Segundo Nery (2012), os agentes que participam do processo de comercialização de energia elétrica vinculados a CCEE são classificados em: categoria de geração, categoria de distribuição e categoria de comercialização.

A categoria de geração é composta por agentes geradores de serviço público, por agentes produtores independentes e por agentes autoprodutores. A categoria de distribuição é composta pela classe de agentes de distribuição. A categoria de comercialização é composta pelos agentes importadores e exportadores, pelos agentes comercializadores, pelos consumidores livres e consumidores especiais, segundo Nery (2012).

O agente de transmissão é administrado pelo ONS.

a) Categoria de Geração

O regime de serviço público de geração é aplicado às concessões e a outros atos de outorga do Poder Concedente. A outorga bem como a prorrogação de concessões, permissões e autorizações e ainda o aproveitamento do uso da água são regulamentados pela Lei nº 8.987/1995 e pela Lei 9.074/1995, conforme Tolmasquim (2015).

Os aproveitamentos hídricos de potência superior a 1.000 kW, e usinas térmicas de potência superior a 5.000 kW são destinadas a prestação de regime de serviço público, a partir de Concessão e mediante licitação, de acordo com Tolmasquim (2015). A concessão tem um prazo limite de 35 anos para recuperação dos investimentos e podiam ser prorrogadas até 20 anos quando outorgada antes da Medida Provisória nº144, de 11/12/2003; a outorga posterior a esta data podia ser prorrogada por igual período, limitado a 35 anos, conforme Tolmasquim (2015). A partir de 2013, a concessão só pode ser prorrogada por regime de cotas de garantia física, sob o qual a remuneração do gerador é destinada a cobrir o custeio de operação e manutenção.

O regime de autoprodução é a concessão ou autorização concebida à pessoa física ou jurídica, ou a empresas em consórcio para produzir energia para seu uso exclusivo, segundo Tolmasquim (2015). Estas empresas podem ceder e permutar energia e potência entre os autoprodutores consorciados ou mesmo a vender o excedente produzido a concessionário distribuidor mediante autorização do Poder Concedente, conforme Tolmasquim (2015).

Para aproveitamento hídrico de potência maior que 10 MW, é necessária concessão de uso de bem público, precedido de licitação. Para aproveitamento hídrico de potência entre 1 MW e igual a 10 MW ou termelétrica de potência maior que 5 MW é necessária uma autorização. Para aproveitamento hídrico de potência menor ou igual a 1 MW e termelétrica de potência menor ou igual a 5 MW exigem apenas uma comunicação à ANEEL para registro, de acordo com Tolmasquim (2015).

O regime de produção independente é a pessoa jurídica ou conjunto de empresas reunidas em consórcio, que tenham concessão ou autorização pelo poder concedente para produzir energia elétrica com a finalidade de comercialização, assumindo os riscos de negócio, segundo Tolmasquim (2015).

Aproveitamento hídrico de potência superior a 1 MW depende de concessão de uso do bem público, usina termelétrica de potência superior a 5 MW necessita de autorização do poder público, e os demais empreendimentos que não necessitam de autorização nem concessão devem comunicar a ANEEL para registro, conforme Tolmasquim (2015).

O produtor independente de energia (PIE) pode comercializar sua potência ou energia com consumidores livres, concessionários de serviço público e outros agentes e deve contribuir com encargos financeiros da exploração de energia elétrica. Estes encargos são: compensação financeira a estados, municípios e Distrito Federal, pela utilização dos recursos hídricos; taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica; quotas mensais da conta de desenvolvimento energético (CDE), segundo Tolmasquim (2015).

b) Categoria de Distribuição

Com o Novo Modelo, as distribuidoras de energia só podem contratar energia elétrica no ambiente regulado para atender os seus consumidores. As concessionárias, permissionárias e autorizadas devem atender integralmente o seu mercado, sendo

obrigadas a informar ao MME a energia necessária ao atendimento do seu mercado, conforme Tolmasquim (2015). Com isso, o MME quantifica a energia que deverá ser contratada e os empreendimentos de geração para referência do processo de contratação.

As distribuidoras e geradoras formalizam a compra de energia por meio de contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) através de leilões. Os leilões podem ser leilão de energia nova, originada de novos empreendimentos; leilão de energia existente, oriunda de empreendimentos em operação; leilão de fontes alternativas, originada de empreendimentos que produzem energia a partir de fontes alternativas (solar, eólica, biomassa) segundo Tolmasquim (2015).

Para contratar a totalidade da energia para atender o seu mercado consumidor, a distribuidora também pode adquirir energia proveniente da Energia de Itaipu¹, da Geração Distribuída², das usinas produtoras de energia que têm contrato no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica³ (PROINFA), de centrais nucleares, e de cotas de garantia física, segundo Tolmasquim (2015).

c) Agentes Comercializadores e Consumidores

Os agentes comercializadores compram e vendem energia elétrica na CCEE e são intermediários entre os geradores e consumidores objetivando diminuir os custos de transação⁴ e melhor atender os consumidores em suas necessidades de compra de energia para não ficarem descontratados, conforme Tolmasquim (2015).

Os comercializadores que negociam um volume de energia anual, referência ano anterior, maior ou igual a 500 GWh, têm participação obrigatória na CCEE, segundo Monteiro (2015).

¹ Energia adquirida pelas concessionárias de distribuição localizadas nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste produzida pela usina hidrelétrica de Itaipu.

² Geração descentralizada de pequeno tamanho que atende diretamente ao sistema de distribuição.

³ Instituído pela Lei nº 10.848/2004 tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis no SIN. As quotas de energia são rateadas entre os consumidores e seus custos divididos através das tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão.

⁴ É a consideração de que uma empresa não tem apenas o custo de produção. Os custos de transação são os custos de negociar, redigir e garantir que um contrato será cumprido.
Fonte: (<http://www.dep.ufscar.br/blog/iod/wp-content/uploads/2009/12/8-WILLIAMSON.pdf>)

Os comercializadores podem negociar energia tanto no mercado regulado, em leilão de energia existente ou leilão de ajuste; quanto podem negociar no mercado livre, no novo modelo, segundo Tolmasquim (2015).

O novo modelo divide a categoria de consumo conforme o ambiente de contratação na qual se encontram em: consumidores livres, consumidores potencialmente livres, consumidores especiais e consumidores cativos Tolmasquim (2015).

Os consumidores livres atuam no ACL e podem comprar energia de qualquer agente de geração, negociando bilateralmente preços e flexibilidades contratuais. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, devem ter carga maior ou igual a 3 MW, e a tensão de 69 kV ou superior. Após 7 de Julho de 1995, os novos consumidores livres não dependem do nível de tensão, conforme Lei nº 9.074/1995. Os consumidores livres podem comprar energia elétrica dos agentes de geração e comercialização.

Os consumidores potencialmente livres são os que têm as condições de um consumidor livre, mas optam por serem atendidos de forma regulada.

Conforme Tolmasquim (2015), os consumidores especiais são consumidores ou um conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato⁵ ou de direito⁶, com carga igual ou superior a 500 kW que podem comprar energia no ACL provenientes de fontes incentivadas especiais solar, eólica, e biomassa de até 30 MW e hidrelétrica de até 1 MW. Estes consumidores e fontes incentivadas têm direito a desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição. Também podem comprar energia de fontes convencionais especiais como as fontes solar, biomassa ou eólica que injetam potência de 30 MW a 50 MW ou de hidrelétricas de potência entre 1 MW a 50 MW que não sejam Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Estas fontes não dão direito a descontos nas tarifas de uso de transmissão e distribuição.

Os consumidores cativos, firmam contratos de adesão no ACR com a Distribuidora de energia da região onde estão situados, conforme Monteiro (2015). Recebem atenção especial da ANEEL para garantir os três princípios básicos do Código de Defesa do Consumidor com relação a prestação dos serviços essenciais: qualidade, continuidade e universalidade. A relação entre o consumidor e a Distribuidora é regulada pela Resolução nº 414/2010 que consolidou as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, conforme Tolmasquim (2015).

⁵ Localização das unidades consumidoras em áreas contíguas.

⁶ Titularidade de uma mesma pessoa jurídica, de suas controladas ou ambas.

d) Agentes de Transmissão

Transportam a energia elétrica do sistema de geração para central de distribuição ou a interligações de sistemas de geração, segundo Tolmasquim (2015). Semelhante a Distribuição, a Transmissão é um setor bem regulado e pode ser enquadrado como monopólio natural. O contrato de prestação do serviço público dos agentes concessionários é celebrado com o Estado e fiscalizado pela ANEEL. Estes contratos regulam os direitos e obrigações dos concessionários relativos ao poder concedente, aos usuários e ao ONS, responsável pela administração do sistema de transmissão, conforme Tolmasquim (2015).

A receita do transmissor vem da Receita Anual Permitida (RAP), remunerada pelos usuários que pagam os encargos do uso do sistema de transmissão, segundo Tolmasquim (2015). A concessão do serviço público de transmissão é arrematada, num processo de leilão, pela menor oferta da RAP e é válida por 30 anos conforme Tolmasquim (2015). A partir de 2013, a concessão pode ser prorrogada por igual período, mas com o regime de remuneração do custeio de operação e manutenção, com base na MP 579.

A contratação dos ativos de transmissão envolve vários instrumentos como: contratos de prestação de serviço de transmissão (CPST), contratos do uso do sistema de transmissão (CUST), Contratos de conexão (CCT) e contratos de prestação de serviços auxiliares (CPSA) (TOLMASQUIM, 2015).

O sistema de transmissão no Brasil tem dois componentes: a Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT) conforme Tolmasquim (2015). A Rede Básica é composta por instalações de transmissão e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensão igual ou superior a 230 kV no seu primário, conforme Tolmasquim (2015). As DITs são compostas por instalações de transmissão e equipamentos de subestação em qualquer tensão de uso exclusivo ou compartilhado com geradoras, ou uso exclusivo de consumidores livres, linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos e subestação até 230 kV, localizados em subestações na Rede Básica ou não, e outros, de acordo com Tolmasquim (2015).

2.1.3 Mercado de Energia Elétrica

O mercado de curto prazo é de responsabilidade da CCEE. É o mercado das diferenças entre os valores contratados pelos agentes (compra ou venda) e os efetivamente consumidos ou gerados, conforme Nery (2012).

Os montantes contratados pelos agentes são registrados na CCEE e os valores produzidos ou consumidos são coletados pelo sistema de coleta de dados de energia (SCDE) também pela CCEE. Os montantes liquidados no mercado de curto prazo são valorados pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), conforme Nery (2012). Estes valores são processados pelo sistema de contabilização e liquidação (SCL), informados mensalmente e liquidados financeiramente. Esta contabilização da CCEE é realizada para cada agente, segundo Nery (2012).

A contabilização é um processo no qual é totalizado o pagamento ou recebimento das energias que foram transacionadas no curto prazo, são agregados os valores de encargos de serviços do sistema e as penalidades para liquidação, por agente, conforme Nery (2012). As garantias financeiras são depositadas pelos agentes para assegurar as suas operações no mercado de curto prazo, conforme Nery (2012).

2.2 Fundamentos de Precificação e Risco em Contratos Livre de Energia

Segundo Takahashi (2008), as Distribuidoras de energia não são proprietárias de ativos de geração e não podem comercializar com consumidores livres. Estas devem atender integralmente seu mercado consumidor através de contratação de energia regulada oriunda de processo de leilão público, realizado com antecedência a data de consumo de energia, ou podem atender através de leilão de ajuste.

De acordo com Takahashi (2008), os leilões são mecanismos dinâmicos e eficientes utilizados na comercialização de bens em mercados complexos principalmente em situações onde não existem referências estáveis de preço. Os leilões podem ser definidos como um método formal para alocar recurso baseado na competição, onde o vendedor e o comprador buscam o maior benefício possível (Correia et al., 2003, apud, Takahashi, 2008). Os vencedores do leilão são aqueles que ofertam energia pelo menor preço por MW médio (Megawatt médio, unidade de energia) para atendimento da demanda, segundo Miguel (2014).

A celebração de contrato bilateral no ambiente de contratação livre formaliza operação de compra e venda de energia com condições negociadas livremente entre duas partes. Os contratos são registrados na CCEE pelos agentes vendedores e validados pelos comprados, não havendo necessidade de informação do preço negociado segundo Monteiro (2015) para serem contabilizados e liquidados pela CCEE.

“Os preços de curto prazo se baseiam no PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) mensal divulgado pela CCEE, já os contratos de longo prazo, são precificados com base na expectativa de equilíbrio entre oferta e demanda e valorados conforme custo de oportunidade de cada participante do mercado” (TAKAHASHI, 2008, p. 17).

Os consumidores ao optarem em atuar no mercado livre e atendendo todas as condições normativas para tal, devem ser agentes da CCEE e estão submetidos a todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas em legislação. Os agentes de geração, comercialização e importadores de energia elétrica também participam deste mercado.

Os consumidores livres devem estar 100% contratados em relação a verificação do total de energia consumida para não se submeterem a exposições no mercado de curto prazo ao PLD, ou sofrerem penalidades pela falta de lastro no horizonte anual. Segundo Takahashi (2008), o consumidor livre é responsável pela gestão de incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação, assumindo a tarefa de gerir a sua compra de energia e os riscos associados.

A liberdade de negociação permitida no mercado livre possibilita a celebração de contratos de compra e venda que utilizam mecanismos de flexibilidades que se adaptam às necessidades do mercado para melhor atender as incertezas com relação a demanda por energia e principalmente com relação ao preço, segundo Takahashi (2008). O grande nível de flexibilidade desses contratos dificulta tanto a precificação quanto a avaliação do risco, conforme Takahashi (2008).

2.2.1 Conceito de Benefício

A precificação de contratos de energia elétrica em ambientes de incertezas exige a avaliação de benefício e da exposição ao risco. Como medida de benefício geralmente é utilizado o valor presente esperado, mas para avaliação do nível de exposição ao risco de um contrato existem diversas alternativas, segundo Takahashi (2008).

Em avaliações econômicas, a medida de benefício mais utilizada é o valor presente esperado que representa melhor uma variável aleatória, podendo ser calculado com alguma segurança, mas o seu valor não é garantia total de acerto, de acordo com Takahashi (2008). Esta medida é a mais utilizada para mensurar o benefício de um contrato, segundo Takahashi (2008).

a) Benefício determinístico

O trabalho de Takahashi (2008) amplia o conceito de valor presente utilizado em formulação de fluxo de caixa determinístico em ambientes submetidos a incertezas onde os fluxos de caixa tenha natureza estocásticas.

De acordo com Takahashi (2008), um contrato-a-termo celebrado por um gerador que fornece uma quantidade fixa de energia x a um preço negociado P_t , pode ser representado abaixo.

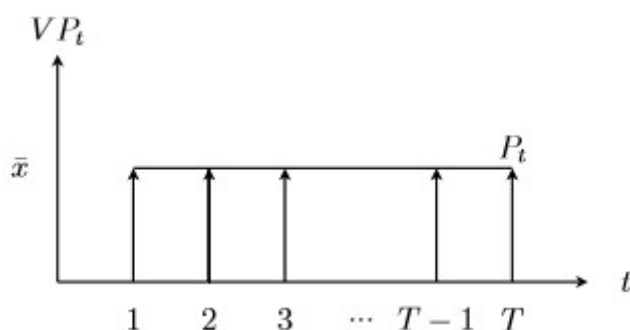


Figura 1: Valor presente determinístico
Fonte: Takahashi (2008)

O valor presente é calculado segundo expressão abaixo, sendo r a taxa de desconto, conforme Takahashi (2008).

$$VP_t = \sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t} \bar{x}$$

Os benefícios líquidos de um vendedor (gerador) ou comprador (consumidor livre) podem ser representados pela Figura 2 e pela Figura 3, onde k , é o preço de entrega do contrato e P é o preço de curto prazo (PLD), conforme Takahashi (2008).

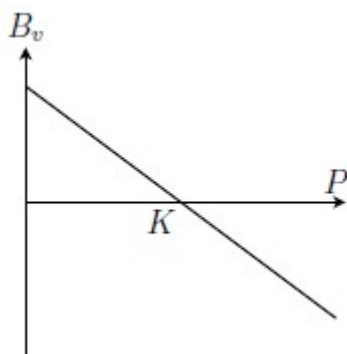


Figura 2: Benefício do vendedor
Fonte: Takahashi (2008)

O benefício do vendedor pode ser calculado como:

$$B_v = K - P$$

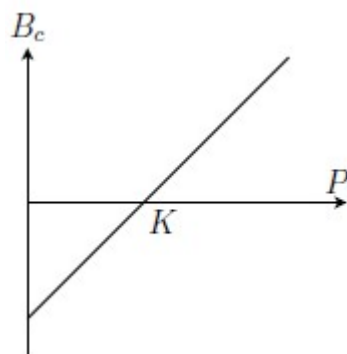


Figura 3: Benefício do comprador
Fonte: Takahashi (2008)

O benefício do comprador pode ser calculado como:

$$B_c = P - K$$

Caso o PLD baixe muito após o início do contrato o valor do benefício do vendedor fica positivo e o valor de benefício do comprador negativo. “Assim, o contrato é uma forma de compartilhamento de riscos entre vendedores e compradores” (TAKAHASHI, 2008, p. 48).

O benefício total esperado é calculado como somatório do benefício esperado de cada período de tempo T atualizado a valor presente por uma taxa de desconto. Os valores de PLD futuros são estimados matematicamente através de modelos que não serão abordados neste trabalho.

b) Benefício Probabilístico

Reproduzindo uma condição mais real, pode-se considerar um gerador que assina um contrato-a-termo entregando uma quantidade de energia x a um preço variável aleatoriamente com relação ao tempo, porém se conhecendo seu valor esperado $E[P_t]$, segundo Takahashi (2008).

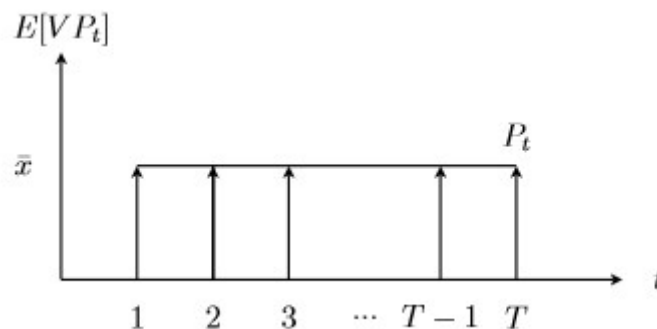


Figura 4: Valor presente probabilístico
Fonte: Takahashi (2008)

O valor presente probabilístico pode ser expresso abaixo, segundo Takahashi (2008):

$$E[VP_t] = \sum_{t=1}^T \frac{E[P_t]}{(1+r)^t} \bar{x}$$

2.2.2 Conceito de Risco

Com o mercado livre, os agentes ficaram mais expostos aos riscos contratuais devido a volatilidade do PLD e estes devem se proteger da alta volatilidade do preço no curto prazo, seja minimizando suas exposições, seja utilizando instrumentos eficazes para gerenciamento dos seus riscos, de acordo com Takahashi (2008). A relação entre oferta e demanda, as condições de clima, os custos de geração, a capacidade de transmissão são alguns fatores que afetam o preço da energia elétrica, conforme Takahashi (2008).

Assim, antes de se criar modelos de precificação de contratos de energia realizados no mercado de curto prazo é importante identificar os diferentes tipos de riscos envolvidos no problema,

conhecer os instrumentos de mitigação e os fatores que podem afetar os preços, permitindo assim que os modelos de previsão passem a considerar os principais riscos existentes (TAKAHASHI, 2008, p. 21).

O risco significa a probabilidade de ocorrer retornos diferentes dos esperados, retornos estes que podem ser tanto acima quanto abaixo dos esperados, conforme Nogueira (2015).

Com relação a portfólio de contratos, os riscos estão associados às incertezas com relação ao retorno esperado, e a eliminação total destes riscos pode implicar em custos econômicos inviáveis ou impossíveis, conforme Takahashi (2008). No que tange à atitude do investidor racional frente ao risco, este exige maiores retornos em função dos maiores riscos assumidos, segundo Osório (2015).

2.2.2.1 Tipos de Riscos em Mercado de Energia Elétrica

O mercado de energia elétrica possui características únicas diferentes dos mercados mais maduros como o mercado financeiro e o de *commodities* tradicionais. No mercado de energia elétrica brasileiro, após a introdução da competição no novo modelo setorial, apareceram novos riscos para os agentes do setor, que são tipificados por Takahashi (2008) como: risco de mercado, risco de liquidez, risco de crédito, risco regulatório e risco operacional.

O risco de mercado pode ser considerado como risco de perdas devido a variações nas taxas de câmbio, a taxas de juros ou a variações nos preços de energia elétrica e derivados, segundo Nogueira (2005). Como exemplo, um consumidor livre caso negocie com seu fornecedor um contrato inflexível futuro (volume de energia e preço não variáveis com o tempo), poderá se submeter ao risco do preço de contrato ser superior ao PLD de curto prazo no momento da liquidação financeira realizada pela CCEE. No caso do gerador, poderá enfrentar o risco de baixo retorno, se o preço de contrato estiver abaixo do preço de mercado de curto prazo.

O risco de crédito é a possibilidade de perdas financeiras devido a uma das partes contratuais não honrar com seu compromisso, conforme Nogueira (2005).

O risco de liquidez é a dificuldade de se negociar um ativo num momento e num preço desejado. A baixa liquidez acontece quando um ativo está com baixo volume de negócios e apresenta grandes diferenças entre o preço ofertado pelo comprador (quanto

o comprador está disposto a comprar) e o preço ofertado pelo vendedor (quanto gostaria de vender), segundo Takahashi (2008). Quando é necessário vender algum ativo num mercado pouco líquido, frequentemente o preço do ativo transacionado sofre impactos negativos forçando-o para baixo, de acordo com Takahashi (2008).

O risco regulatório representa as novas regulamentações do setor elétrico que impactam os agentes. Ultimamente, o Brasil vem apresentando grande incerteza regulatória o que acaba afugentando o potencial de investimento privado no setor, segundo Takahashi (2008). Também conforme Takahashi (2008), a falta de clareza nas regras e a possibilidade de mudança inesperada que não atenda de forma isonômica todos os agentes são fatores que formam o risco regulatório.

O risco operacional tem relação com a possibilidade de perdas como resultado do sistema e controles inadequados, falhas humanas ou falhas de gerenciamento, falhas nos sistemas informatizados, fraudes praticadas por terceiros e por empregados, conforme Nogueira (2005).

2.2.2.2 Parâmetros de risco contratual

Takahashi (2008) apresenta alguns parâmetros de risco contratual na precificação de contratos de energia no mercado de energia elétrica brasileiro, parâmetros estes de natureza aleatória e que afetam a rentabilidade de um contrato flexível. Os parâmetros são: o preço de liquidação das diferenças (PLD), encargo sobre serviços de sistema (ESS), fator de ajuste de garantia física (GSF).

De acordo com Takahashi (2008), o PLD e o ESS afetam o benefício dos consumidores e os parâmetros PLD e GSF afetam o benefício dos geradores.

a) Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

A volatilidade do PLD é um dos principais riscos na exposição contratual de um agente comercializador no mercado de curto prazo. O PLD valora a compra e venda no mercado de curto prazo. Este mercado de curto prazo liquida e contabiliza as diferenças entre o fluxo físico e o fluxo financeiro no setor elétrico, conforme Takahashi (2008). Num mercado com liquidez, a energia faltante com relação a um montante contratual pactuado bilateralmente é comprada no mercado de curto prazo a um preço único

dependente da oferta de geração e da demanda, conforme Takahashi (2008). Caso haja excedente de energia em relação ao contrato, esta energia é vendida.

O PLD é calculado através de modelos computacionais, Newave e Decomp, e é resultado do custo marginal de operação (CMO) que é o custo de se produzir uma unidade de energia adicional em resposta a uma unidade adicional de consumo no mercado, segundo Takahashi (2008). O PLD é calculado para cada submercado do SIN e apresenta um valor teto máximo e um valor mínimo determinados pela ANEEL, segundo Nery (2012).

O sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidráulico, o que exige do ONS levar em consideração a situação presente e cenários futuros de afluência para realizar a operação do sistema elétrico integrado (SIN), conforme Nery (2012). Então a definição de se utilizar a água armazenada nos reservatórios das usinas para gerar energia ou a escolha de se despachar usinas termelétricas para produção de energia elétrica postergando o esvaziamento destes reservatórios e mantendo-os acumulando energia armazenada para o futuro é um problema complexo de tomada de decisão cujo resultado se determina o custo total da operação e o CMO, segundo Nery (2012).

O Newave é o modelo computacional utilizado para programação da operação de médio prazo (até cinco anos) mensalmente e representação a sistemas equivalentes por meio da consideração de um único reservatório com a agregação de todas usinas de um submercado, conforme Nery (2012). “O Newave gera a função de custo futuro que indica o valor esperado da água em função do nível do reservatório” (NERY, 2012, p. 82).

O Decomp é um modelo computacional de operação de curto prazo (até dois meses), sendo o primeiro mês dividido semanalmente com vazões previstas e o “segundo mês aberto com cenários possíveis de vazões com usinas representadas individualmente” (NERY, 2012, p. 83). O Decomp determina o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação da primeira semana, segundo Nery (2012). Utiliza semanalmente a função de custo futuro determinada pelo Newave como fonte de informações do futuro do comportamento do sistema, segundo Nery (2012).

A predominância de geração hidráulica no SIN citada anteriormente implica num PLD com alta volatilidade que influencia a comercialização de energia elétrica, segundo Takahashi (2008).

Em Takahashi (2008), são utilizadas técnicas de análise de cenários para lidar com as incertezas do PLD.

b) Encargos e Tributos

Segundo Takahashi (2008), os tributos e encargos devem ser agregados ao benefício líquido esperado do contrato para formação do preço final da energia a ser negociada.

Os encargos setoriais são resultado de políticas governamentais com destinação específica no setor elétrico, conforme Azevedo (2015). Devido ao comportamento aleatório do encargo de serviço do sistema (ESS), um dos diversos encargos do setor, dificulta bastante a previsão do impacto no gasto com energia elétrica, segundo Takahashi (2008).

Alguns encargos setoriais, segundo Azevedo (2015):

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): tem o objetivo de custear as atividades de fiscalização da ANEEL com a cobrança aos geradores, distribuidoras e transmissoras;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA): objetiva aumentar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional. “Todos os agentes do SIN que comercializam com o consumidor final ou pagam pela utilização da rede de distribuição” pagam o PROINFA (AZEVEDO, 2015, p. 35);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): “promove o desenvolvimento energético dos Estados; universaliza o serviço de energia; reembolsa as distribuidoras com custo de despacho das térmicas” e outros (AZEVEDO, 2015, p. 35). Os agentes que comercializam com o consumidor final quem pagam este encargo;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): pagamento aos municípios que são afetados pelo alagamento das suas terras produtivas pelas usinas hidrelétricas;

- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética: investimento de parte da receita operacional líquida dos geradores, transmissoras e distribuidoras em pesquisa e desenvolvimento. Conforme Takahashi (2008), uma outra parte é destinada a programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são encaminhados ao Ministério de Ciência e Tecnologia, ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao MME a aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. A ELETROBRÁS, a ANEEL, o MME e o Ministério de Ciência e Tecnologia estão envolvidos com a gestão;

- Encargo de Serviços de Sistema (ESS): conforme Takahashi (2008), são custos destinados a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN e grande parte deste encargo refere-se à remuneração dos geradores termelétricos despachados pelo ONS para atendimento a restrições de transmissão;

- Reserva Global de Reversão (RGR): tem a finalidade de fornecer “recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também financiar a expansão e melhoria desses serviços” (AZEVEDO, 2015, p. 38);

- Encargo de Energia de Reserva (EER): objetiva contratar geradores com contratos de energia de reserva, e são custeados por todos os usuários do SIN, de acordo com Azevedo (2015);

- Taxa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): objetiva custear as atividades da CCEE por todos os agentes da Câmara, conforme Azevedo (2015).

Também os agentes devem pagar os encargos de transporte que têm por objetivo custear o transporte de energia elétrica nos sistemas de Transmissão e Distribuição dependendo de como o gerador e o consumidor estão conectados.

Segundo Takahashi (2008), os encargos de transporte são:

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): é a tarifa paga pelo uso da rede básica do sistema de transmissão pelos geradores de energia elétrica e os consumidores livres conectados a uma rede de tensão igual o superior a 230 Kv;

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): tarifa paga pelo uso do sistema de distribuição pelos geradores de energia elétrica e consumidores que não estejam conectados à rede básica;
- Transporte de energia elétrica de Itaipu;
- Custo de Conexão (CC): taxas que cobrem os custos de conexão e implantação de sistemas de medição;
- Perdas técnicas: rateio de perdas da rede básica entre os agentes de geração e agentes de consumo, 50% para cada, calculada pela CCEE.

A energia proveniente de fontes incentivadas especiais citadas anteriormente proporciona descontos nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição para geradores e consumidores.

Conforme Monteiro (2015), os consumidores livres além de custearem a energia negociada no mercado livre também devem pagar os encargos de transporte, conexão e encargos setoriais. Para o caso dos consumidores cativos, o valor da energia e dos encargos estão condensados nas tarifas de energia da Distribuidora a qual estão conectados e são definidas pela ANEEL. Estas tarifas são passíveis de reajustes anuais e revisões periódicas, no geral a cada cinco anos.

Além dos encargos, as pessoas físicas e jurídicas são obrigadas a recolher valores ao País, Estado e Município sob a forma de tributos. Nos preços de bens e serviços estão embutidos os impostos, o que não é diferente com a energia elétrica. No âmbito do setor elétrico os tributos podem ser divididos em tributos federais, estaduais e municipais, segundo Takahashi (2008).

Os tributos federais, segundo Takahashi (2008):

- Programa de Integração Social (PIS): objetiva financiamento do pagamento do seguro-desemprego e do abandono para os empregados;

- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): incidência do tributo sobre o faturamento mensal das empresas para manter programas sociais do governo federal. Os fatos geradores desse tributo são: operações de faturamento realizadas dentro do Brasil e importações de mercadoria e serviço estrangeiro, segundo Azevedo (2015);
- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ): dedução de parte da renda anual média de cada empresa ao governo. A sua incidência pode ser de dois regimes de apuração: o Lucro Real e o Lucro Presumido, segundo Azevedo (2015);
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL): “incide sobre as pessoas jurídicas e entes equiparados pela legislação do imposto de renda e se destina ao financiamento da seguridade social” (TAKAHASHI, 2008, p. 38).

Como tributo estadual, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) é o mais importante imposto na participação da tarifa, segundo Azevedo (2015), e é regulamentado pelo código tributário de cada Estado.

A Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) é de responsabilidade do Município e objetiva custear serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública, conforme Takahashi (2008).

Pode-se observar que alguns encargos setoriais e tributos aplicados aos geradores têm porcentagens definidas e são aplicados a uma base de cálculo como por exemplo, a receita anual de uma empresa, a receita operacional líquida ou o lucro real. O cálculo do peso destes tributos e encargos sobre a receita de um contrato de venda de energia é considerado por uma porcentagem equivalente sobre a receita do contrato, conforme Takahashi (2008).

Outros encargos setoriais que incidem sobre a geração de energia podem ser fixos em forma de tarifas que são definidos anualmente pela ANEEL, de acordo com Takahashi (2008).

c) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Conforme Takahashi (2008), o setor elétrico brasileiro apresenta também riscos relacionados à oferta e demanda de energia, à capacidade de transmissão e aos custos de geração. Devido a geração hidráulica ser predominante no setor elétrico, quando as hidrelétricas têm a necessidade de comprar energia para cumprir energeticamente seus contratos, os preços de curto prazo tendem a ser mais elevados.

Os riscos que o gerador hidrelétrico tem que gerir ou mitigar ocorrem em casos onde há exposição de lastro positiva (baixa contratação) a um PLD baixo ou ocorrem em caso de exposição de lastro negativa sendo o gerador obrigado a comprar energia a preços elevados de PLD (risco hidrológico).

Segundo Nery (2012), o MRE tem objetivo de minimizar o risco hidrológico das usinas despachadas pelo ONS que controla todo nível de geração destas usinas, controle este que pode comprometer suas garantias físicas com relação aos seus contratos de venda. “A participação no MRE é obrigatória para todas as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS e facultativa para as demais” (NERY, 2012, p. 97).

Conforme Takahashi (2008), a garantia física do sistema “corresponde a carga máxima que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%”, e a garantia física de cada usina é uma parcela da garantia física do sistema. A garantia física da usina é a quantidade de energia que uma usina pode comercializar seus contratos de venda sem exposição negativa no curto prazo.

O MRE é baseado na redistribuição da geração verificada no sistema realocando o excesso de geração de usinas que geraram acima de sua garantia física para as usinas que geraram abaixo de sua garanti física, conforme Nery (2012).

Podem ocorrer as seguintes situações no MRE, segundo Nery (2012):

- Caso a geração total das usinas participantes do MRE seja maior que a garantia física total do sistema, há excedente positivo (energia secundária) que é distribuído entre todas estas usinas na proporção de suas garantias físicas. Inicialmente há a realocação de energia dentro de cada submercado, depois há cessão entre submercados;

- Caso a geração total das usinas participantes do MRE seja igual a garantia física total do sistema, há a realocação de energia que garanta que todas atinjam seu nível de garantia física, primeiramente dentro de cada submercado e depois entre submercados;
- Caso a geração total das usinas participantes do MRE seja menor que a garantia física total do sistema, há um ajuste de garantia física de todas as usinas em proporções iguais e depois o MRE é processado normalmente.

Os custos de geração de energia produzidos pelos geradores que cederam sua energia no MRE são ressarcidos por todos os geradores que receberam a energia no MRE através da tarifa de energia de otimização (TEO) que valoriza as transações no MRE. A TEO, que é definida pela ANEEL, é aplicada a todas as usinas participantes do MRE, exceto à usina de Itaipu para qual é aplicada uma tarifa diferenciada, conforme Nery (2012).

Os riscos de operação da geração, seja pelo despacho centralizado do ONS ou por interrompimento temporário de energia, são mitigados pelo MRE.

O gerador também deve se preocupar com a gestão do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA) pois há penalidade, com redução de montantes de garantia física, para os geradores que não realizam um bom programa de manutenção para reduzir seus períodos de parada forçada e programada. “A penalidade consiste na redução de energia que será recebida no MRE e que deverá ser adquirida no mercado de curto prazo pago a PLD que apresenta um valor maior que a TEO” (NERY, 2012, p. 100).

O MRA é aplicado verificando-se a indisponibilidade da usina e comparando com um valor de referência definido pela ANEEL, segundo Nery (2012). A partir da Resolução ANEEL nº 266 de 2007, além das usinas despachadas centralizadamente, a aplicação do MRA foi estendida às usinas não despachadas pelo ONS, conforme Nery (2012). Os parâmetros para cálculo do indicador de indisponibilidade real das usinas despachadas são de responsabilidade do ONS, enquanto a CCEE apura as informações das usinas não despachadas com base nas próprias informações fornecidas por estas usinas, segundo Nery (2012).

2.2.3 Contrato a termo e suas características

Conforme Monteiro (2015), um contrato a termo no mercado livre é um acordo de compra e venda de energia entre partes com uma determinada data futura e preço especificado e forma de reajuste. Este preço é escolhido na realização do contrato e também é conhecido como preço de entrega, segundo Takahashi (2008).

O gerador é comprometido com a entrega de um montante de energia contratada ao preço de entrega, enquanto o consumidor é comprometido em pagar por esta energia pelo mesmo preço, independentemente do preço de curto prazo, segundo Takahashi (2008). Além disso, para cumprimento das obrigações das regras comerciais do setor elétrico, o gerador compra ou vende energia no mercado de curto prazo, dependendo da diferença entre a sua geração e o montante contratado, conforme Takahashi (2008).

2.3 Formação de Preços no ACL

A formação dos preços no ACL depende da oferta de energia e da procura por contratos de compra de energia e este preço é impactado diretamente com aumentos ou com reduções nos valores comercializados relacionados a prazos de duração, flexibilidades e tendências de mercados, segundo Souza (2012).

Os preços negociados em contratos de longo prazo, com prazos entre 2 a 10 anos, são influenciados pelos custos calculados para expansão do sistema, chamados de custo marginal de expansão (CME), e refletem o equilíbrio entre oferta e demanda projetada no SIN, por isso são mais conservadores, conforme Souza (2012).

Os contratos de médio prazo, entre 6 meses a 2 anos, são influenciados pelas informações do plano decenal de expansão (PDE) e pelos valores do custo marginal de expansão (CME), mas já se considerando o “comportamento dos preços praticados nos leilões que estimam os valores regulados futuros, dos CMOs e PLDs praticados resultantes da operação mensal” (SOUZA, 2012, p. 56).

Conforme Souza (2012), os contratos de curto prazo, entre 1 a 6 meses, são impactados mensalmente pelos valores de PLD dos últimos meses.

Os valores de tarifa praticados no mercado cativo pelas distribuidoras e calculados para um consumidor individual são a principal referência para os preços praticados no mercado livre em contratos de médio e longo prazo, conforme Souza

(2012). “Portanto, a tarifa média do ACR se torna um balizador de preços para o ACL, mesmo porque os consumidores buscam esse ambiente fundamentalmente pela economia gerada” (SOUZA, 2012, p. 56). Na negociação de curto prazo, é percebido que a contratação de pequenos montantes de energia é valorada pelo preço do PLD do submercado adicionado a este preço uma porcentagem, por exemplo, o preço ficaria em 120% do PLD, conforme Souza (2012).

Os volumes de energia transacionados no ACR representam maior parte do mercado e a sua tarifa média pode ser considerada como limite de preço de oportunidade do ACL, mas o mercado livre também movimentava grandes valores, conforme Souza (2012). Os leilões se praticados no ano de ajuste (A-0) ou no ano seguinte (A-1) também podem impactar os preços no curto e médio prazo, segundo Souza (2012).

2.4 Determinação dos custos dos consumidores no mercado livre e mercado cativo

O preço pago por um consumidor cativo é um balizador para formação do preço do mercado livre porque é uma referência aos consumidores que podem julgar a viabilidade financeira de migração do mercado cativo para o mercado livre.

No mercado cativo, o consumidor tem apenas o contrato celebrado com a Distribuidora.

a) Cálculo dos gastos de um consumidor cativo

Os gastos anuais de um consumidor cativo são calculados, conforme Faria (2008):

$$\text{Custo}_c = D_p + D_{fp} + C_{ETUSDp} + C_{ETUSDfponta} + C_p + C_{fp} \text{ onde,}$$

D_p - Custo com a demanda de ponta durante um ano, em (R\$);

D_{fp} - Custo com a demanda fora de ponta durante um ano, em (R\$);

C_{ETUSDp} - Custo anual da TUSD referente a encargos de energia na ponta, em (R\$);

$C_{ETUSDfponta}$ - Custo anual da TUSD referente a encargos de energia fora da ponta, em (R\$);

C_p - Custo com o consumo de ponta durante um ano, em (R\$);

C_{fp} - Custo com consumo fora de ponta durante um ano, em (R\$).

Os cálculos com a demanda são:

$$D_p = D_{ponta} \times T_{DPonta} \times 12$$

$$D_{fp} = D_{fponta} \times T_{DFPonta} \times 12$$

Onde,

D_{ponta} - Demanda de ponta mensal, em (kW);

D_{fponta} - Demanda fora de ponta mensal, em (kW);

T_{DPonta} - Tarifa de demanda na ponta, em (R\$/kW);

$T_{DFPonta}$ - Tarifa de demanda fora de ponta, em (R\$/kW).

Os cálculos com encargos do uso do sistema de distribuição são:

$$C_{ETUSDp} = C_{ponta} \times T_{USDEponta} \times 12$$

$$C_{ETUSDp} = C_{fponta} \times T_{USDEfponta} \times 12$$

Onde,

C_{ponta} - Consumo mensal de energia na ponta, em (MWh);

C_{fponta} - Consumo mensal de energia fora de ponta, em (MWh);

$T_{USDEponta}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição referente aos encargos de energia na ponta, em (R\$/MWh);

$T_{USDEfponta}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição referente aos encargos de energia fora de ponta, em (R\$/MWh).

Os cálculos com o consumo são:

$$C_p = C_{ponta} \times T_{ponta} \times 12$$

$$C_{fp} = C_{fponta} \times T_{fponta} \times 12$$

Onde,

C_{ponta} - Consumo mensal de energia na ponta, em (MWh);

C_{fponta} - Consumo mensal de energia fora de ponta, em (MWh);

T_{ponta} - Tarifa de consumo na ponta, em (R\$/MWh);

T_{fponta} - Tarifa de consumo fora de ponta, em (R\$/MWh).

b) Cálculo dos gastos de um consumidor livre

Além do contrato de compra e venda de energia celebrado com um gerador ou comercializadora no mercado livre, o consumidor livre deve ter um contrato de conexão ao sistema de distribuição (CCD) e deve ter um contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD). O CUSD possibilita o recebimento do consumidor da energia contratada com gerador através do uso da infra-estrutura do sistema de distribuição, sendo esta energia tarifada pela TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), conforme Faria (2008).

O consumidor livre então paga para o seu fornecedor no mercado livre e também paga à distribuidora pela TUSD, englobando demanda, encargos e energia reativa, segundo Faria (2008).

O consumidor livre ainda tem os custos de migração para o mercado livre com relação a adequação do seu sistema de medição ao sistema de medição da CCEE.

Os gastos anuais de um consumidor livre, segundo Faria (2008):

$$\text{Custo}_l = C_{\text{energia}} + C_{\text{TUSD}} + C_{\text{ESS}} \text{ onde,}$$

Custo_l - Custo anual do consumidor no mercado livre, em (R\$);

C_{energia} - Custo anual da energia consumida, em (R\$);

C_{TUSD} - Custo anual da TUSD, em (R\$);

C_{ESS} - Custo anual com encargos do serviço de sistema, em (R\$).

O consumidor livre é também responsável por arcar com parte das perdas da Rede Básica, que são as perdas rateadas entre a categoria de geração e a categoria de consumo. Para simulação desse custo, será considerada uma perda de 2,5% sobre o consumo.

Os cálculos com custo anual da energia consumida são:

$$C_{\text{energia}} = (C_{\text{ponta}} + C_{\text{fponta}}) \times 1,025 \times 12 \times P_{\text{energia}}$$

Onde:

Fator 1,025 - 2,5% de perdas sobre o consumo;

P_{energia} - Preço da energia negociada no contrato de compra e venda no mercado livre.

Os custos com uso do sistema de distribuição são:

$$C_{\text{TUSD}} = C_{\text{DTUSD}} + C_{\text{ETUSD}}$$

Onde:

C_{DTUSD} - Custo anual da TUSD referente à demanda, em (R\$);

C_{ETUSD} - Custo anual da TUSD referente a encargos de energia, em (R\$).

$$C_{\text{DTUSD}} = (D_{\text{ponta}} \times \text{TUSD}_{\text{ponta}} + D_{\text{fponta}} \times \text{TUSD}_{\text{fponta}}) \times 12$$

$$C_{\text{ETUSD}} = (C_{\text{ponta}} \times \text{TUSD}_{\text{Eponta}} + C_{\text{fponta}} \times \text{TUSD}_{\text{Efponta}}) \times 12$$

Onde:

$\text{TUSD}_{\text{ponta}}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição para a demanda na ponta, em (R\$/kW);

$\text{TUSD}_{\text{fponta}}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição para a demanda fora de ponta, em (R\$/kW);

$\text{TUSD}_{\text{Eponta}}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição referente aos encargos de energia na ponta, em (R\$/MWh);

$\text{TUSD}_{\text{Efponta}}$ - Tarifa de uso do sistema de distribuição referente aos encargos de energia fora de ponta, em (R\$/MWh).

Os cálculos com ESS são:

$$C_{\text{ESS}} = (C_{\text{ponta}} + C_{\text{fponta}}) \times V_{\text{ESS/EER}} \times 12$$

Onde:

$V_{\text{ESS/EER}}$ - Valor médio mensal dos encargos do serviço do sistema com os encargos de energia de reserva, em (R\$/MWh)

2.5 Estudo de Caso: Aplicação de critério de precificação para venda de energia elétrica de um gerador hidráulico no mercado livre brasileiro em 2015

Levando em consideração a oferta de preço de venda de energia elétrica de um gerador hidráulico no submercado sul a um consumidor livre de classe de tensão A2, e adotando-se critérios de precificação abordados anteriormente, os preços são influenciados de maneira diferente conforme prazos contratuais: curto-prazo, médio-prazo e longo prazo.

2.5.1 Estimativa de oferta de preço de energia convencional no curto prazo

O preço de curto-prazo tende a ser o PLD mais um ágio. O ágio deve ser composto pelos custos de encargos e impostos, como explanados na seção 2.2.2.2, na parte b, mais uma margem de lucro. O PLD pode ser acompanhado nas divulgações semanais realizadas pela CCEE ou pode ser previsto ou estimado através de simulações computacionais baseados em séries históricas de vazão. O preço de venda pode ser determinado por pesquisa de mercado; ou também em consulta e participação em Bolsas ou Plataformas de negócios de energia, como a Plataforma BRIX por exemplo.

2.5.2 Estimativa de oferta de preço de energia convencional no médio prazo (1 ano)

Conforme Souza (2012), as tarifas do ACR são balizadores de preços do ACL porque os consumidores estão em busca do menor custo de energia. Para o consumidor ter certeza da viabilidade de migração do mercado cativo para o mercado livre, simulações de seus custos nos dois tipos de mercado devem ser realizadas. Da mesma forma, é importante o gerador ter o conhecimento do preço no mercado cativo para poder ofertar preços competitivos no mercado livre para os novos consumidores que optaram pela migração ao mercado livre.

Os custos dos consumidores nos ambientes livre e cativos são tratados abaixo.

Considerando a empresa A como um consumidor cativo de classe de tensão A2, no submercado sul e conectado a Copel Distribuição, com as características de demanda

e consumo descritas na Tabela 1, se pode calcular o seu custo no mercado cativo no ano de 2015.

2.5.2.1 Custos da empresa A no mercado cativo

Os valores de consumo utilizados são valores médios mensais oriundos de um consumidor real, no ano de 2015, assim como seus valores de demanda com o objetivo do cálculo ser mais fidedigno possível. O valor de PIS/COFINS efetivo é utilizado pela Copel Distribuição, mas seu valor pode mudar mensalmente, e o ICMS de 29% é o ICMS do Estado do Paraná.

Tabela 1: Características do consumidor A no mercado cativo

Mercado Cativo		
Tensão	A2	kV
Modalidade Tarifa	Azul	
Demanda Ponta	13.294,000	kW
Demanda Fora Ponta	13.294,000	kW
Consumo Ponta	702,122	MWh
Consumo Fora Ponta	6.955,071	MWh
ICMS	29%	
PIS /COFINS	7,2%	

Os valores de tarifa de energia e de demanda e os valores de encargos de uso do sistema de distribuição estão na Tabela 2, de acordo com o reajuste tarifário anual de 2015 da Copel Distribuição.

Tabela 2: Informações tarifárias – Copel Distribuição

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			RS/kW	RS/MWh	RS/MWh
A2 (88kV A 138kV)	AZUL	P	R\$ 11,43	R\$ 68,98	R\$ 438,69
		FP	R\$ 2,82	R\$ 68,98	R\$ 268,97

Fonte: Resolução Homologatória nº 1.897 de 16 de Junho de 2015

Com base nas expressões da seção 2.4 letra a, os custos mensais do consumidor no mercado cativo foram calculados e organizados na Tabela 3, também seguindo a proposta de Monteiro (2015). Os cálculos destes custos se encontram detalhados no Apêndice A. Não foram utilizadas as bandeiras tarifárias pois estas não foram

consideradas pela ANEEL quando do reajuste tarifário anual para o período de 2015. A função das bandeiras é de gerar um impacto imediato nos consumidores, antecipando a cobrança de custos que seria realizada somente no reajuste tarifário anual posterior. As bandeiras tarifárias foram criadas pela ANEEL para sinalizar o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo, conforme ANEEL. São três as bandeiras, a bandeira verde que não representa um custo adicional aos consumidores; a bandeira amarela que representa um custo adicional de 15 R\$/MWh e a bandeira vermelha, que representa um custo adicional de 45 R\$/MWh.

O objetivo de não utilizar a bandeira é comparar os custos do cativo e seu preço, com os valores de CMO divulgados no PDE 2024, seguindo a assertiva de Souza (2012), que os preços do mercado livre de médio prazo são influenciados pelo PDE e o pelo preço do cativo.

Tabela 3: Custos do consumidor A no mercado cativo

REH n. 1.897, de 16 de Junho de 2015		MERCADO CATIVO					
GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ANEEL ACR	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 438,69	702,122	7,2%	29%	R\$ 308.013,90	R\$ 482.780,41
Consumo Fora Ponta	R\$/MWh	R\$ 268,97	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 1.870.705,45	R\$ 2.932.140,20
Demanda Ponta	R\$/kWh	R\$ 11,43	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 151.950,42	R\$ 238.166,80
Demanda Fora Ponta	R\$/kWh	R\$ 2,82	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 37.489,08	R\$ 58.760,31
TUSD Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	702,122	7,2%	29%	R\$ 48.432,38	R\$ 75.912,81
TUSD Consumo F. Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 479.760,80	R\$ 751.976,17
TOTAL						R\$ 2.896.352,02	R\$ 4.539.736,71

2.5.2.2 Custos da empresa A no mercado livre e determinação do break-even

Para o cálculo dos custos da empresa A foram considerados os gastos médios que esta empresa teria no mercado livre, conforme Tabela 4.

O sistema de comunicação é o gasto médio mensal pela disponibilização de rede pelo consumidor, através de contratação de serviço de telecomunicação, para estabelecimento de troca de dados de medição com o sistema da CCEE, o SCDE (Sistema de Coletas de Dados de Energia).

Outros gastos que o consumidor também tem que arcar no mercado livre são as despesas com os encargos do serviço do sistema (ESS) e com os encargos de energia de Reserva (EER), representadas na Tabela 4 por ESS/EER. O seu valor 9,01 R\$/MWh por mês, foi resultado de uma média dos gastos com esses encargos ao longo do ano de 2015.

A contribuição CCEE é a contribuição mensal do consumidor livre pela obrigatoriedade de associação a esta Câmara.

As perdas da rede básica consideradas foram de 2,5%.

Tabela 4: Parcelas de custos médio do consumidor A no mercado livre

Mercado Livre		
Energia Convencional	1	sem incentivo
Sistema de Comunicação	R\$ 900,00	R\$/mês
Perdas	2,50%	
ESS/ERR	R\$ 9,01	R\$/MWh
Contribuição CCEE	R\$ 1.000,00	Mês

Baseando-se nas expressões da seção 2.4, parte b, os custos mensais do consumidor no mercado livre foram calculados e organizados na Tabela 6, também seguindo Monteiro (2015). O consumidor livre por estar utilizando a rede de distribuição também tem que arcar com os custos da Distribuidora local, custos estes que estão explicitados na Tabela 5, construída com base em Monteiro (2015). Os cálculos destes custos também se encontram detalhados no Apêndice A.

Tabela 5: Custos do consumidor A com a Distribuidora Local

REH n. 1.897, de 16 de Junho de 2015		MERCADO LIVRE					
GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ANEEL ACR	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo Ponta	R\$/MWh		702,122	7,2%	29%	R\$ -	R\$ -
Consumo Fora Ponta	R\$/MWh		6.955,071	7,2%	29%	R\$ -	R\$ -
Demanda Ponta	R\$/kWh	R\$ 11,43	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 151.950,42	R\$ 238.166,80
Demanda Fora Ponta	R\$/kWh	R\$ 2,82	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 37.489,08	R\$ 58.760,31
TUSD Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	702,122	7,2%	29%	R\$ 48.432,38	R\$ 75.912,81
TUSD Consumo F. Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 479.760,80	R\$ 751.976,17
TOTAL DISTRIBUIDORA						R\$ 717.632,67	R\$ 1.124.816,10

Tabela 6: Custos do consumidor A no mercado livre

GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ACL	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo	R\$/MWh	R\$ 302,51	7.657,193	0%	29%	R\$ 2.316.377,45	R\$ 3.262.503,46
Perdas na rede básica	R\$/MWh		191,430	0%	29%	R\$ 57.909,44	R\$ 81.562,59
ESS + EER	R\$/MWh	R\$ 9,01	7.657,193	0%	0%	R\$ 68.991,31	R\$ 68.991,31
Contribuição CCEE	R\$/Mês	R\$ 1.000,00	1	0%	0%	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Canal de Comunicação	R\$/ Mês	R\$ 900,00	1	0%	0%	R\$ 900,00	R\$ 900,00
						R\$ -	R\$ -
TOTAL GERADORA + ENCARGOS						R\$ 2.445.178,20	R\$ 3.414.957,35
TOTAL DISTRIBUIDORA + GERADORA + ENCARGOS							R\$ 4.539.773,45

O cálculo do custo total mensal do consumidor no mercado livre foi realizado de maneira que seu valor se igualasse ao custo total mensal do consumidor no mercado cativo, através da variação do preço de compra de energia estabelecida em contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado entre o consumidor e um gerador no

mercado livre. Esse equilíbrio de custo total também é conhecido como break-even.

Então o consumidor pagando o preço da energia no preço de equilíbrio, preço de 302,51 R\$/MWh que pode ser verificado na Tabela 6, teria um custo total mensal no mercado livre de R\$ 4.539.773,45, assim como teria um custo total mensal de R\$ 4.539.736,71 no mercado cativo, conforme Tabela 3. Essa pequena diferença deve-se ao arredondamento em duas casas decimais do preço de equilíbrio. Cabe ressaltar que, no preço de equilíbrio, devem estar embutidos os encargos, tributos, valoração de riscos de mercado e margens de lucro do gerador.

2.5.2.3 Critério de precificação de contrato de venda de energia elétrica convencional no médio prazo de um gerador hidráulico no mercado livre brasileiro

Conhecendo-se o preço de equilíbrio, o gerador o pode utilizar como referência para o seu processo de precificação contratual no mercado livre. Faz-se necessária a verificação de que o preço praticado no mercado livre está mais atrativo que o preço praticado no mercado cativo, ou seja, que o preço estabelecido em contratos de energia do mercado livre seja inferior ao preço de equilíbrio.

Seguindo a assertiva de Souza (2012), de que os contratos de médio prazo são influenciados pelo plano decenal de expansão e também pelo comportamento dos preços praticados em leilões que estimam os valores regulados futuros e valores do CMO, o CMO estimado pelo PDE 2024 para 2015 da Figura 5 pode ser comparado com o valor do preço do mercado cativo de 2015 calculado ex-post para verificação desta tendência.

O preço do cativo para um consumidor A2 pode ser calculado como:

$$\text{Preço}_{\text{cativo}} = (C_{\text{ponta}} \times T_{\text{ponta}} + C_{\text{fponta}} \times T_{\text{fponta}}) / (C_{\text{ponta}} + C_{\text{fp}})$$

Onde,

C_{ponta} - Consumo mensal de energia na ponta, em (MWh);

C_{fponta} - Consumo mensal de energia fora de ponta, em (MWh);

T_{ponta} - Tarifa de consumo na ponta, em (R\$/MWh);

T_{fponta} - Tarifa de consumo fora de ponta, em (R\$/MWh).

$$\text{Preço}_{\text{cativo}} = (702,122 \times 438,69 + 6.955,071 \times 268,97) / (7657,193)$$

$$\text{Preço}_{\text{cativo}} = 284,53 \text{ R\$/MWh}$$

O preço do mercado cativo calculado ex-post para o consumidor A2 no submercado sul ficou em 284,53 R\$/MWh, enquanto o CMO previsto no PDE 2024 para o mesmo ano e submercado foi de 286 R\$/MWh, assim se verificando que de fato o preço do mercado cativo teve correlação com a tendência do CMO estimada no PDE 2024.

Segundo o PDE 2024, devido ao porte e a motorização de algumas usinas planejadas e do comportamento da projeção do consumo, os custos marginais de operação (CMO) médios anuais variam com o tempo, e podem ficar algumas vezes abaixo do valor do custo marginal de expansão de referência do sistema (CME), para este período decenal de planejamento, do ano de 2015 a 2024, ilustrado pela Figura 5. O valor do CME ficou em 139 R\$/MWh, conforme PDE 2024. A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia realizados até abril de 2015, conforme PDE 2014.

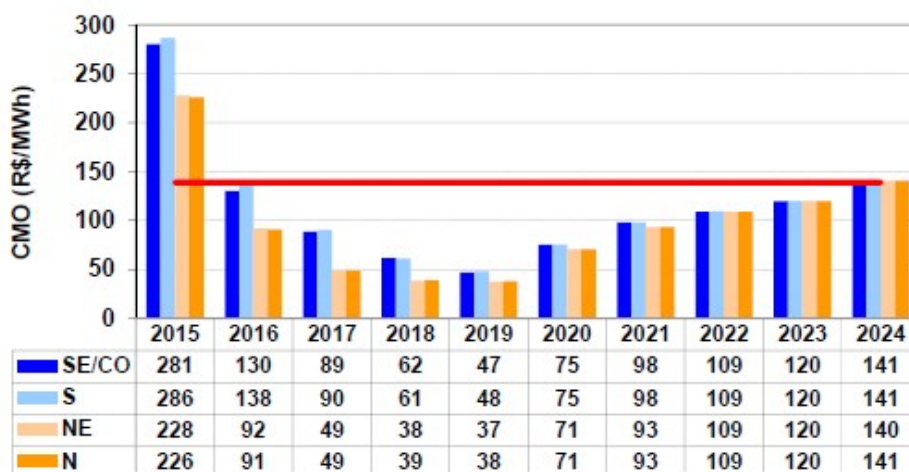


Figura 5: Custo marginal de operação por subsistema
Fonte: PDE 2024

Além disso, através de pesquisas de mercado e de participação em plataformas de negociação de energia, o gerador poderá melhor conhecer a tendência de preços praticados no mercado livre de energia para precificar sua oferta de energia de maneira mais competitiva possível e visando auferir lucro.

O PLD é um parâmetro de preço também importante no processo da precificação pois deve ser, na média, inferior ao preço contratual negociado bilateralmente no mercado livre, para que o benefício líquido do vendedor seja positivo.

3 CONCLUSÃO

A introdução da competição no novo modelo do setor elétrico propiciou maior liquidez e maiores flexibilidades contratuais nas negociações bilaterais no mercado livre, porém deixou os agentes expostos a riscos setoriais como, à alta volatilidade do PLD, riscos regulatórios, riscos de mercado, riscos operacionais, volatilidade de encargos e ao GSF, afetando a rentabilidade ou benefício de um contrato flexível. Parâmetros de risco contratual como o PLD e o ESS afetam o benefício contratual dos consumidores livres enquanto o PLD e o GSF afetam o benefício contratual dos geradores.

A utilização de mecanismos de flexibilidade adapta as necessidades dos agentes ao mercado e ao mesmo tempo objetiva melhor atender as incertezas de preço e demanda de energia porém, o grande nível de flexibilidade dificulta a precificação de contratos como também a avaliação de seu risco.

O gerador e o consumidor livre são responsáveis pela gestão de incertezas e por suas decisões na contratação de energia, assumindo a tarefa de gerir sua venda e compra e os riscos associados.

A formação de preços no mercado livre depende da oferta e demanda por contratos de compra e o preço é impactado diretamente por valores comercializados, prazos de duração de contrato, flexibilidades e tendências de mercado.

Os preços negociados em contratos de longo prazo, são influenciados pelo custo marginal de expansão (CME) refletindo o equilíbrio entre oferta e demanda no SIN. Os preços dos contratos de médio prazo, são influenciados pelas informações do plano decenal de expansão (PDE) e pelo CME, considerando o comportamento dos preços dos leilões do mercado cativo dos quais são estimados os valores regulados futuros, dos CMOs e PLDs resultantes da operação mensal. Os contratos de curto prazo são impactados pelo PLD.

O estudo de caso abordou critérios de precificação para celebração de um contrato de venda de energia convencional inflexível de um gerador hidráulico no mercado livre, no curto e no médio prazo, dentro do submercado sul, para um consumidor livre de nível de tensão A2, no ano de 2015.

O preço de equilíbrio, break-even, assim como o preço do mercado cativo ao qual é submetido um consumidor de nível de tensão A2, foram calculados para avaliação do custo do consumidor no mercado cativo, utilizando a premissa abordada no trabalho de que a tarifa média do cativo é um balizador de preços para o mercado livre.

Foi possível verificar que de fato o preço do cativo, calculado ex-post para o ano de 2015, foi influenciado pela tendência do CMO estimada anteriormente pelo PDE 2024.

Além do cálculo do preço do cativo, para auxiliar o processo de precificação contratual de médio prazo no mercado livre, o gerador pode realizar pesquisas de mercado e participar de plataformas de negociação de energia para conhecer melhor a tendência de preços negociados e decidir um preço de venda mais competitivo perante a concorrência.

A estimativa de PLD futuro também é um parâmetro de risco importante e seu valor médio deve ser inferior ao preço contratual, ao longo do período de vigência do contrato, para que o benefício líquido do gerador seja positivo.

Os impostos e encargos devem ser embutidos no preço de venda e também a margem de lucro.

Com relação ao mercado de curto prazo, o preço tende a ser o valor do PLD mais um ágio que deve englobar os custos de encargos, impostos e uma margem de lucro. A pesquisa de preços de mercado bem como a participação em plataformas de negociação de energia são também importantes para verificação da tendência do preço praticado no mercado.

4 REFERÊNCIAS

NERY, EDUARDO: **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

TOLMASQUIM, MAURÍCIO T.: **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2. ed. Rio de Janeiro. Editora Synergia, 2015.

BRASIL. Decreto nº 3520 de 21 de Junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e dá outras providências. Presidência da República, Subchefia de Assuntos Jurídicos. Brasília, 2000.

BRASIL. Decreto nº 5.184 de 16 de Agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 2004.

BRASIL. Decreto nº 5.175 de 9 de Agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 2004.

BRASIL. Decreto nº 5.081 de 14 de Maio de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de Maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de Março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 2004.

MIGUEL, FRANKLYN KELLY: **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Curitiba: ISAE/FGV, 2014. 327 páginas. Apostila.

BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de Agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de Março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 2004.

MONTEIRO, GISELE: **Comercialização de Energia Elétrica e Leilões**. Curitiba: ISAE/FGV, 2015. 146 páginas. Apostila.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 2004.

BRASIL. Lei nº 9.074 de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, 1995.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 414 de 9 de Setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, 1995.

TAKAHASHI, LETÍCIA. **Precificação de Contratos Flexíveis de Energia Elétrica: Contrato-a-termo e Opção.** 2008. 173 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008.

OZÓRIO, DIEGO DE MAGALHÃES. **Finanças Corporativas.** Curitiba: ISAE/FGV, 2015. 96 páginas. Apostila.

NOGUEIRA, VANESSA ZANATTA MACHADO. **Gestão de Riscos: A importância do gerenciamento de riscos nas empresas e na EMGEA.** 2005. 59 f. Trabalho (Curso de Especialização em Controladoria e Finanças) – Fundação Getúlio Vargas, 2005.

AZEVEDO, CRISTIANO AUGUSTO GANS VIOTTI. **Tributos e Encargos no Sistema Elétrico.** Curitiba: ISAE/FGV, 2015. 40 páginas. Apostila.

SOUZA, HELEN PAULA DUTRA DE. **Comercialização de Energia Elétrica na Visão do Consumidor Potencialmente Livre: Uma Abordagem Baseada Em Dinâmica de Sistemas.** 2012. 209 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2012.

FARIA, SAMUEL TRAVALÃO. **Redução de Custos Com Mercado Livre de Energia.** 9 f. Trabalho de Graduação (Artigo) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

BRASIL. Resolução Homologatória ANEEL nº 1.897 de 16 de Junho de 2015. Homologa o Resultado do Reajuste Tarifário de 2015. Brasília, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Rio de Janeiro, 2015. Relatório.

APÊNDICE A

- a) Demonstração do cálculo dos custos da empresa A no mercado cativo, da seção 2.5.2.1

Tabela 7: Custos do consumidor A no mercado cativo

REH n. 1.897, de 16 de Junho de 2015		MERCADO CATIVO					
GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ANEEL ACR	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 438,69	702,122	7,2%	29%	R\$ 308.013,90	R\$ 482.780,41
Consumo Fora Ponta	R\$/MWh	R\$ 268,97	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 1.870.705,45	R\$ 2.932.140,20
Demanda Ponta	R\$/kWh	R\$ 11,43	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 151.950,42	R\$ 238.166,80
Demanda Fora Ponta	R\$/kWh	R\$ 2,82	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 37.489,08	R\$ 58.760,31
TUSD Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	702,122	7,2%	29%	R\$ 48.432,38	R\$ 75.912,81
TUSD Consumo F. Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 479.760,80	R\$ 751.976,17
TOTAL						R\$ 2.896.352,02	R\$ 4.539.736,71

$$\text{Custo}_c = D_p + D_{fp} + C_{ETUSDp} + C_{ETUSDfponta} + C_p + C_{fp}$$

$$C_p = (438,69 \times 702,122) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 482.780,41$$

$$C_{fp} = (268,97 \times 6.955,071) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 2.932.140,20$$

$$D_p = (11,43 \times 13.294,000) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 238.166,80$$

$$D_{fpc} = (2,82 \times 13.294,000) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 58.760,31$$

$$C_{ETUSDp} = (68,98 \times 702,122) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 75.912,81$$

$$C_{ETUSDfponta} = (68,98 \times 6.955,071) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) = R\$ 751.976,17$$

$$\text{Custo}_c = R\$ 4.539.736,71$$

- b) Demonstração do cálculo dos custos da empresa A no mercado livre, da seção 2.5.2.2

Tabela 8: Custos do consumidor A com a Distribuidora Local

REH n. 1.897, de 16 de Junho de 2015		MERCADO LIVRE					
GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ANEEL ACR	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo Ponta	R\$/MWh		702,122	7,2%	29%	R\$ -	R\$ -
Consumo Fora Ponta	R\$/MWh		6.955,071	7,2%	29%	R\$ -	R\$ -
Demanda Ponta	R\$/kWh	R\$ 11,43	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 151.950,42	R\$ 238.166,80
Demanda Fora Ponta	R\$/kWh	R\$ 2,82	13.294,000	7,2%	29%	R\$ 37.489,08	R\$ 58.760,31
TUSD Consumo Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	702,122	7,2%	29%	R\$ 48.432,38	R\$ 75.912,81
TUSD Consumo F. Ponta	R\$/MWh	R\$ 68,98	6.955,071	7,2%	29%	R\$ 479.760,80	R\$ 751.976,17
TOTAL DISTRIBUIDORA						R\$ 717.632,67	R\$ 1.124.816,10

$$C_{TUSD} = C_{DTUSD} + C_{ETUSD}$$

$$C_{DTUSD} = (D_{\text{ponta}} \times TUSD_{\text{ponta}} + D_{\text{fponta}} \times TUSD_{\text{fponta}})$$

$$C_{DTUSD} = (11,43 \times 13.294,000) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) + (2,82 \times 13.294,000) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29))$$

$$C_{DTUSD} = R\$ 238.166,81 + R\$ 58.760,31$$

$$C_{DTUSD} = R\$ 296.927,13$$

$$C_{ETUSD} = (C_{\text{ponta}} \times TUSD_{E\text{ponta}} + C_{\text{fponta}} \times TUSD_{E\text{fponta}})$$

$$C_{ETUSD} = (68,98 \times 702,122) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29)) + (68,98 \times 6.955,071) \times (1/(1 - 0,072 - 0,29))$$

$$C_{ETUSD} = R\$ 75.918,81 + R\$ 751.976,17$$

$$C_{ETUSD} = R\$ 827.888,99$$

Custo total com a Distribuidora:

$$C_{TUSD} = C_{DTUSD} + C_{ETUSD}$$

$$C_{TUSD} = R\$ 296.927,13 + R\$ 827.888,99$$

$$C_{TUSD} = R\$ 1.124.816,10$$

Tabela 9: Custos do consumidor A no mercado livre

GRANDEZA ELÉTRICA	UNIDADE	TARIFAS ACL	MONTANTE	PIS / COFINS	ICMS	IMPORTES SEM IMPOSTO	IMPORTE COM IMPOSTO
Consumo	R\$/MWh		7.657,193	0%	29%	R\$ 2.316.377,45	R\$ 3.262.503,46
Perdas na rede básica	R\$/MWh	R\$ 302,51	191,430	0%	29%	R\$ 57.909,44	R\$ 81.562,59
ESS + EER	R\$/MWh	R\$ 9,01	7.657,193	0%	0%	R\$ 68.991,31	R\$ 68.991,31
Contribuição CCEE	R\$/Mês	R\$ 1.000,00	1	0%	0%	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Canal de Comunicação	R\$/Mês	R\$ 900,00	1	0%	0%	R\$ 900,00	R\$ 900,00
						R\$ -	R\$ -
TOTAL GERADORA + ENCARGOS						R\$ 2.445.178,20	R\$ 3.414.957,35
TOTAL DISTRIBUIDORA + GERADORA + ENCARGOS							R\$ 4.539.773,45

$$C_{\text{custo1}} = C_{\text{energia}} + C_{TUSD} + C_{\text{ESS}}$$

$$C_{\text{energia}} = (C_{\text{ponta}} + C_{\text{fponta}}) \times 1,025 \times P_{\text{energia}}$$

$$C_{\text{energia}} = 7.657,193 \times 1,025 \times 302,51 \times (1/(1 - 0,29))$$

$$C_{\text{energia}} = R\$ 3.344.066,04$$

$$C_{\text{ESS/EER}} = 9,01 \times 7.657,193$$

$$C_{\text{ESS/EER}} = R\$ 68.991,31$$

Contribuição CCEE: R\$ 1.000,00

Canal de Comunicação: R\$ 900,00

Custo do Consumidor A no mercado livre + custo com a Distribuidora:

$$\text{Custo}_1 = (\text{R\$ } 3.344.066,04 + \text{R\$ } 68.991,31 + \text{R\$ } 1.000,00 + \text{R\$ } 900,00) + \text{R\$ } 1.124.816,10$$

$$\text{Custo}_1 = 4.539.773,45$$