

**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**MONOGRAFIA DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA  
ENERGÉTICA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO  
LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Jader Barbieri Revely

Coordenador do Curso: Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

Orientador de Conteúdo: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo

2017

**Jader Barbieri Revely**

**“Análise de viabilidade para migração para o mercado livre de energia elétrica”.**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração:  
Comercialização de energia elétrica

Coordenador do Curso: Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira  
Orientador: Prof. Dr. Roberto Castro

São Paulo  
2017

## FICHA CATALOGRÁFICA

Revely, Jader Barbieri

Análise de viabilidade para migração para o mercado livre de energia elétrica / J.B.Revely. -- São Paulo, 2017.

54 p.

Monografia (Especialização em Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Comercialização de Energia. 2. Mercado Livre. I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

Dedico este trabalho à minha esposa  
Gabriela Abissamra que sempre me  
apoia e a meus pais que me permitiram  
o crescimento profissional e pessoal para  
me tornar a pessoa que sou hoje.

## **AGRADECIMENTOS**

Principalmente ao Prof. Dr. Roberto Castro pela orientação, pelos conhecimentos, pelo apoio durante todo o desenvolvimento e por ter aceitado o desafio de ser o meu orientador nesta monografia.

Aos colegas Rodrigo Poppi e Rafael Mordini pela parceria, trabalhos e amizade durante todo o curso.

A todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram direta e indiretamente para que este trabalho fosse realizado.

## **RESUMO**

Após a publicação da Lei nº 9.074 de julho de 1995 são oficialmente estabelecidos no Brasil dois ambientes de comercialização de energia. Surge então o ambiente de comercialização livre, o chamado mercado livre, que permite que um consumidor de energia tenha direito de livre escolha de seu fornecedor bem como da negociação direta de preços e prazos de fornecimento.

O presente trabalho realiza um estudo sobre um caso real e, através da composição de todos os custos envolvidos do processo da migração, propõe uma metodologia para analisar a viabilidade da migração do mercado cativo para o mercado livre.

**Palavras chave:** Comercialização de Energia. Mercado Livre.

## **ABSTRACT**

According published in the Law No. 9,074 on July 1995, there are two energy-trading environments officially established in Brazil. The free market environment, called free market, which allows an energy consumer to have the straight to choose each supplier as well as direct negotiation of prices and delivery times.

The present work studies a real case and through the composition of costs involved in the migration process, proposes a methodology to analyze the viability of the migration from the regular market to free market.

**Key words:** Energy Trading. Free Market.

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1.1: Gráfico de Energia Armazenada versus PLD	13
Figura 1.2: Evolução das tarifas de energia elétrica das grandes distribuidoras	14
Figura 1.3: Gráfico de Energia Armazenada versus PLD comentado	15
Figura 1.4: Evolução das tarifas de energia elétrica das grandes distribuidoras	15
Figura 3.1: Esquema das instituições e agentes envolvidos no setor elétrico brasileiro	25
Figura 3.2: Custos de energia para cada um dos tipos de contratação	28
Figura 4.1: Gráfico de evolução do PLD em um submercado	36
Figura 4.2: Gráfico comparativo do PLD máximo e mínimo por ano	37
Figura 5.1: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)	44
Figura 5.2: Gráfico comparativo de faturamento mensal ACR x ACL	49

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 5.1: Detalhamento dos dados de medição de energia	38
Tabela 5.2: Tarifas aplicadas da distribuidora local	39
Tabela 5.3: Detalhamento dos gastos de energia elétrica	39
Tabela 5.4: Cálculo da tarifa média de energia elétrica	40
Tabela 5.5: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas	41
Tabela 5.6: Resumo da despesa de energia em processamento	42
Tabela 5.7: Detalhamento dos custos de instalação	42
Tabela 5.8: Projeção da energia requerida da distribuidora	43
Tabela 5.9: Resumo da despesa de energia em processamento	43
Tabela 5.10: Projeção do custo com a compra de energia elétrica	44
Tabela 5.11: Resultado da projeção ACR	45
Tabela 5.12: Tarifa base ACL	47
Tabela 5.13: Tarifa base ACL considerando retorno do SMF	49

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	– Ambiente de Contratação Livre
ACR	– Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEARs	– Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	– Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	– Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	– Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	– Custo Marginal de Operação
CMSE	– Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	– Conselho Nacional de Políticas Energéticas
COFINS	– Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DIT	– Demais Instalações de Transmissão
EE	– Eficiência Energética
EER	– Encargo de Energia de Reserva
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
FGV	– Fundação Getúlio Vargas
ICMS	– Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	– Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	– Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MCP	– Mercado de Curto Prazo
MCSD	– Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	– Ministério de Minas e Energia
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	– Pequena Central Hidrelétrica
PIB	– Produto Interno Bruto
PIS	– Programas de Integração Social
PLD	– Preço da Liquidação das Diferenças
P&D	– Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	– Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCDE	– Sistema de Coleta de Dados de Energia
SELIC	– Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SIN	– Sistema Interligado Nacional
SMF	– Sistema de Medição e Faturamento
TFSEE	– Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	– Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	– Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>12</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
<b>1.1 HISTÓRICO RECENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>13</b>
<b>1.2 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO E METODOLOGIA .....</b>	<b>16</b>
<b>2 ESTUDO DA REGULAMENTAÇÃO.....</b>	<b>18</b>
<b>2.1 A Lei 9.074 .....</b>	<b>18</b>
<b>2.2 A Lei 10.848 .....</b>	<b>20</b>
<b>3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>21</b>
<b>3.1 Os Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica.....</b>	<b>21</b>
3.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	21
3.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL) .....	23
<b>3.2 Organização do Setor Elétrico Brasileiro .....</b>	<b>24</b>
<b>3.3 Tarifas e Encargos da Energia Elétrica .....</b>	<b>26</b>
3.3.1 Custo da Energia Gerada .....	28
3.3.2 Encargos Setoriais .....	29
3.3.3 Custo de transporte (Transmissão e Distribuição) .....	32
3.3.3.1 Tarifa de uso da transmissão.....	32
3.3.3.2 Tarifa de uso da distribuição.....	33
<b>4 O MERCADO DE CURTO PRAZO (MCP).....</b>	<b>35</b>
<b>4.1 O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) .....</b>	<b>35</b>
<b>5 ESTUDO DA VIABILIDADE DA MIGRAÇÃO .....</b>	<b>38</b>
<b>5.1 Perfil de consumo .....</b>	<b>38</b>
<b>5.2 Custo da Energia na Distribuidora.....</b>	<b>40</b>
<b>5.3 Outros custos .....</b>	<b>45</b>
<b>5.4 Considerações finais.....</b>	<b>47</b>
<b>5.5 Proposta de método para análise de viabilidade .....</b>	<b>50</b>
<b>6 CONCLUSÕES.....</b>	<b>52</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>53</b>
<b>ANEXO 1 - CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA E RESPECTIVAS TARIFAS .....</b>	<b>54</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Uma revisão na legislação que rege o mercado de comercialização de energia fez com que, na década de 90, este item passasse a ser tratado como mercadoria passível de comercialização livre. Até então, este era um produto tratado com uma regulamentação que restringia a liberdade comercial e operava apenas na manutenção de fortes monopólios estatais. A partir desta revisão, diversos itens de regulação vêm sendo revisitados de forma a buscar o aumento da eficiência neste mercado e trazer competitividade nos preços praticados.

Com base neste cenário, o chamado Mercado Livre de Energia Elétrica passa a ser uma importante alternativa para diversos setores na busca por um melhor custo em um dos mais importantes insumos, a energia elétrica.

De acordo com os órgãos reguladores do mercado de energia, de forma geral, as seguintes etapas devem ser atendidas para a migração do mercado cativo para o mercado livre:

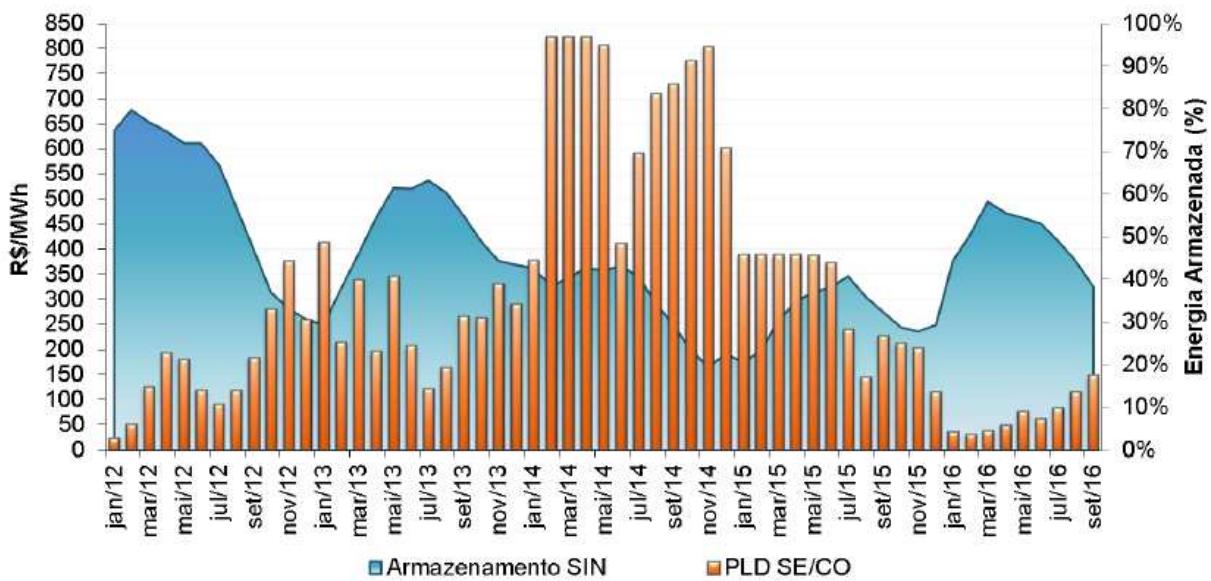
1. Estudo de viabilidade da Migração
2. Denúncia do Contrato no Mercado Cativo
3. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
4. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ou de Distribuição
5. Adesão e Modelagem junto à CCEE
6. Contratação de Energia Elétrica no Mercado Livre

O desenvolvimento deste trabalho se concentra principalmente no primeiro passo, o Estudo de Viabilidade da Migração.

Com a proposição de realizar a análise de um caso real, iremos efetuar os estudos dos riscos e incertezas que envolvem o processo de migração, propor uma metodologia que sirva de referência para efetuar a mesma análise nos diversos cenários possíveis e criar uma ferramenta que auxilie na tomada de decisão.

## 1.1 HISTÓRICO RECENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

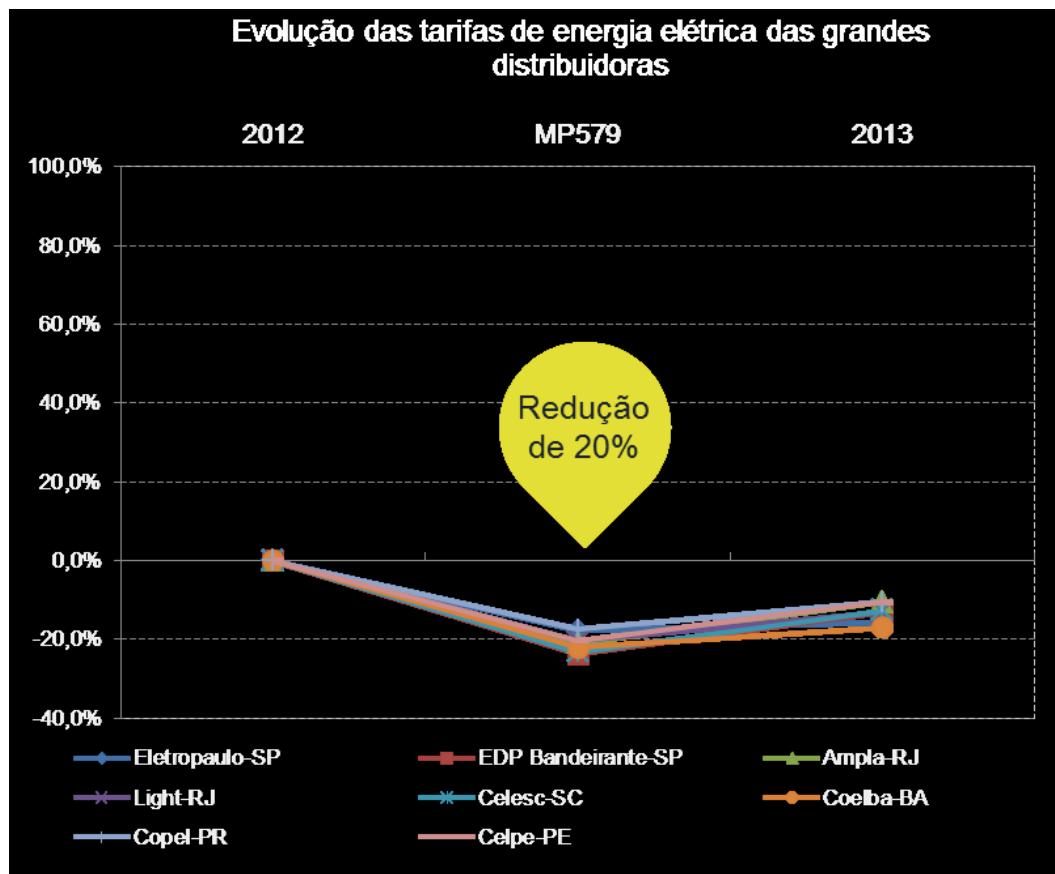
Realizando um estudo breve sobre o histórico do setor elétrico brasileiro podemos verificar a importância da alternativa do mercado livre para o setor. O cenário econômico no ano de 2012 era muito promissor onde o nível da energia armazenada no sistema permitia um elevado grau de segurança quanto ao abastecimento.



**Figura 1.1:** Gráfico de Energia Armazenada versus PLD.

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Visando o incentivo ao consumo de energia elétrica, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal antecipou, por meio da Medida Provisória (MP) 579, o vencimento das concessões de geração e transmissão de energia elétrica que venceriam entre 2015 e 2017. Em troca, essas concessionárias foram remuneradas pelos ativos não amortizados e aceitaram receber pela energia gerada/transportada uma tarifa que apenas cobrisse a manutenção e operação das concessões (O&M). Essas tarifas passaram a ser reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Esta operação reduziu em 20%, em média, as tarifas de energia, a MP 579/2012 também reduziu o total de encargos, com a descontinuidade da cobrança da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) de parte da Reserva Global de Reversão (RGR), bem como a redução de 75% das quotas da CDE.

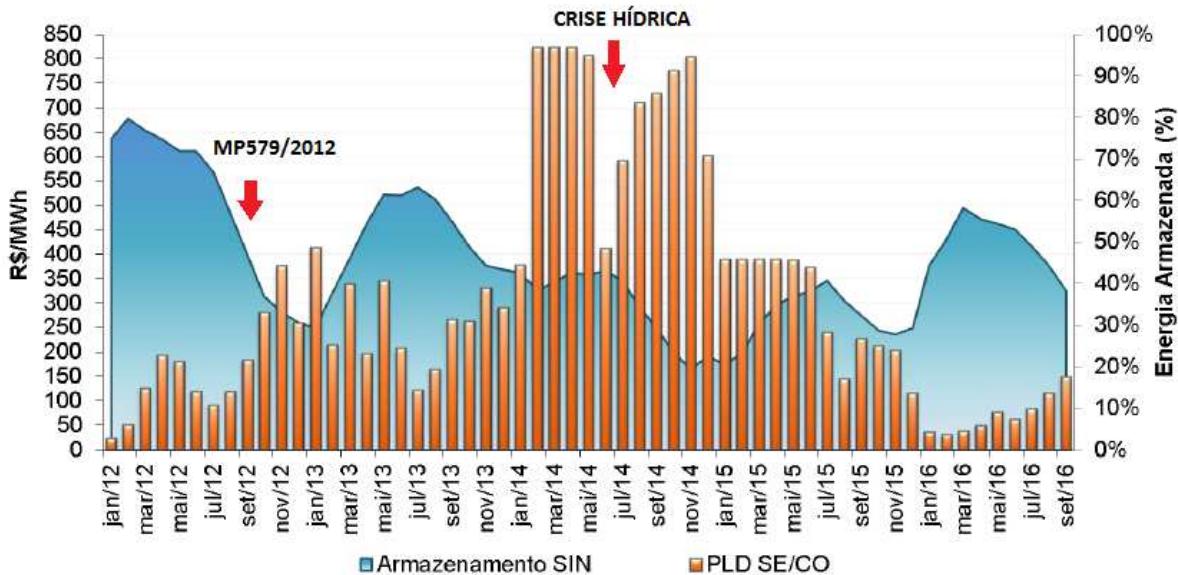


**Figura 1.2:** Evolução das tarifas de energia elétrica das grandes distribuidoras.

**Fonte:** Operador Nacional do Sistema (ONS)

Associado ao incentivo da energia elétrica, o Brasil enfrentou no período de 2013 a 2015 uma fase de baixos níveis de afluência. Como consequência, a energia armazenada no sistema elétrico sobre uma grave queda. Para manter as operações, foi necessária grande participação de termoelétricas, gerando grande impacto no custo de

operação.

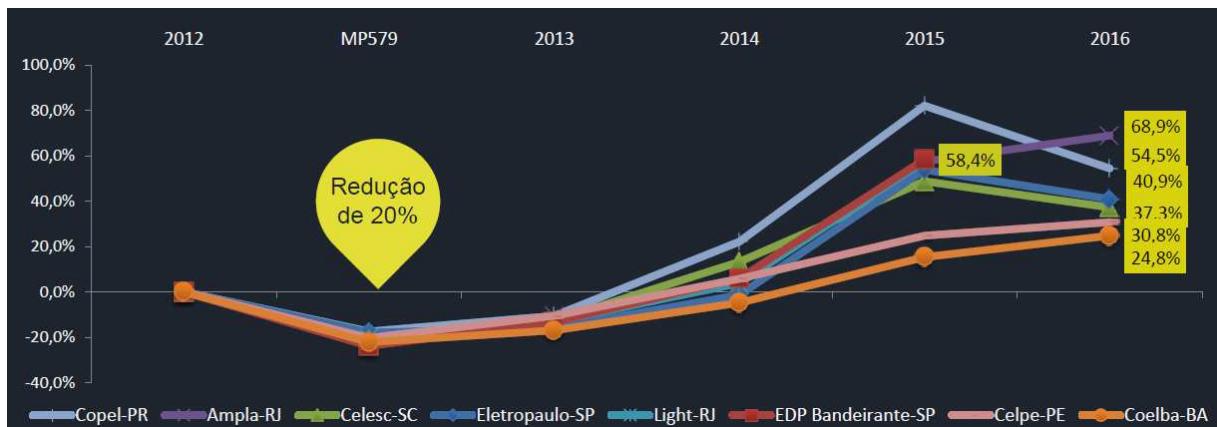


**Figura 1.3:** Gráfico de Energia Armazenada versus PLD comentado.

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Durante este período, foi observado o custo marginal de operação chegando a R\$ 1.730 (mil setecentos e trinta reais) por MWh, e o Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), valor balizador das operações no mercado de curto prazo, chegando a R\$ 822 (oitocentos e vinte e dois reais) por MWh.

Em fevereiro de 2015, motivada pelo cenário hidrológico adverso de 2013 e 2014, em razão das vazões abaixo das médias históricas, a ANEEL define uma revisão tarifária extraordinária de 58 distribuidoras de energia elétrica, com efeito médio observado da ordem de 23%.



**Figura 1.4:** Evolução das tarifas de energia elétrica das grandes distribuidoras.

**Fonte:** Operador Nacional do Sistema (ONS)

Como consequência deste cenário, passou-se a observar um grande interesse por parte dos agentes do mercado cativo no mercado livre de energia elétrica. Dados da CCEE indicam que durante o ano de 2016, houve a adesão de 2303 consumidores na CCEE, um aumento de 25 vezes em relação ao ano de 2015, onde 93 consumidores realizaram a adesão. Destes, 2102 são consumidores especiais, um número 29 vezes maior que o observado no ano de 2015 onde apenas 72 aderiram ao mercado livre de energia. Em relação ao total de associados ao CCEE, entre geradores, distribuidores, comercializadores, consumidores livres e especiais, houve um aumento total de 74% entre dezembro de 2015 e dezembro de 2016, com o ingresso de 2411 agentes associados.

Conforme expectativa da CCEE, para 2017 já estão em andamento o processo de adesão de mais 1044 consumidores especiais e 77 consumidores livres.

Estes números vêm para corroborar a importância do mercado livre de energia elétrica no cenário de comercialização de energia elétrica do Brasil.

## **1.2 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO E METODOLOGIA**

O desenvolvimento deste trabalho iniciou-se com uma introdução e um breve histórico recente sobre o setor elétrico brasileiro no Capítulo 1, com o objetivo de contextualizar o leitor, bem como apresentar a importância do tema de acordo com a conjuntura do setor.

No Capítulo 2, será apresentada a regulamentação que fundamenta e baliza o mercado de energia elétrica.

No Capítulo 3 e no Capítulo 4, apresenta-se os conceitos dos mercados de energia elétrica, suas características principais, a composição dos custos que incorrem em cada um destes mercados, o Mercado de Curto Prazo e o Preço de Liquidação das Diferenças. Estes conceitos possuem grande relevância para a compreensão dos temas que irão fundamentar o estudo que será realizado.

No Capítulo 5, será desenvolvido o estudo de viabilidade econômica para a migração para o mercado livre de energia elétrica de um consumidor, como estudo de caso. São apresentadas todas as etapas necessárias para realizar este estudo e os resultados obtidos em cada uma destas etapas bem como as considerações

finais. No fim do capítulo será apresentada uma metodologia proposta, desenvolvida durante o estudo, para a realização da mesma análise a outros consumidores que desejam efetuar a mesma migração.

No Capítulo 6, apresenta-se as conclusões e possíveis desdobramentos do trabalho.

## 2 ESTUDO DA REGULAMENTAÇÃO

A comercialização de energia teve sua regulamentação abordada pela lei 9.074 de 07 de julho de 1995 com revisão de algumas diretrizes através da lei 10.848 de 15 de março de 2004. Juntas, elas definem regras e parâmetros que deverão ser observados para a instituição e consolidação desse mercado.

### 2.1 A Lei 9.074

A lei 9.074 de 7 de julho de 1995 estabelece regras quanto à outorga e concessão de serviços públicos. Quanto aos serviços de energia elétrica, tratados no capítulo 2, vias gerais, ela:

Das concessões, permissões e Autorizações

- Revisa e delimita prazos referentes à amortização dos investimentos para as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Regula sobre as atividades desenvolvidas pelos concessionários dos serviços de distribuição, transmissão e geração que atuam no sistema interligado nacional (SIN).
- Define os objetos de concessão com base no aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termelétricas.

Do Produtor Independente de Energia Elétrica

- Caracteriza o produtor independente de energia elétrica.
- Define regras para a venda da energia elétrica por produtor independente de energia.

Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

- Define que consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

- Define parâmetros para a compra de energia elétrica por parte dos consumidores.
- Habilita ao consumidor, cuja carga seja igual ou superior a 3.000 KW, a livre escolha do fornecedor a quem contratará sua compra de energia elétrica.
- Define que o exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.
- Assegura aos fornecedores e respectivos consumidores, livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante resarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.
- Define que o consumidor que exercer a opção de compra através de outro agente de mercado, deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.
- Define que os consumidores que exercerem a opção de compra fora da distribuidora local poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos. E permite que prazos menores sejam aplicados a critério da concessionária.

#### Das Instalações de Transmissão e dos Consórcios de Geração

- Estabelece que o poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais.
- As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional SIN serão objeto de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão e funcionarão integradas ao sistema elétrico, com regras operativas

aprovadas pela Aneel, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.

## 2.2 A Lei 10.848

A lei 10.848 de 15 de março de 2004 tem foco na comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, e de seus consumidores no sistema interligado nacional (SIN). Suas principais contribuições são:

- Estabelece condições gerais para os processos de contratação regulada e livre. Com esta publicação, se estabelecem no Brasil dois ambientes de comercialização e suas diferentes tratativas.
- Caracteriza processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no curto prazo.
- Define regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica.
- Cria mecanismos de realocação de energia para mitigação dos riscos hidrológicos.
- Define critérios gerais de garantia de suprimento de energia que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

Nos próximos capítulos discutiremos em detalhes cada um dos parâmetros estabelecidos pela legislação e que irão interferir diretamente nas considerações que deverão ser levadas em conta para a tomada de decisão no processo migratório.

## 3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Define-se como mercado o local ou ambiente onde se operam ações de compra e venda de um determinado serviço ou produto. O mercado de energia deve levar em consideração as particularidades do produto que transaciona.

A energia elétrica é um bem público e uma vez consumida não tem como ser restituída ao vendedor. Bem como, o sistema interligado nacional, por ser uma malha unificada, não é possível garantir que a energia consumida por um comprador é originaria de um vendedor específico.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro se caracteriza por uma operação envolvendo interesses públicos e privados. Neste cenário, o grande desafio é estabelecer uma estrutura capaz de regular estes interesses além de promover o aumento da oferta de energia elétrica, fonte importante para o desenvolvimento.

### 3.1 Os Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

A publicação da lei 10.848 em 2004 que dá foco e estabelece as regras que permitem consolidar os dois ambientes de comercialização de que iremos tratar neste capítulo.

#### 3.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Chama-se de ambiente de contratação regulada aquele onde o consumidor final, aqui chamado de consumidor cativo, tem sua carga atendida diretamente pela distribuidora local, isto é, não possui opções de compra.

No ambiente regulado as distribuidoras são responsáveis por garantir o suprimento da demanda total de energia dos seus consumidores e são remuneradas através de tarifa definida pela Aneel. Assim, as distribuidoras não tem garantia de repasse total da tarifa dos custos da energia contratada.

Para garantir este fornecimento, as distribuidoras deverão adquirir energia dos geradores habilitados, através de leilões públicos que se realizam com antecedência de 1, 3 e 5 anos da data de consumo da energia. Existem também os leilões de ajuste que são realizados no ano em que ocorre o consumo.

Os leilões realizados com 5 e 3 anos de antecedência da data do fornecimento da energia elétrica, chamados de A-5 e A-3, são realizados para os novos empreendimentos de geração. Nestes leilões as distribuidoras efetuam a contratação projetando o atendimento de sua demanda. Nestes leilões são efetuados contratos de duração de 20 a 30 anos.

Os leilões realizados com 1 ano de antecedência ou no ano em que ocorrerá o consumo são chamados de leilão de energia existente. Nestes leilões, é limitado às distribuidoras a contratação de até 1% do requisito de sua demanda.

Outra alternativa que é possível às distribuidoras é o “ajuste” que pode ocorrer por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Estabelecido pelo artigo 29 Decreto nº 5.163/2004 ele viabiliza a redução ou compensação dos volumes de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado entre os agentes de distribuição. Ao se processar o mecanismo, promove-se o repasse de energia e potência associada com os vendedores entre os agentes de distribuição que possuam sobras de energia (chamadas cedentes) para os agentes de distribuição com déficits de energia (cessionárias). Consequentemente, o MCSD também auxilia a minimizar ou eliminar eventuais penalidades por insuficiência de lastro de energia às quais os agentes de distribuição estão sujeitos, conforme previsto em regras de comercialização vigentes. As declarações de sobras e déficits pelos agentes de distribuição são voluntárias e o MCSD tem aplicação exclusivamente sobre os CCEARs na modalidade por quantidade de energia de empreendimentos existentes, em suprimento na data de processamento do mecanismo.

Para cálculo dos requisitos de demanda das distribuidoras são consideradas também as perdas das redes de transmissão e de distribuição dos sistemas em tensão acima de 230 KV.

Os consumidores no regime regulado podem ser classificados em dois grupos tarifários, o grupo A (alta tensão) e o grupo B (baixa tensão).

Caracteriza como consumidores do grupo A, de alta tensão, aqueles com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou em tensão secundária (127-220V), no caso de sistema subterrâneo de distribuição. Estão submetidos à tarifação binômia, isto é, são faturados pela demanda e pelo consumo de energia. Os consumidores do grupo A também sofrem cobrança diferenciada de acordo com o horário de consumo, também chamado de posto tarifário. De acordo com a Aneel, as tarifas horo-sazonais foram estabelecidas para os grandes consumidores de energia elétrica e consideram preços diferenciados para energia e demanda nos períodos de ponta e fora de ponta. O período de Ponta é referenciado como as 3 horas consecutivas, diárias, de maior demanda do sistema de distribuição, e o período Fora de Ponta é todo o período complementar do dia.

Os consumidores do grupo B, baixa tensão, são os consumidores com tensão de fornecimento inferior a 2,3kV. A estes consumidores é aplicada a tarifação monômia, isto é, são faturados em função do consumo de energia.

### **3.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

Caracteriza o ambiente de contratação livre aquele onde o consumidor tem livre escolha para efetuar a contratação da energia elétrica com agentes de geração ou de comercialização em contratos bilaterais. Neste ambiente, o montante de energia, preço e condições de contrato são livremente negociados entre as partes permitindo ao consumidor encontrar a melhor condição para atender sua carga.

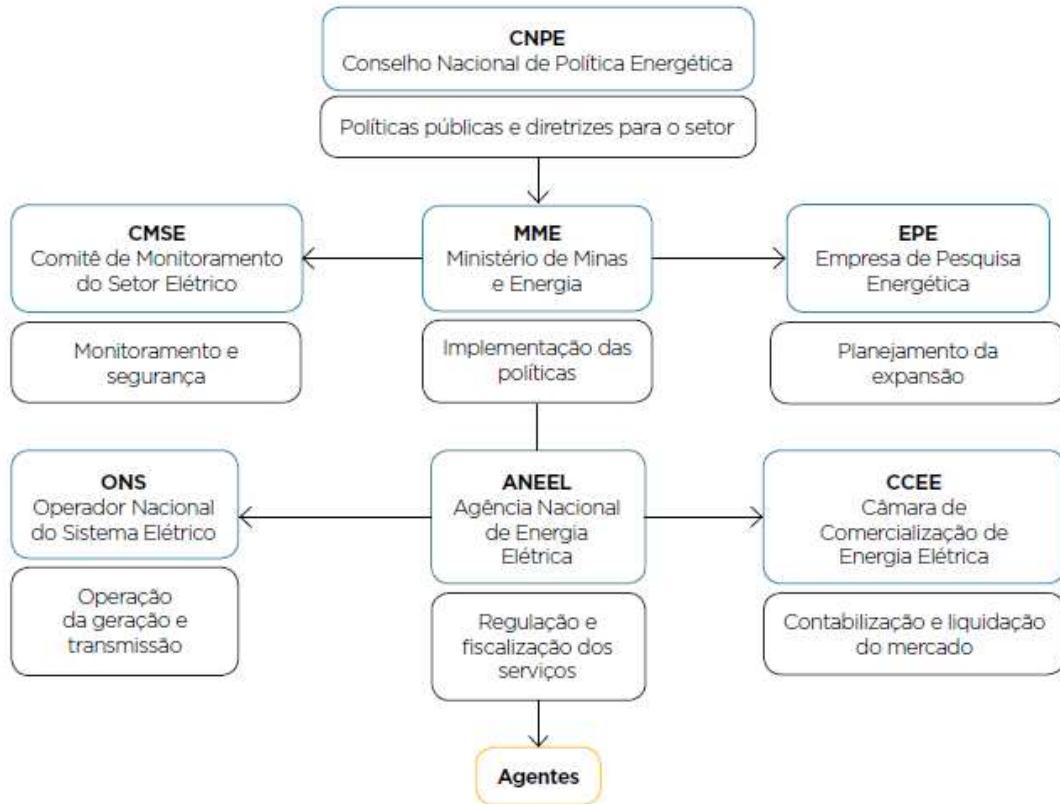
No mercado livre, os contratos de compra e venda de energia são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e esta irá

efetuar o controle e garantir o atendimento do consumidor por parte dos agentes geradores bem como a liquidação financeira nos casos de sobra ou déficit constatados na energia contratada dos agentes consumidores.

Em relação às características de consumo, estão habilitados a participar do mercado livre de energia os consumidores que possuem demanda contratada maior que 3.000 kW, que podem contratar energia elétrica gerada por qualquer fonte. A ANEEL define também o chamado consumidor especial, através da Resolução Normativa nº.247 de 21 de dezembro de 2006. Esta resolução estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), usinas a biomassa, parques eólicos e solares (com potência de até 50MW). A mesma resolução estabelece que o consumidor que desejar aderir à compra de fontes incentivadas devem possuir unidade ou conjunto de unidades consumidoras com demanda contrata maior do que 500 kW e possuir conexão acima de 2,3 kV. Este consumidor tem autorização para comprar do mercado livre energia elétrica gerada apenas a partir de fontes. De acordo com características da usina que será proveniente a energia consumida, os consumidores especiais também podem ter descontos que podem chegar a até 100% na parcela referente ao transporte de energia e remuneração da distribuidora da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), a chamada parcela fio da TUSD ou na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST).

### **3.2 Organização do Setor Elétrico Brasileiro**

Devido às características do setor elétrico brasileiro criou-se uma estrutura de instituições que fossem capazes de definir suas diretrizes, regular, fiscalizar e operar o sistema na busca de garantir o melhor resultado na relação entre os diversos agentes (geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores) e o consumidor.



**Figura 3.1:** Esquema das instituições e agentes envolvidos no setor elétrico brasileiro

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Abaixo é detalhada a função de cada um destes órgãos:

- CNPE: O Conselho Nacional de Políticas Energéticas é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e é o órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.
- CMSE: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico é responsável por acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
- MME: O Ministério de Minas e Energia é o órgão da administração federal formulador de políticas públicas, e responsável como indutor e supervisor destas políticas nos segmentos de recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, mineração, metalurgia, petróleo combustível e energia elétrica, inclusive nuclear. Cabe ainda ao Ministério de Minas e Energia zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no País.

- EPE: A Empresa de Pesquisa Energética tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral e fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.
- ONS: O Operador Nacional do Sistema Elétrico tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).
- ANEEL: A Agência Nacional de Energia Elétrica tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.
- CCEE: A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica. Tem a função de contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado. Ela também determina os débitos e créditos destes agentes com base nas diferenças apuradas, realizando a liquidação financeira das operações.

### **3.3 Tarifas e Encargos da Energia Elétrica**

A tarifa da energia elétrica visa assegurar aos prestadores de serviço receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento das demandas com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

A tarifa de energia elétrica considera três custos distintos:

- Custo da Energia gerada
- Custo de transporte até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição)

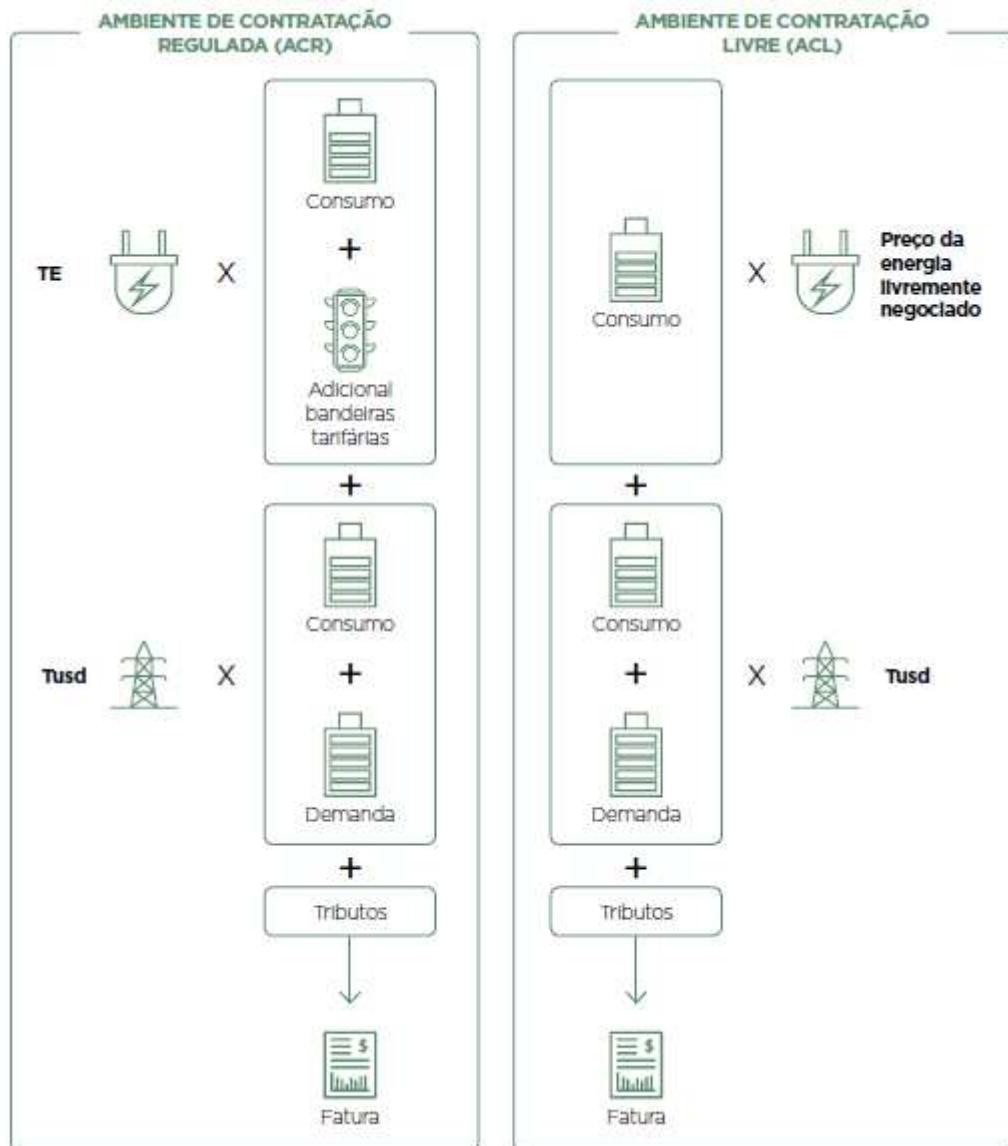
## Encargos Setoriais

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública.

Para fins de cálculo tarifário, os custos são classificados em dois tipos:

- Parcada A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais
- Parcada B: Distribuição de Energia

Os custos referentes ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição e encargos setoriais são igualmente direcionados aos dois ambientes de comercialização estudados. A parcela referente à compra de energia é que sofrerá livre negociação no ambiente de contratação livre. No ambiente de comercialização regulado são aplicados a esta parcela os valores registrados nos leilões de energia citados anteriormente.



**Figura 3.2:** Custos de energia para cada um dos tipos de contratação.

**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Serão detalhados nos próximos itens cada uma destas parcelas.

### 3.3.1 Custo da Energia Gerada

O custo referente à energia elétrica gerada estão definidos nos contratos firmados entre as distribuidoras e as geradoras e devem refletir os valores acertados nos leilões de energia, sem inclusão de margens de lucro por parte da distribuidora.

### 3.3.2 Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas de Governo para o setor elétrico. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia.

Os encargos existentes são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Serve para custear os descontos nas tarifas e subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda, a universalização do fornecimento de energia por meio do Programa Luz para Todos, a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

A partir da Lei 12.783/2013 as cotas passaram a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O Tesouro Nacional passou a aportar recursos na conta da CDE, visando a modicidade tarifária. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A taxa de fiscalização é paga por todos os consumidores de energia elétrica e equivale a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes. Ela serve para custear o funcionamento da ANEEL.

- PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado para fomentar a geração de energia a partir de fontes alternativas como a eólica e a biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas.

É calculado considerando o rateio dos custos e da energia elétrica gerada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS).

- Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR serve para gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica.

- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Tem por objetivo a compensação financeira à União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.

A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em MW por hora), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restante são repassados à União. A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante à da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado por quatro.

- Encargos se Serviços do Sistema (ESS)

O objetivo é aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país. Seu custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores aos agentes de geração.

- Operador Nacional do Sistema (ONS)

Financia o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência energética (P&D e EE)

O objetivo deste encargo é estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.

Para isto, as distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D.

A ANEEL estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos de P&D por meio do Manual de Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica. Diferentemente da pesquisa acadêmica pura, que se caracteriza pela liberdade de investigação, os programas de P&D no setor de energia elétrica deverão ter metas e resultados bem definidos.

- Encargo de Energia de Reserva (EER)

Rateio entre os usuários finais de energia elétrica no SIN incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. É definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL e serve para cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.

### **3.3.3 Custo de transporte (Transmissão e Distribuição)**

Entende-se que o serviço de transmissão e de distribuição de energia elétrica são um monopólio natural pois os investimentos necessários para construir e operar sistemas que operariam em concorrência neste mercado inviabilizariam a concorrência pelo atendimento à mesma parcela de mercado.

O regime de Monopólio natural ocorre quando os ganhos de escala são tão significativos que se comprovam custos decrescentes na faixa de produção relevante do mercado, ou seja, para a sociedade a eficiência é maior quando apenas uma firma atua nesta atividade (Baumol, 1991)

Desta forma, a remuneração dos serviços de transmissão e de distribuição é realizada através de tarifa definida pelo Estado através de tarifa regulada.

#### **3.3.3.1 Tarifa de uso da transmissão**

O pagamento do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, conforme Resolução Normativa ANEEL - REN nº 559/2013, as tarifas são reajustadas anualmente no mesmo período em que ocorrem os reajustes da RAP (Receita Anual Permitida) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

A parcela principal da TUST, a TUST-RB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, é aplicável a todos os usuários. O serviço de transmissão

prestado pelas unidades transformadoras previstas no art. 2º da REN nº 67/2004 é pago por distribuidoras que dele se beneficiam, mediante parcela específica da TUST, denominada TUST-FR, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

Outra tarifa calculada é a Tarifa de Transporte de Itaipu, aplicável às distribuidoras cotistas, que remunera as instalações de transmissão de uso exclusivo associado à usina Itaipu Binacional.

Para exportadores e importadores de energia, são calculadas tarifas específicas para remunerar a Rede Básica (TUST exp/imp) e, caso utilizem, para remunerar as instalações necessárias aos intercâmbios internacionais (TUII).

### **3.3.3.2 Tarifa de uso da distribuição**

A tarifa referente ao uso do sistema de distribuição representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas adotadas pela distribuidora.

Para fins de cálculo tarifário, a tarifa de distribuição é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Estes custos são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. A esse processo é dado o nome de Revisão Tarifária.

No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante do Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário.

Os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.

A Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição.

A Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

Já a Cota de Depreciação depende da taxa de depreciação dos bens da concessionária e da Base de Remuneração Regulatórias.

No ano de 2015, aumentou-se a taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras, de modo a refletir o maior nível de risco para se investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O custo de capital tende a reduzir com a redução de risco, razão da necessidade de estabilidade de regras, incluindo o compromisso com os contratos de concessão firmados entre concessionárias de distribuição e poder concedente.

## 4 O MERCADO DE CURTO PRAZO (MCP)

Uma vez efetuados os contratos de comercialização de energia, estes passam a ser verificados pela CCEE, que efetua controle sobre as quantidades contratadas e consumidas dos agentes de consumo de energia elétrica.

Chama-se de agente credor, aquele que possui uma quantidade de energia contratada maior que a consumida no período definido, os agentes devedores são aqueles que no mesmo período consumiram mais energia que o montante total contratado. Os agentes que tem montante de contrato igual ao consumido, são chamados de agente sem exposição.

Após o período de apuração a CCEE divulga as posições de cada agente como credor ou devedor no mercado de curto prazo, também chamado de mercado spot. Estas diferenças são liquidadas ao preço de liquidação das diferenças (PLD) e os valores são devidos aos agentes envolvidos, como crédito ou débito.

A CCEE divulga o valor das garantias financeiras que deverão ser aportados antes da liquidação financeira pelos agentes. Estas garantias são executadas quando houver insuficiência de recursos depositados pelo agente para cobrir o seu valor total a pagar na liquidação.

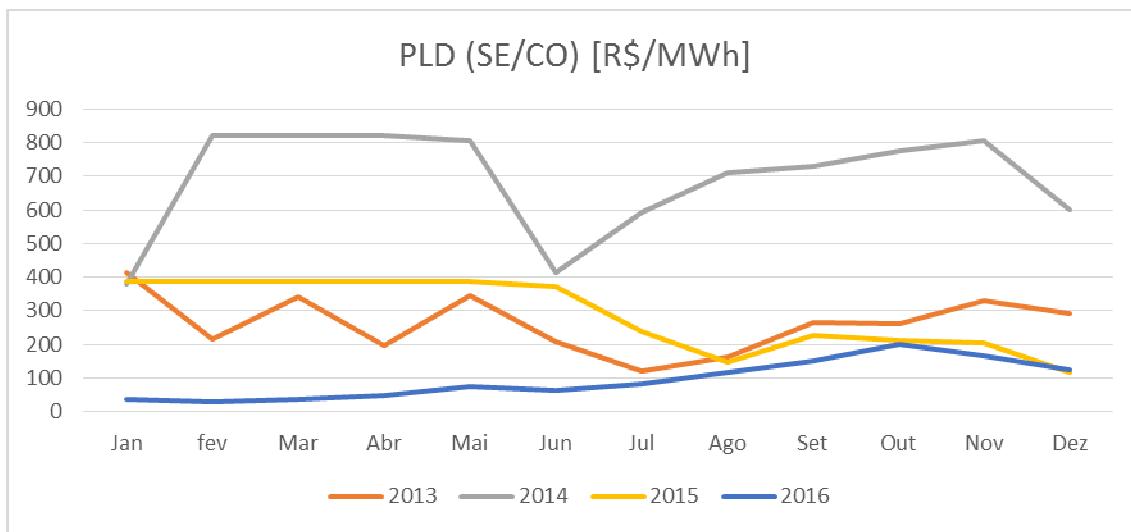
No caso de não aporte de garantias financeiras, a CCEE pode suspender a eficácia do registro de contratos de venda do agente.

No caso de inadimplemento da liquidação, por parte de algum agente, a CCEE inicia o processo para desligamento do agente por descumprimento das suas obrigações e os débitos do agente são rateados entre todos os agentes que estiverem em posição credora no período apurado.

### 4.1 O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O preço de liquidação das diferenças representa a valoração do custo da energia elétrica não contratada entre os agentes do mercado de curto prazo. Como

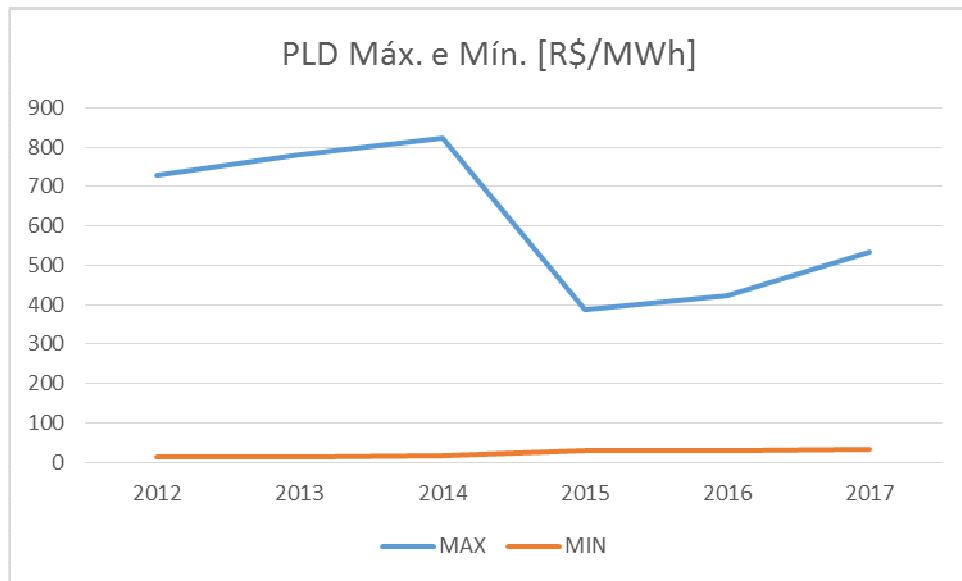
o mercado de curto prazo tem por característica uma volatilidade muito grande, o PLD é calculado semanalmente pela CCEE por submercado do sistema interligado nacional e por patamar de carga. O PLD é publicado às sextas feiras e é aplicado para a semana operativa seguinte.



**Figura 4.1:** Gráfico de evolução do PLD em um submercado.

O cálculo do PLD tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO) que é calculado pelo ONS. O CMO é calculado utilizando um modelo matemático que simula o sistema elétrico brasileiro, considerando todo o portfólio de gerações disponíveis, seus custos unitários de geração, as disponibilidades de geração, vazões afluentes nos sistemas e incremento de cargas no sistema interligado nacional. Utilizando o encadeamento de vários programas computacionais, e levando em conta o planejamento da operação em médio e longo prazos, o ONS procura buscar o ponto ótimo de custo no uso dos recursos de geração disponíveis para atender às necessidades no consumo de energia elétrica no país.

Para calcular o PLD, a CCEE se utiliza de um modelo similar ao utilizado pelo ONS com algumas variações de premissas e modelagens. O PLD é limitado por um preço máximo e um preço mínimo, por ano de operação, definidos pela ANEEL.



**Figura 4.2:** Gráfico comparativo do PLD máximo e mínimo por ano.

## 5 ESTUDO DA VIABILIDADE DA MIGRAÇÃO

Após a análise da composição de preço da energia elétrica apresentada até este item, pudemos verificar que a migração para o mercado livre permite a negociação da parcela referente à compra de energia, que é um dos custos que compõem a parcela A.

A partir daqui iremos efetuar a análise sobre um cenário exemplo e detalhar os pontos que deverão ser considerados para a migração, analisar os diversos custos que serão incorridos deste processo e a partir desta composição iremos definir o custo base para que sirva de referência em relação à viabilidade da migração.

A consumidora que será objeto deste estudo é uma empresa de abastecimento de água e de saneamento básico que atua no estado brasileiro do Tocantins com sede na capital Palmas. Ela atende a 47 municípios do Estado por meio de cerca de 350 mil ligações. Em todo o Estado, funcionam 250 pontos de captação divididos em 28 Estações de Tratamento de Água (ETA) e 222 Poços Tubulares Profundos (PTP) que juntos produzem 7,2 milhões de metros cúbicos de água por mês.

### 5.1 Perfil de consumo

Inicialmente iremos caracterizar o perfil de consumo da consumidora que deseja migrar para o mercado livre de energia. Para tal, consideraremos como medida básica os valores médios de consumo e demanda (ponta e fora de ponta) conforme tabela 5.1.

**Tabela 5.1:** Detalhamento dos dados de medição de energia.

Item	Medição
Demand P (kW)	3000,00
Demand FP (kW)	3000,00
Consumo P (MWh)	95,00
Consumo FP (MWh)	1080,00
Consumo(MWh)	1175,00

Considerando que o consumidor que estamos analisando é atendido em alta tensão, subgrupo A2, e está sob o regime de mercado cativo, atendido pela distribuidora local. Na tabela 5.2, detalhamos as tarifas que são aplicadas a cada item de consumo. Foi considerado como valor de ponta e fora de ponta, o valor médio apurado entre período seco (maio a novembro) e o período úmido (dezembro a abril).

**Tabela 5.2:** Tarifas aplicadas da distribuidora local.

Tarifas A2	Atuais
TUSD Demanda P (kW)	9,46
TUSD Demanda FP (kW)	5,39
TUSD Consumo (MWh)	15,93
Energia P (MWh)	255,27
Energia FP (MWh)	178,55

Considerando a aplicação de PIS/COFINS com alíquota de 5% e ICMS em 18%, portanto, o valor total gasto com a conta de energia elétrica será como detalhado na tabela 5.3.

**Tabela 5.3:** Detalhamento dos gastos de energia elétrica.

Item	Tarifas A2	Valores (R\$)	
TUSD Demanda P (kW)	9,46	R\$	28.380,00
TUSD Demanda FP (kW)	5,39	R\$	16.170,00
TUSD Consumo (MWh)	15,93	R\$	18.717,75
Energia P (MWh)	255,27	R\$	24.250,86
Energia FP (MWh)	178,55	R\$	192.834,00
<b>Sub-total</b>		<b>R\$</b>	<b>280.352,61</b>
ICMS (%)	18%	R\$	50.463,47
PIS/ COFINS (%)	5%	R\$	14.017,63
<b>Total</b>		<b>R\$</b>	<b>344.833,71</b>

O valor total gasto na conta de energia será o parâmetro utilizado para poder comparar e definir o preço a ser negociado da energia no mercado livre.

Considerando apenas o valor da tarifa média de energia elétrica aplicado pela distribuidora temos o valor detalhado na tabela 5.4.

**Tabela 5.4:** Cálculo da tarifa média de energia elétrica.

Tarifas A2	Medição	Atuais	Valor
Energia P (MWh)	95,00	R\$ 255,27	R\$ 24.250,86
Energia FP (MWh)	1080,00	R\$ 178,55	R\$ 192.834,00
Energia Total (MWH)	1175,00		R\$ 217.084,86
Tarifa média			R\$ 184,75

## 5.2 Custo da Energia na Distribuidora

Com base na legislação vigente, após a migração do ambiente regulado para o ambiente livre, é permitido o retorno à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, desde que informe à concessionária local com antecedência mínima de 5 anos. Prazos menores são permitidos a critério da concessionária local, desde que aplicados com isonomia a todos os seus consumidores. Iremos assumir neste estudo este prazo como premissa para o período de projeção da tarifa regulada de forma a garantir a viabilidade do estudo, pelo período mínimo exigido por lei. Sendo assim, iremos buscar projetar a tarifa aplicada para os 5 anos seguintes.

Como descrito pela ANEEL, o Reajuste Anual acontece anualmente, com exceção dos anos em que há revisão tarifária, sempre na data de aniversário da assinatura do contrato entre a empresa e a União. Segue uma fórmula contratual que leva em conta os custos que a distribuidora não gerencia (parcela A), como o valor da energia comprada, os encargos setoriais e o gasto com a transmissão. Os outros custos, considerados gerenciáveis pela empresa (parcela B), são corrigidos pelo Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Sobre a parcela B incide ainda o fator X, que é um índice fixado pela ANEEL no momento da Revisão Tarifária Periódica para repartir com o consumidor os ganhos de produtividade obtidos pela distribuidora.

Consideraremos para este estudo apenas a parcela referente ao custo da aquisição da energia elétrica, que é repassado diretamente ao agente consumidor.

Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, são considerados todos os contratos de compra de energia elétrica firmados pela distribuidora. Contabilizados os montantes totais contratados e o total das despesas referentes a todos estes contratos, é definido o preço médio que irá valorar o MWh que será repassado aos consumidores finais. Estes dados são publicados pela ANEEL a cada reajuste ou revisão tarifária da distribuidora.

Na tabela 5.5 são apresentados os dados dos contratos de compra de firmados pela distribuidora que atende a instalação que é realizada este estudo. Aqui os montantes são agrupados por tipo de contrato, os dados detalhados desta tabela estão presentados no **Anexo 1**.

**Tabela 5.5:** Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	11.000.128,85	9.910.594,63	215,16	2.132.400.382,78
Bilaterais	4.185.449,16	3.770.891,28	221,16	833.979.358,83
Energia Base	12.496.962,95	11.314.226,59	132,28	1.496.676.504,93
Total	27.682.540,96	24.995.712,50	178,55	4.463.056.246,54

**Fonte:** Nota Técnica nº 77/2016-SGT/ANEEL (ANEEL)

Como podemos ver, o valor de repasse sofre influência direta sobre a tarifa definida em cada contrato de compra de energia. Considerando a composição de todos os contratos firmados pela distribuidora, e suas respectivas despesas, temos um valor médio de energia adquirida pela distribuidora de R\$ 178,55 (cento e setenta e oito reais e cinquenta e cinco centavos).

Para projetar esta tarifa iremos considerar o total da demanda do mercado atendido pela distribuidora atual, projetar pelo período desejado e analisar o montante de energia já contratado por ela. Na tabela 5.6 podemos ver estes valores.

**Tabela 5.6:** Resumo da despesa de energia em processamento

<b>Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)</b>	<b>24.995.712 MWh</b>
<b>Fornecimento + Suprimento</b>	<b>21.734.503 MWh</b>
Fornecimento	21.678.194 MWh
Suprimento (Mercado TE)	56.308,46 MWh
<b>Perdas Regulatórias</b>	<b>3.261.210 MWh</b>
Perda Não Técnica	644.771 MWh
Perda Técnica	2.055.063 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	62.023 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	499.352 MWh

**Fonte:** Nota Técnica nº 77/2016-SGT/ANEEL (ANEEL)

O ONS disponibiliza em seu relatório de planejamento energético a expectativa de crescimento da carga no Sistema Interligado Nacional. Vamos ver na tabela 5.7 como exemplo dos últimos dados disponibilizados Plano de Operação energética 2016/2020.

**Tabela 5.7:** Projeção de crescimento por submercado

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	Manaus (3)	Macapá	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2015(1)	38.718	11.155	10.363	4.209	540	1.084	84	66.154	-	
2016(2)	37.376	10.904	10.329	4.091	592	1.074	207	64.573	-1.581	-2,4
2017	38.233	11.182	10.585	4.250	670	1.070	220	66.209	1.636	2,5
2018	39.680	11.594	10.991	4.379	715	1.184	233	68.776	2.567	3,9
2019	41.298	12.096	11.470	4.486	754	1.310	246	71.661	2.885	4,2
2020	43.261	12.626	12.054	5.113	798	1.359	260	75.472	3.811	5,3
Crescimento Médio de 2016 a 2020										4,0

**Fonte:** Plano da operação energética 2016/2020 PEN 2016 (ONS)

Este planejamento foi divulgado no final de 2015. Como os resultados referentes a 2015 e 2016 já são conhecidos e diferem da projeção realizada na tabela da acima do ONS, utilizaremos aqui como indexador para a expectativa de crescimento do mercado a projeção do PIB divulgado pelo Banco Central do Brasil. Assim teremos:

**Tabela 5.8:** Projeção da energia requerida da distribuidora

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Expectativa PIB (%)</b>	-	0,50	2,34	2,46	2,46	2,46
<b>Energ. Requerida(MWh)</b>	24.995.712	25.120.691	25.708.515	26.340.944	26.988.931	27.652.859

Outros indexadores poderiam ser utilizados para balizar a projeção da carga atendida pela distribuidora considerando parametros específicos do submercado onde esta localizada a distribuidora que está sendo analisada, ou ações específicas de eficiência energética. O ONS e a EPE tambem divulgam periódicamente projeções realizadas de consumo de carga para o SIN.

Ainda do relatório de reajuste anual da Aneel temos um resumo da despesa de energia da distribuidora.

**Tabela 5.9:** Resumo da despesa de energia em processamento

Empresa	Montante	Custo médio	Despesa (R\$)
<b>Energia Base</b>	<b>11.314.227 MWh</b>	<b>132,28</b>	<b>1.496.676.504,93</b>
Geração Própria	- MWh	-	0,00
Cota Angra I/Angra II	819.014 MWh	206,29	168.954.493,33
Cotas Lei n° 12783/2013	5.142.013 MWh	60,61	311.659.599,33
Itaipu (tirando as perdas)	4.797.350 MWh	211,80	1.016.062.412,27
PROINFA	555.849 MWh	-	0,00
<b>Bilateral</b>	<b>3.770.891 MWh</b>	<b>221,16</b>	<b>833.979.358,83</b>
<b>CCEAR</b>	<b>9.910.595 MWh</b>	<b>215,16</b>	<b>2.132.400.382,78</b>
<b>Custo médio geral de energia</b>		<b>178,55</b>	
Energia Vendida	21.734.503 MWh	Sobrecontratada em	2.686.828 MWh
Perdas	3.261.210 MWh		
<b>Energia Requerida (Energia Vendida + Perdas)</b>	<b>24.995.712 MWh</b>	<b>Despesa final</b>	<b>R\$ 4.463.056.246,54</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 77/2016-SGT/ANEEL (ANEEL)

Comparando com o total contratado pela distribuidora até o fechamento do reajuste de 2016 (27.682.540,96 MWh) é possível verificar que a distribuidora está sobrecontratada em 9,90% de sua carga. Com base no total de energia contratada e na projeção da energia que foi realizada, é possível afirmar que seria possível à distribuidora atender ao seu mercado projetado até o ano de 2021 apenas com a manutenção de seus contratos. Neste caso, vamos considerar apenas o fator de

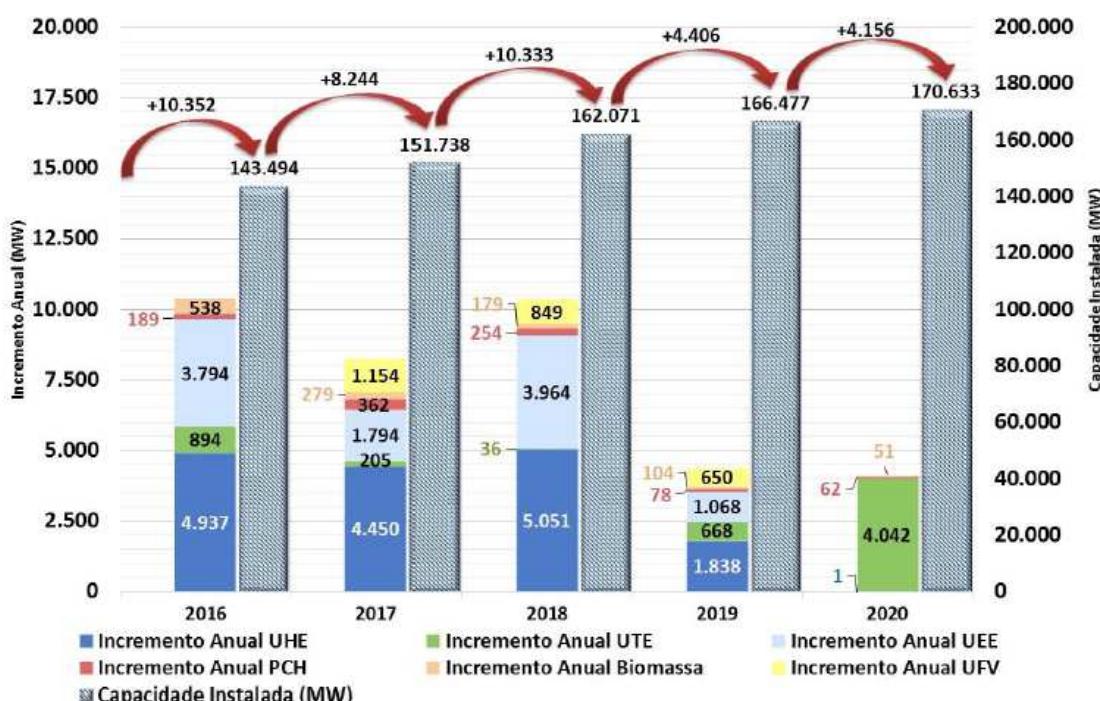
reajuste sobre o custo médio de energia para reajustá-lo pelo fator SELIC até o final do período do estudo.

**Tabela 5.10:** Projeção do custo com a compra de energia elétrica

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Taxa SELIC Meta (%)	-	9,50	8,50	8,50	8,00	8,00
Custo Médio Geral (R\$/MWh)	178,55	195,51	212,13	230,16	248,57	268,46

Se o montante contratado não for suficiente para cobrir a projeção da energia requerida, seria necessário contabilizar a diferença a ser adquirida até o período final do estudo. Com o montante desta diferença, analisar o impacto da efetivação de novos contratos de compra de energia sobre o custo médio já calculado anteriormente com base no pool de contratos vigentes da distribuidora.

Uma alternativa para projetar estas novas contratações é buscar, no plano de operações energéticas do ONS, o detalhamento do incremento anual já contratado e a evolução da potência instalada por fonte. Como valor, podemos assumir a média histórica, por tipo de fonte de acordo com a disponibilidade apresentada no plano.



**Figura 5.1:** Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW).

**Fonte:** Plano da operação energética 2016/2020 PEN 2016 (ONS)

Os custos referentes à transmissão, distribuição, tributos e encargos setoriais são ajustados pelo variação do IGP-M, portanto, efetuando a projeção da tarifa de acordo com esta variação dos índices estimados pelo Banco Central do Brasil, considerando a tarifa de energia projetada mais a parcela fio teremos:

**Tabela 5.11:** Resultado da projeção ACR

Item	Medidos	Tarifas A2	2017	2018	2019	2020	2021
TUSD Demanda P (kW)	3000	9,46	9,97	10,44	10,93	11,44	11,97
TUSD Demanda FP (kW)	3000	5,39	5,68	5,95	6,23	6,52	6,82
TUSD Consumo (MWh)	1175	15,93	16,79	17,59	18,41	19,26	20,16
Energia P (MWh)	95	257,11	281,54	305,47	331,43	357,94	386,58
Energia FP (MWh)	1080	178,55	195,51	212,13	230,16	248,57	268,46
<b>Sub-total</b>		<b>R\$ 304.564,32</b>	<b>R\$ 327.972,34</b>	<b>R\$ 353.167,68</b>	<b>R\$ 378.964,70</b>	<b>R\$ 406.749,76</b>	
ICMS (%)	18%	R\$ 54.821,58	R\$ 59.035,02	R\$ 63.570,18	R\$ 68.213,65	R\$ 73.214,96	
PIS/ COFINS (%)	5%	R\$ 15.228,22	R\$ 16.398,62	R\$ 17.658,38	R\$ 18.948,24	R\$ 20.337,49	
<b>Total</b>		<b>R\$ 374.614,11</b>	<b>R\$ 403.405,98</b>	<b>R\$ 434.396,25</b>	<b>R\$ 466.126,58</b>	<b>R\$ 500.302,20</b>	

### 5.3 Outros custos

Existem outros custos e despesas operacionais que também deverão ser considerados nesta análise de viabilidade. Estes custos estão diretamente ligados ao processo migratório e gerenciamento da instalação quando do faturamento no mercado livre.

Para medir os montantes de energia é necessária a adequação do Sistema de Medição para Faturamento. Nele os medidores são conectados ao Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), que é o sistema da CCEE responsável pela coleta diária e pelo tratamento dos dados de medição. O sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores, proporcionando maior confiabilidade dos dados medidos.

Segundo o Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS, o SMF é um sistema composto pelo medidor principal, pelos transformadores para instrumentos (TIs), que são os transformadores de potencial e de corrente, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

Os dados de medição são coletados pelo SCDE por ponto de medição e por período de coleta (intervalos de 5 minutos), tanto para medição de energia ativa (kWh) quanto para energia reativa (kVArh). Esses dados são então integralizados em períodos de uma hora, para se tornarem compatíveis com o período de comercialização realizado na CCEE.

Consideraremos aqui como custo de adequação a instalação de um medidor modelo ION 8500 da fabricante Schneider Electric indicado pela CCEE. O preço de mercado do medidor ION 8500 é de U\$ 1.695. Contabilizando aqui os custos adicionais com importação, equipamentos auxiliares e serviços de mão de obra, utilizaremos o valor de referência de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais).

Outro custo que deve ser considerado é das garantias financeiras que deverão ser aportadas no CCEE. Após o fechamento do período de medição e faturamento por parte da CCEE, é calculado quais consumidores estão expostos a quantia que foi consumida excedente ao seu total contratado, e esta diferença deverá ser liquidada no mercado de curto prazo. Após este período de apuração a CCEE divulga então o valor de garantias financeiras que deve ser aportado antes da liquidação financeira pelos agentes. No caso de não cumprimento da liquidação das diferenças por parte do consumidor, estas garantias são executadas para a cobertura destes valores. Como prática de mercado, sugere-se a contratação de fiança bancária no valor equivalente a dois meses de faturamento de energia. Em geral, a contratação de seguro fiança se situa-se entre 3% e 5 % do valor total, dependendo das garantias que a empresa oferecer.

Como descrito anteriormente, um dos passos necessários ao processo de migração para o mercado livre de energia é a adesão como agente consumidor junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Após registrado o contrato de compra de energia na CCEE, esta que irá contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelo agentes e determinar os débitos e créditos destes agentes. O custeio destes serviços é realizado através de encargos que serão cobrados diretamente do consumidor. Iremos considerar aqui a taxa de R\$ 0,11 (onze centavos de real) por MWh consumido por mês.

Por final, é recomendado ao consumidor estabelecer uma rotina de controle e gestão sobre os dados de medição, consumo, que irão impactar no faturamento da energia a cada fechamento de período. Estes dados deverão ser controlados de forma a monitorar quaisquer tipos de variações que poderão expor o consumidor ao mercado de curto prazo. Como vimos, as operações realizadas no mercado de curto prazo são liquidadas ao valor publicado do PLD que possui grande volatilidade dependendo de diversos fatores. Existem no mercado diversas empresas que oferecem este tipo de serviço cobrando uma taxa fixa acrescida a uma parcela variável sobre o montante de energia faturado ou, no caso de migrações, sobre a economia alcançada entre ACR e ACL. Outra alternativa é montar uma equipe para efetuar esta gestão. Iremos considerar nesta análise um montante de 3% sobre o total faturado no ACL.

#### 5.4 Considerações finais

Assim, considerando todos estes custos é possível definir uma tarifa base como referência à negociação com possíveis fornecedoras. Na tabela 5.12 apresentamos uma simulação de uma tarifa base onde o custo total no primeiro período seria igual à tarifa calculada na projeção do ACR.

**Tabela 5.12:** Tarifa base ACL

Item	Medidos	Tarifas A2	2017	2018	2019	2020	2021
TUSD Demanda P (kW)	3000	9,46	9,97	10,44	10,93	11,44	11,97
TUSD Demanda FP (kW)	3000	5,39	5,68	5,95	6,23	6,52	6,82
TUSD Consumo (MWh)	1175	15,93	16,79	17,59	18,41	19,26	20,16
Energia ML (MWh)	1175	-	182,09	190,79	199,68	208,95	218,75
<b>Sub-total</b>			<b>R\$ 280.620,98</b>	<b>R\$ 294.034,66</b>	<b>R\$ 307.736,68</b>	<b>R\$ 322.015,66</b>	<b>R\$ 337.118,19</b>
ICMS (%)	18%		R\$ 50.511,78	R\$ 52.926,24	R\$ 55.392,60	R\$ 57.962,82	R\$ 60.681,27
PIS/ COFINS (%)	5%		R\$ 14.031,05	R\$ 14.701,73	R\$ 15.386,83	R\$ 16.100,78	R\$ 16.855,91
<b>Total Sem Adicionais</b>			<b>R\$ 345.163,80</b>	<b>R\$ 361.662,63</b>	<b>R\$ 378.516,11</b>	<b>R\$ 396.079,26</b>	<b>R\$ 414.655,38</b>
Encargos CCEE	3000	0,11	R\$ 330,00	R\$ 347,72	R\$ 364,34	R\$ 381,32	R\$ 399,01
Garantia Financeira		3%	R\$ 20.709,83	R\$ 21.699,76	R\$ 22.710,97	R\$ 23.764,76	R\$ 24.879,32
Gestão Energia		3%	R\$ 8.418,63	R\$ 8.821,04	R\$ 9.232,10	R\$ 9.660,47	R\$ 10.113,55
<b>Total COM ADICIONAIS NO ACL</b>			<b>R\$ 374.622,26</b>	<b>R\$ 392.531,15</b>	<b>R\$ 410.823,52</b>	<b>R\$ 429.885,80</b>	<b>R\$ 450.047,26</b>

Como resultado do estudo, podemos afirmar que o preço unitário da tarifa de energia elétrica em MWh máximo no ACL para a viabilidade do projeto estudado, é o de R\$ 182,09 (cento e oitenta e dois reais e nove centavos) e que qualquer valor

que se consiga negociar abaixo deste valor de referência já apresentaria maiores ganhos em relação ao ACR para o agente consumidor.

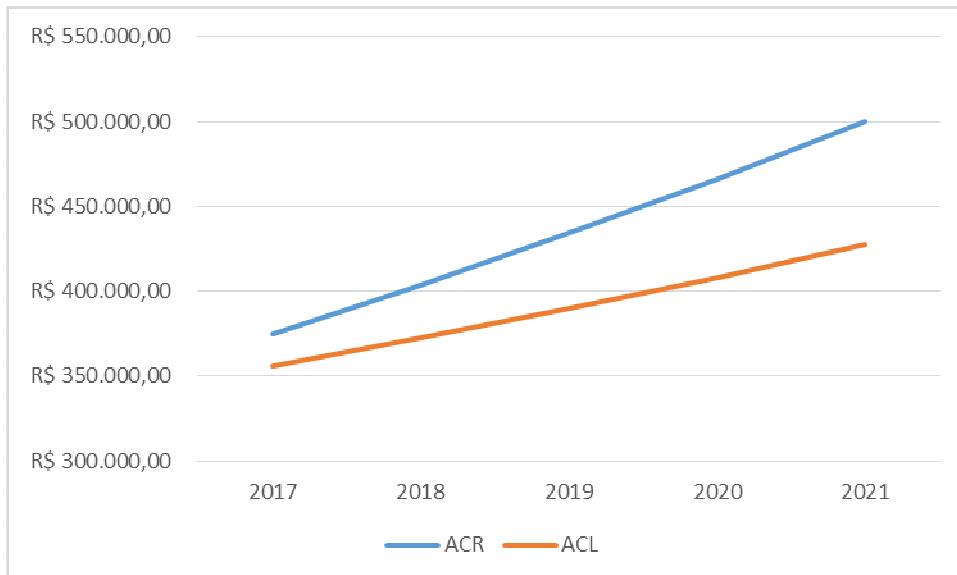
Neste cálculo exemplo, foram observadas algumas premissas:

- A tarifa base foi calculada de forma a aproximar o valor depois da migração, no primeiro período, ao valor que temos calculado no mesmo período com a projeção do ACR.
- Foi considerado que a atualização da tarifa contratada com a geradora será atualizada pelo índice IGP-M, mas este é um termo que deverá ser analisado e confirmado de acordo com a negociação do contrato.
- Foi desconsiderada qualquer variação na carga do consumidor do estudo por se tratar de um cálculo para definir o preço unitário em relação à energia consumida. Qualquer alteração na carga do consumidor causará uma variação proporcional no custo total estando o consumidor no ACR ou no ACL.
- Também foram desconsideradas neste estudo quaisquer variações quanto à TUSD, TUST e encargos, uma vez que, como citado anteriormente, a migração para o mercado livre permite a negociação apenas da tarifa de energia elétrica (TE) e que estes outros custos incorrerão de igual forma no ACR e no ACL.
- O custo de adequação do sistema de Medição e Faturamento não foi incluído na tabela de custos de tarifa pois iria poluir a informação da tarifa no período do ano, mas é necessário considerar durante a negociação com a fornecedora de energia que este será um valor de dispêndio imediato. Uma alternativa para incluir este valor é definir o prazo do retorno que se desejará obter sobre este investimento inicial e projetar o cálculo mensal considerando esta diferença. Na tabela 5.13, como exemplo, recalculamos a tarifa base para negociação no ACL considerando um pay-back simples em 5 meses do investimento inicial com o SME.

**Tabela 5.13:** Tarifa base ACL considerando retorno do SMF

Item	Medidos	Tarifas A2	M1	M2	M3	M4	M5
TUSD Demanda P (kW)	3000	9,46	9,97	9,97	9,97	9,97	9,97
TUSD Demanda FP (kW)	3000	5,39	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
TUSD Consumo (MWh)	1175	15,93	16,79	16,79	16,79	16,79	16,79
Energia ML (MWh)	1175	-	180,15	180,15	180,15	180,15	180,15
<b>Sub-total</b>		<b>R\$ 278.341,48</b>					
ICMS (%)		18%	R\$ 50.101,47				
PIS/ COFINS (%)		5%	R\$ 13.917,07				
<b>Total Sem Adicionais</b>		<b>R\$ 342.360,02</b>					
Encargos CCEE	3000	0,11	R\$ 330,00				
Garantia Financeira		3%	R\$ 20.541,60	R\$ 19.675,32	R\$ 19.675,32	R\$ 19.675,32	R\$ 19.675,32
Gestão Energia		3%	R\$ 8.350,24	R\$ 7.998,10	R\$ 7.998,10	R\$ 7.998,10	R\$ 7.998,10
SMF		-	R\$ 20.000,00	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>R\$ 391.581,86</b>	<b>R\$ 370.363,43</b>				
Custo Mensal ACR		R\$ 374.614,11					
Amortização SMF		R\$ 16.967,75	-R\$ 4.250,68				

Como simulação, apresentamos na figura 5.2 o gráfico comparativo da tarifa projetada no ACR e no ACL, considerando no ACL uma tarifa de R\$ 170,00. Foi adotada esta tarifa como a média da projeção do PLD para o ano de 2017 disponível no informaCCEE – Acompanhamento diário, disponível no site do CCEE.

**Figura 5.2:** Gráfico comparativo de faturamento mensal ACR x ACL.

**Fonte:** Autor (2017)

Podemos observar no gráfico da figura 5.2 que a diferença entre o faturamento mensal no ACL e no ACR aumenta entre os períodos. Este aumento se dá pois a tarifa no ACL está considerando um fator de atualização conforme IGP-M, e a atualização dos contratos de energia da distribuidora considera a atualização

conforme taxa SELIC. É importante que este fator de atualização de contrato seja levado em consideração pois também pode gerar grande impacto quanto à viabilidade da migração.

## **5.5 Proposta de método para análise de viabilidade**

A partir do estudo realizado é possível definir uma metodologia que foi aplicada para o levantamento dos dados e a comparação final que foi realizada.

- a) Com as informações da conta de energia elétrica com a distribuidora, caracterizar os dados de consumo. É fundamental neste ponto fazer uma análise precisa dos montantes de consumo e demanda com base em um período que possibilite caracterizar com firmeza estes valores.
- b) Analisar as tarifas que são aplicadas pela distribuidora. Com estes dados é possível separar as parcelas A e B da conta de energia elétrica do consumo atual.
- c) Efetuar a projeção da tarifa de energia elétrica da distribuidora local pelo período desejado. Para efetuar esta projeção comparamos o horizonte de energia já contratada pela distribuidora e cruzamos com a projeção de seu mercado cativo. É possível efetuar esta projeção com as informações disponibilizadas pela agencia reguladora ANEEL a cada revisão tarifária publicada.
- d) Caso seja necessário projetar a contratação de mais energia pela distribuidora, levar em consideração a disponibilidade da fonte da energia para o período da necessidade da distribuidora. É possível buscar no planejamento do ONS os montantes de energia que serão disponibilizados de acordo com o planejamento de expansão do sistema, bem como seu tipo de fonte. É importante considerar o valor médio por tipo de fonte de energia elétrica com base no histórico dos leilões já realizados, visto que historicamente há bastante discrepância que pode gerar impacto relevante na tarifa projetada.

- e) Considerar os demais custos que incorrem do processo da migração. Como sugestão básica citamos Garantias Financeiras, encargos da CCEE, adequação do sistema de medição e faturamento e gestão de consumos, demandas e fechamentos financeiros.
- f) Efetuar a composição de todos os valores levantados e definir tarifa base para negociação junto à geradora ou comercializadora agente do mercado livre de energia elétrica.

Com base no estudo realizado durante a execução deste trabalho, entende-se que os passos acima deverão atender qualquer instalação hoje atendida pelo ambiente de comercialização regulada e permitir efetuar a comparação para migração com razoável grau de precisão.

## 6 CONCLUSÕES

No desenvolvimento deste trabalho efetuamos a análise de viabilidade da migração do mercado regulado de energia elétrica para o mercado livre. Com base nas informações disponíveis a qualquer consumidor, efetuamos um estudo sobre a projeção da tarifa no mercado cativo e, através da comparação desta tarifa com os outros custos sugeridos, foi definido um valor base que sirva de referência à negociação com um gerador ou comercializador no mercado livre.

Neste estudo foi considerado apenas um cenário de contratação sobre um mercado livre “tradicional”, que seria o caso mais crítico quanto à atratividade da migração. Em havendo a possibilidade da contratação de energia proveniente de fontes “especiais” de energia (usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW) é possível considerar também os descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição e de transmissão (TUSD e TUST) o que geraria grande impacto quanto à margem entre ACR e ACL.

Também não foi contabilizado aqui neste trabalho os pagamentos e recebimentos do Mercado de Curto Prazo, que deverão ser liquidados ao Preço de Liquidação das diferenças. Devido à grande volatilidade do PLD, este pode ser outro fator de grande impacto quanto à atratividade da migração. Mas entende-se que esta deva ser uma tratativa particular a cada caracterização de contrato firmado no mercado livre, de acordo com o perfil de aversão ao risco do responsável. O mercado livre permite ao gestor adotar medidas contratuais para se resguardar quanto à exposição ou assumir riscos maiores frente ao mercado de curto prazo buscando maiores margens.

Como desdobramento deste trabalho, seria possível efetuar a projeção considerando outras prospecções de crescimento de mercado, como as sugeridas pelo ONS e pelo EPE. Outra possibilidade seria efetuar o mesmo estudo considerando a contratação de fontes especiais e efetuar um comparativo em relação aos descontos na TUSD e TUST que podem permitir uma maior margem entre a tarifa do ACR e do ACL para o consumidor.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.

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

CASTRO, Roberto. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil**. Campinas, SP: [s.n.], 2004. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

ANEEL. **Por dentro da conta de luz**.2013. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Por+dentro+da+conta+de+luz/9b8bd858-809d-478d-b4c4-42ae2e10b514?version=1.0&download=true> Acesso em: 27 jan. 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico - [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

ANEEL. **Nota Técnica nº 77/2016-SGT/ANEEL**, Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2016.2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao> Acesso em: 25 jan. 2017.

ONS. **PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2016/2020 PEN 2016.2016.**

Disponível em: [www.ons.org.br/...energetica/RE-3-0101-2016\\_PEN2016\\_SumarioExecutivo.pdf](http://www.ons.org.br/...energetica/RE-3-0101-2016_PEN2016_SumarioExecutivo.pdf) Acesso em: 27 jan. 2017.

## ANEXO 1

### CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA E RESPECTIVAS TARIFAS

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	11.000.128,85	9.910.594,63	215,16	2.132.400.382,78
4º LEE 2009-08	645.663,24	581.711,97	174,37	101.432.898,41
4º LEE 2009-08 (MCSD)	552,67	497,93	174,37	86.824,07
4º LEE 2009-08 (MCSD)	-25.825,80	-23.267,82	174,37	-4.057.201,30
4º LEE 2009-08 (MCSD)	-598.732,20	-539.429,33	174,37	-94.060.089,54
4º LEE 2009-08 (MCSD)	-21.021,00	-18.938,92	174,37	-3.302.373,15
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	-7.418,40	-6.683,63	176,63	-1.180.560,93
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	-178.120,80	-160.478,40	176,63	-28.346.066,12
12º LEE 2014 36M/ Nova regra	185.540,51	167.163,21	176,63	29.526.836,04
13º LEE 2014-05 DISP	180.321,12	162.460,78	365,98	59.457.920,97
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	-18.448,56	-16.621,28	320,47	-5.326.562,71
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	-442.861,80	-398.997,49	320,47	-127.865.326,64
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	461.308,45	415.617,05	320,47	133.191.339,23
14ºLEE A-1 A-1 2015-03 DISP	3.376,71	3.042,26	293,94	894.242,69
14ºLEE A-1 A-1 2015-03 QTD (MSCD)/ Nova regra	-175,2	-157,85	222,45	-35.113,48
14ºLEE A-1 A-1 2015-03 QTD (MSCD)/ Nova regra	-4.231,08	-3.812,00	222,45	-847.990,58
14ºLEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra	4.402,23	3.966,20	222,45	882.292,21
1º LEN A-3 2008-15 T	542.157,99	488.458,65	288,43	140.887.556,83
1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T	-9.719,96	-8.757,23	288,43	-2.525.872,53
1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T	-7.462,77	-6.723,60	288,43	-1.939.308,80
1º LEN A-3 2008-30 H	76.683,29	69.088,01	194,71	13.452.411,92
2º LEN A-3 2009-15 T	754.343,33	679.627,58	308,65	209.768.485,10
2º LEN A-3 2009-30 H	1.468.683,61	1.323.214,31	227,3	300.770.708,95
4º LEN A-3 2010-15 T	996.726,54	898.003,36	323,01	290.063.915,78
6º LEN A-3 2011-15 T	42.537,10	38.323,91	278,68	10.679.928,08
8º LEN A-3 2012-15 T	28.854,55	25.996,58	224,27	5.830.151,23
8º LEN A-3 2012-30 H	2.885,45	2.599,66	223,15	580.120,31
12º LEN A-3 2014-20 OF/ Nova regra	225.083,35	202.789,43	137,45	27.874.323,57
12º LEN (retirado MIII) A-3 2014-20 T	200.223,69	180.392,05	141,26	25.482.006,85
12º LEN (Maranhão III) A-3 2014-20 T	163.026,08	146.878,77	141,26	20.747.952,75
12º LEN A-3 2014-30 H/ Nova regra	100.640,77	90.672,56	137,33	12.452.366,44
1º LEN A-4 2009-15 T	575.865,50	518.827,51	293,24	152.143.473,52
1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T	-9.810,32	-8.838,63	293,24	-2.591.881,99
1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T	-6.111,83	-5.506,47	293,24	-1.614.742,53
1º LEN A-4 2009-30 H	45.155,52	40.682,99	208,06	8.464.469,88
01º LEN 2008-H30 - Retirada Porto Goés	-1.080,00	-973,03	209,44	-203.793,30
01º LEN 2009-H30 - Retirada Porto Goés	-981,03	-883,86	209,44	-185.118,84

1º LEN A-5 2010-15 T	56,67	51,06	260,32	13.290,52
1º LEN A-5 2010-30 H	330,34	297,62	209,44	62.335,02
3º LEN A-5 2011-15 T	87.073,97	78.449,52	281,51	22.084.211,28
3º LEN A-5 2011-30 H	92.607,64	83.435,10	215,02	17.940.623,56
5º LEN A-5 2012-15 T	603.932,52	544.114,57	268,48	146.086.499,00
5º LEN A-5 2012-30 H	279.299,53	251.635,64	220,67	55.529.648,31
7º LEN A-5 2013-15 T	868.532,52	782.506,63	271,19	212.211.442,51
10º LEN A-5 2015-30 H	178.432,44	160.759,17	147,6	23.728.361,00
11º LEN A-5 2015-30 H	517.488,24	466.232,37	97,22	45.326.626,12
13º LEN A-5 2016-20 OF (efeito Despachos)/ Nova regra	22.869,99	20.604,77	130,99	2.698.941,89
13º LEN A-5 2016-20 OF (efeito Despachos)/ Nova regra	39.579,15	35.658,94	130,99	4.670.830,99
13º LEN A-5 2016-20 OF/ Nova regra	210.767,56	189.891,58	130,99	24.873.184,83
13º LEN A-5 2016-30 H (alterado por Despacho)/ Nova regra	38.970,85	35.110,89	113,75	3.993.837,09
15º LEN DIS20-2017/ Nova regra	10.682,13	9.624,09	109,68	1.055.601,03
15º LEN QTD30-2017/ Nova regra	10.611,66	9.560,61	116,57	1.114.461,09
1º LFA A-3 2010-15 OF	64.833,05	58.411,50	244,6	14.287.319,46
1º LFA A-3 2010-30 H	27.872,15	25.111,49	234,08	5.878.149,09
Madeira Santo Antônio	17.274,72	15.563,70	133,28	2.074.281,60
Estruturante Santo Antônio	608.246,79	548.001,52	133,28	73.035.922,99
Estruturante Santo Antônio - MCSD	15.998,22	14.413,64	133,28	1.921.004,09
Estruturante Santo Antônio - MCSD	3.812,58	3.434,96	133,28	457.800,40
Estruturante Jirau	838.967,80	755.870,22	117,22	88.606.213,08
Estruturante Jirau - MCSD	28.538,09	25.711,46	117,22	3.014.003,57
Estruturante Jirau - MCSD	23.780,23	21.424,86	117,22	2.511.510,60
Estruturante Jirau - MCSD	20.786,78	18.727,90	117,22	2.195.361,35
Estruturante Belo Monte	471.832,85	425.099,03	116,2	49.394.745,66
Estruturante Belo Monte	413.086,73	372.171,56	116,2	43.244.792,48
Estruturante Belo Monte - MCSD	98.695,01	88.919,53	116,2	10.332.080,32
Estruturante Belo Monte - MCSD	33.137,67	29.855,47	116,2	3.469.081,43
<b>Bilaterais</b>	<b>4.185.449,16</b>	<b>3.770.891,28</b>	<b>221,16</b>	<b>833.979.358,83</b>
BARRA GRANDE ENERGIA	555.822,00	500.769,27	234,27	117.315.217,58
CERAN	442.493,88	398.666,01	233,92	93.255.952,88
ENERCAN	1.044.980,40	941.477,80	198,24	186.638.559,59
FOZ DO CHAPECÓ	1.009.152,00	909.198,11	234,85	213.525.176,76
PETROBRAS COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA	1.129.602,00	1.017.717,85	218,73	222.605.425,92
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA (MONJOLINHO)	3.398,88	3.062,23	208,68	639.026,11
<b>Energia Base</b>	<b>12.496.962,95</b>	<b>11.314.226,59</b>	<b>132,28</b>	<b>1.496.676.504,93</b>
Cota Angra I/Angra II	909.053,89	819.014,46	206,29	168.954.493,33
Cotas Lei n º 12783/2013	5.707.307,09	5.142.013,13	60,61	311.659.599,33
Itaipu (tirando as perdas)	5.324.753,03	4.797.350,06	211,8	1.016.062.412,27
PROINFA	555.848,94	555.848,94	-	-
<b>Total</b>	<b>27.682.540,96</b>	<b>24.995.712,50</b>	<b>178,55</b>	<b>4.463.056.246,54</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 77/2016-SGT/ANEEL (ANEEL)