

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA

CARLOS EDUARDO MIRANDA

Mercado Livre de Energia:
Um estudo de viabilidade de migração de uma empresa localizada em Castanhal – PA

São Paulo
2017

CARLOS EDUARDO MIRANDA

Mercado Livre de Energia:

Um estudo de viabilidade de migração de uma empresa localizada em Castanhal – PA

Monografia apresentada ao PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica para conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof.Dr. Roberto Castro

São Paulo

2017

AGRADECIMENTOS

*Esta pós-graduação tem muitos significados para mim:
é um desafio importante e é gratificante conseguir chegar até este momento,
apesar de todas as dificuldades,
sobretudo por estar trabalhando praticamente em outro estado.*

*Agradeço ao meu orientador professor Roberto Castro,
pelo excelente auxílio durante todo o processo de construção da monografia,
bem como todos os ensinamentos transmitidos em sua disciplina,
que me ajudaram na definição pelo tema e pelo orientador.*

Agradeço à minha família, por sempre me apoiar em todos os momentos.

*Agradeço aos meus pais Roberto e Ana Lúcia, à minha irmã Ana Roberta
e à minha namorada Jacqueline
por toda força que me passam em todos os momentos da minha vida.*

*Por fim, agradeço a todos os professores do PECE,
bem como aos meus colegas de sala
por todos os momentos de aprendizado.*

RESUMO

O mercado livre de energia é um mercado alternativo ao mercado regulado. Nesse mercado é possível contratar energia com qualquer agente gerador ou comercializador que participa do Sistema Interligado Nacional (SIN), não mais adquirindo o insumo energia diretamente da concessionária local; pode-se negociar bilateralmente os preços, períodos de contratação, indexador econômico, dentre outras condições, diretamente com os fornecedores de energia contratualmente. Este ambiente, bem como o ambiente regulado, possui como principais órgãos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a função regulatória, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como entidade administrativa de todo o setor elétrico, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) responsável pela operação do sistema elétrico interligado e isolado. O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade financeira e técnica da migração de uma empresa do setor pecuário, localizada em Castanhal/PA, para o mercado livre de energia. Para alcançar o objetivo proposto, inicialmente foi desenvolvida uma pesquisa bibliográfica sobre o setor elétrico brasileiro atual, o mercado livre de energia e ainda todas as definições correlatas ao tema. Posteriormente, desenvolveram-se simulações de acordo com o perfil de consumo do consumidor que, de acordo com as regras atuais, é considerado um consumidor especial e obrigatoriamente pode apenas contratar energia de fonte incentivada. Diante desse cenário, desenvolveu-se o cálculo do preço de equilíbrio do consumidor adquirindo energia incentivada com 50% e 100% de desconto, calculou-se o custo do fio para esse consumidor visando identificar qual a fonte de energia é a mais rentável para o consumidor de acordo com as premissas de estudo definidas e, por fim, realizou-se o estudo de viabilidade financeira considerando uma contratação de três anos de energia, visando uma estratégia conservadora, evitando exposições futuras. Pode-se observar grande viabilidade de acordo com os critérios estabelecidos, obtendo-se uma economia média de 27% em três anos de contratação de energia incentivada com 100% de desconto, comparativamente ao mercado cativo. Os preços de energia para os três anos mostraram-se muito menores do que os preços de equilíbrio. Com relação aos principais investimentos para adentrar no mercado livre de energia, atentou-se ao *payback* de menos de um mês. Também identificou-se possibilidade de antecipar a migração para o mercado livre, rescindindo o contrato com a concessionária mediante pagamento de multa. Este cenário também mostrou-se favorável com *payback* inferior a três meses. Conclui-se que, diante do estudo de viabilidade, ser possível realizar uma migração com segurança desse consumidor, Contudo, para trabalhos futuros recomenda-se o estudo de viabilidade visando as possíveis alterações que surgirão futuramente no mercado.

Palavras-chave: Mercado livre de energia. Estudo de viabilidade. Indústrias em Castanhal, Energia incentivada. Contratação de energia.

ABSTRACT

The free energy market is an alternative to the regulated market. In this free model it is possible to contract energy with any generating or trading agent that participates in the National Interconnected System (Sistema Interligado Nacional, SIN), no longer acquiring the energy input directly from the local utility; it is possible to negotiate bilaterally the prices, contracting schedules, economic index, and other conditions, directly with the contracted energy suppliers. As well as the regulated environment, this free market has its own main organs, the National Electric Energy Agency (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL), that has the regulatory function, the Electric Energy Trading Chamber (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE), that is the administrative entity of the whole electric sector, and the National Electric System Operator (Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS), which is responsible for the operation of the interconnected and isolated electrical system. The objective of this work is to analyze the financial and technical feasibility of the migration of a company from the livestock sector, located in Castanhal/PA, to the free energy market. In order to reach the proposed objective, a bibliographical research was developed initially on the Brazilian current electric sector, the free market of energy and all the definitions related. Subsequently, simulations were developed according to the profile of client's consumption which, according to the current rules, is considered a special consumer and can only contract energy from an encouraged source. In view of this scenario, the consumer equilibrium price calculation was developed by acquiring energy at 50% and 100% discount, the cost of the power cord was calculated for this consumer in order to identify which energy source is the most profitable for the consumer. according to the defined study premises, and finally, the financial feasibility study was carried out considering a three-year contracting of energy, aiming at a conservative strategy, avoiding future exposures. It is possible to observe a great viability according to the established criteria, obtaining an average saving of 27% in three years of contracted energy with 100% discount, compared to the captive market. Energy prices for the three years were much lower than the equilibrium prices. In regard to the main investments to enter the free energy market, the payback of less than one month was considered. It was also identified the possibility of anticipating the migration to the free market, terminating the contract with the utility through payment of a fine. This scenario was also favorable with a payback of less than three months. It is concluded that, in view of the feasibility study, it is possible to carry out a safe migration of this consumer. However, for future work it is recommended the feasibility study aiming at possible changes that will arise in the market hereafter.

Keywords: free energy market; viability study; industries in Castanhal; energy encouraged; contracting of energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1 – Estrutura institucional do setor elétrico - Brasil.....	14
Figura 2.2 – Estrutura de custos e tarifas no ACR e no ACL	17
Figura 2.3 – Regras para cada tipo de consumidor de energia elétrica.....	19
Figura 2.4 – Consumo no ACL por classe - 2º Semana – Agosto/2017	22
Figura 2.5 – Geração no SIN 2ª semana – agosto/2017	23
Figura 2.6 – Capacidade instalada de geração em MW	24
Figura 2.7 – Sistema de transmissão – Horizonte, 2017	26
Figura 2.8 – PLD Médio – R\$/MWh.....	28
Figura 2.9 – ESS no SIN – R\$	30
Figura 2.10 – MLT - 2017 – MW Med.....	32
Figura 2.11 – ENA x MLT - 2017 – MW Med	33
Figura 2.12 – EAR – Agosto/2017 – MWmês	34
Figura 2.13 – Níveis de armazenamento por submercado	35
Figura 2.14 – Curva forward de preços.....	37
Figura 2.15 – Atratividade de migração ao ACL no território nacional	39
Figura 2.16 – Evolução tarifária Celpa – 2014 a 2017	40
Figura 3.1 – Tarifas vigentes da Celpa.....	42
Figura 3.2 – Curva de consumo da unidade consumidora.....	43
Figura 3.3 – Agentes CCEE	46
Figura 3.4 – Simulação ACR	50
Figura 3.5 – Fatura TUSD no ACL com 50% de desconto.....	51
Figura 3.6 – Custos CCEE no ACL	52
Figura 3.7 – Nota fiscal de energia incentivada com 50% de desconto.....	53
Figura 3.8 – Fatura TUSD no ACL com 100% de desconto.....	53
Figura 3.9 – Nota fiscal de energia incentivada com 100% de desconto.....	54
Figura 3.10 – Comparativo de custos ACR x ACL.....	60
Figura 3.11 – Comparativo de custos ACR X ACL.....	60
Figura 3.12 – <i>Payback</i> do investimento.....	61
Figura 3.13 – <i>Payback</i> do investimento.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ambiente livre e ambiente regulado	15
Tabela 2 – Diferenças tarifárias dos tipos de consumidor	21
Tabela 3 – Premissas de consumo	40
Tabela 4 – Histórico Consumo da unidade consumidora	43
Tabela 5 – Percentual da variação de consumo da unidade consumidora	44
Tabela 6 – Simulação da multa por antecipação.....	47
Tabela 7 – Preços de energia estudados.....	55
Tabela 8 – Análise da escolha da fonte	55
Tabela 9 – Tarifas projetadas no ACR.....	57
Tabela 10 – Tarifas ACL	58
Tabela 11 – Custos ACR	58
Tabela 12 – Custos ACL	59
Tabela 13 – Consolidado de resultados.....	59
Tabela 14 – Viabilidade do pagamento da multa	62

LISTA DE ABREVIACÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBCE	Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CER	Contrato de Energia de Reserva
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONER	Conta de Energia de Reserva
CUSD	Contrato de Uso de Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso de Sistema de Transmissão
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
EER	Encargo de Energia de Reserva
ENA	Energia Natural Afluenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FIESP	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-	Índice Geral de Preços do Mercado
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo

MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Med Megawatt médio
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVOS	11
1.1.1 Objetivo geral.....	11
1.1.2 Objetivos específicos.....	11
1.2 JUSTIFICATIVA	12
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	13
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	13
2.2 MERCADO LIVRE DE ENERGIA BRASILEIRO	16
2.2.1 Estrutura tarifária no ACR e no ACL.....	16
2.2.2 Aplicação do desconto tarifário	19
2.2.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	21
2.2.3.1 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	23
2.2.3.2 Encargos	29
2.2.4 Operador Nacional do Sistema (ONS).....	30
2.2.4.1 Energia Natural Afluente (ENA).....	31
2.2.4.2 Energia Armazenada	33
2.2.5 Preços de energia no longo prazo	36
2.2.6 Etapas para migração ao ACL	37
2.3 CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ (CELPA).....	39
2.4 CONSULTA PÚBLICA Nº33/2017.....	41
3 ESTUDO DE CASO: ESTUDO DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE UMA EMPRESA LOCALIZADA EM CASTANHAL/PA	42
3.1 EMPRESA ESTUDADA.....	42
3.2 ANÁLISE DE DADOS.....	42
3.2.1 Amostra de consumo	42
3.2.1.1 Período de contratação	45
3.2.1.2 Processo de escolha de fornecedores	46
3.2.2 Vigência contratual	46
3.2.3 Cálculo do fio.....	48
3.2.4 Preço de equilíbrio.....	49
3.2.5 Escolha da fonte de energia	54
3.2.6 Estudo de viabilidade	56

3.2.7 Custos para migração ao ACL.....	61
3.2.8 Premissas do estudo.....	62
CONSIDERAÇÕES FINAIS	64
REFERÊNCIAS	66

1 INTRODUÇÃO

A adesão de agentes ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) vêm crescendo ano após ano. O grande crescimento de migração de consumidores ao mercado livre de energia deve-se, sobretudo, à falta de previsibilidade de custos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), bem como aos crescentes aumentos das tarifas que se dão pelos reajustes ordinários e extraordinários.

Nas indústrias localizadas em Castanhal-PA não é diferente. Uma crescente busca pelo mercado livre de energia frente às tarifas praticadas pelas Centrais Elétricas do Pará (CELPA), concessionária de energia local, tornou-se rotina por parte das indústrias e do comércio local.

Inserido nesse contexto, analisar a viabilidade financeira para propiciar uma migração segura ao consumidor local tornou-se fundamental, sobretudo para quantificar o percentual de benefício comparativamente as condições atuais, entender os riscos inerentes a essa transição e também entender as estratégias que visam mitigar esses riscos.

Baseado em todos os conceitos e práticas atuais do mercado livre de energia elétrica, e diante de um setor elétrico prestes a transitar por mudanças regulatórias, o intuito deste trabalho é analisar a viabilidade financeira de migração ao ACL de uma indústria do setor pecuário – localizada em Castanhal-PA –, por meio de premissas conservadoras e metodologias de cálculo validadas pela pesquisa bibliográfica, buscando uma estratégia de contratação de energia que possibilite uma transição segura para o consumidor ao ACL.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral analisar a viabilidade financeira e técnica de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de uma indústria localizada em Castanhal-PA.

1.1.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral proposto, este trabalho tem como objetivos específicos:

- Pesquisar sobre o Ambiente de Contratação Livre. Entender como este ambiente foi criado, quais são os órgãos envolvidos e como se dá sua operação atualmente.
- Definir premissas técnicas e financeiras para estudar a viabilidade de migração ao Ambiente de Contratação Livre da unidade consumidora.

1.2 JUSTIFICATIVA

Com a criação do Ambiente de Contratação Livre, as grandes indústrias identificaram a oportunidade de obter diversas vantagens perante suas concorrentes no que tange aos custos envolvendo energia elétrica: a vantagem direta é a redução de custos com energia, em caso de uma estratégia de contratação adequada ao perfil de consumo da empresa; outra vantagem ocorre com os preços provenientes de acordos bilaterais entre consumidor e fornecedor, quando menores do que as tarifas praticadas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No entanto, existem também diferenciais indiretos que são extremamente benéficos aos olhos da indústria: previsibilidade orçamentária, possibilidade de aproveitar oportunidades conjunturais de mercado, livre negociação com diversos fornecedores, entre outros.

No decorrer dos anos, esse mercado – visto pela indústria e pelo comércio como alternativa ao ACR, ganhou extrema popularidade, desde a sua criação. Segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), comparando-se com o ano 2015, foram registrados e aprovados, em 2016, um aumento 25 vezes maior no número de pedidos de adesão ao ACL.

Tal cenário impactou o Estado do Pará, e mais especificamente o município de Castanhal que, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) possui cerca de 1.028,889 km² de área territorial e uma população estimada de 192.571 habitantes. O município é atendido no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pela Celpa (Centrais Elétricas do Pará). De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.284 de 31 de julho de 2017, o reajuste tarifário ordinário da Celpa no ACR para clientes atendidos em alta tensão foi, na média, 7,19% em comparação à Resolução Homologatória vigente anteriormente. Tal fato motivou os consumidores elegíveis a migrar para o ACL.

Diante deste cenário apresentado de elevação de custos no ACR, estudar a viabilidade financeira de migração de uma unidade consumidora para o ACL é uma maneira de contribuição para avaliação dos consumidores em busca por alternativas ao ACR.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro passou por diversas transformações, sobretudo nos últimos 30 anos, alternando de uma indústria basicamente privada para uma indústria, quase em toda sua totalidade, pública. Mercedes et al. (2015) explicam que pela crescente demanda energética e pela falta de disponibilidade houve a necessidade de um planejamento e uma centralização maior para atendimento das demandas energéticas do país. O setor elétrico passou por diversas etapas até o modelo institucional atual.

De acordo com Mercedes et al. (2015, p. 15):

O foco do processo de planejamento em cada uma das etapas de institucionalização e reforma do setor elétrico pode ser resumido como:

- Início: obtenção de economias de escala; superação contínua das barreiras tecnológicas e de conhecimento.
- Período estatal: planejamento energético normativo (GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema); economias de escala e de escopo; regularidade tecnológica – grandes usinas hidrelétricas (até os anos 1970); capacidade instalada de geração e de transmissão crescentes, para atender a uma demanda crescente; após os anos 1970 – promoção de diversidade tecnológica e de fontes.
Período mercantil – FHC: planejamento energético indicativo (CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão); o incremento da participação do gás natural na matriz energética é a principal meta em termos de desenvolvimento de recursos.
- Período mercantil – Lula e Rousseff: planejamento integrado e estratégico (empresa de pesquisa energética); participação pública (consultas e audiências); fontes renováveis são consideradas “complementares”, ao invés de “alternativas”.

Atualmente, o setor elétrico possui uma estrutura institucional baseada em órgãos políticos, órgãos regulatórios, órgãos administrativos e apoiadores. A Figura 2.1 exhibe a estrutura atual do setor elétrico.

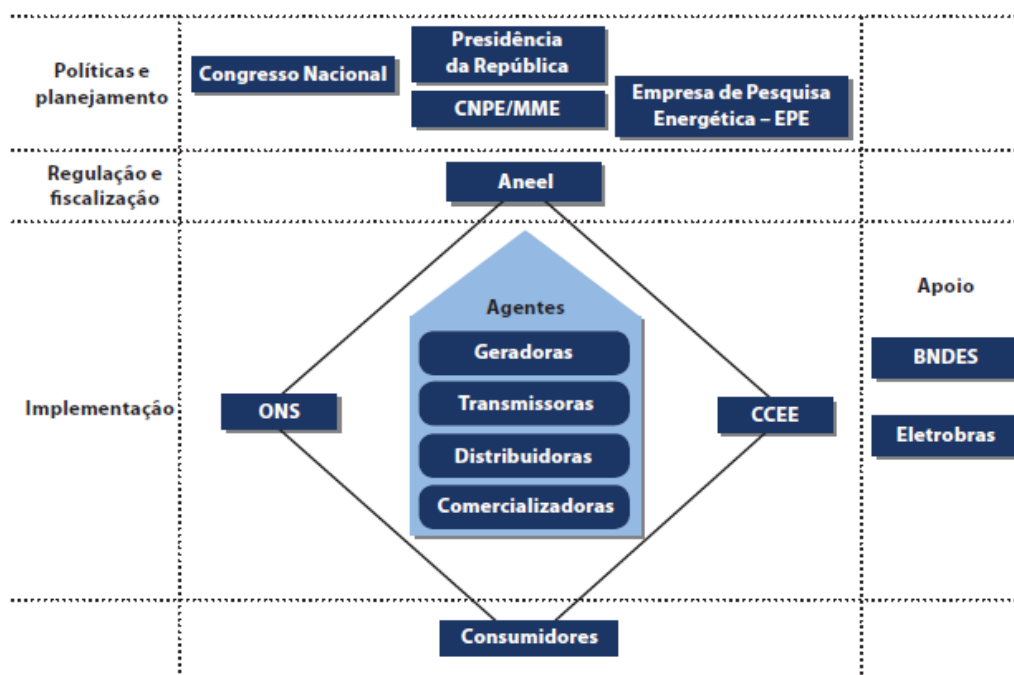


Figura 2.1 – Estrutura institucional do setor elétrico - Brasil

Fonte: Mercedes et al. (2015, p. 16).

Diante desse modelo atual do setor elétrico, a partir de 2004 instaurou-se uma nova lei a qual promoveu pilares tais como: universalização da utilização da energia elétrica, modicidade tarifária e garantia do suprimento de energia elétrica.

Na visão de Walvis (2014), a lei nº 10.848/2004 foi extremamente relevante para o setor elétrico, com a criação de dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Tal lei impôs a criação de critérios para os dois tipos de consumidores: consumidores cativos, que fazem parte do ACR e consumidores livres, que fazem parte do ACL.

No dia 09 de setembro de 2010 foi divulgada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 414. Esta resolução da ANEEL (2010) contempla em seu art. 1 atualizar as práticas de consumo de energia elétrica no que tange aos consumidores e às distribuidoras, com todas as definições técnicas e as definições dos tipos de consumidores.

Também em substituição ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), criou-se a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – entidade responsável por realizar a administração da comercialização de energia de todo o mercado.

Walvis (2014) explica que enquanto no ambiente regulado, criaram-se leilões supervisionados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE com a compra de contratos de energia de até trinta anos pelas distribuidoras de energia, no ambiente livre de contratação o

mercado é de balcão: através de acordos bilaterais entre comercializadores, geradores e consumidores são firmados contratos de compra e venda de energia para os mais diversos períodos.

Na tabela abaixo, é possível observar a síntese dos principais componentes comparativos entre os dois ambientes de contratação: participantes, contratação, tipo de contrato e preço.

Tabela 1 – Ambiente livre e ambiente regulado

Ambiente de Contratação	Ambiente de Contratação Regulado - ACR	Ambiente de Contratação Livre - ACL
Participantes	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais
Contratação	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel	Livre negociação entre os compradores e vendedores
Tipo de contrato	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)	Acordo livremente estabelecido entre as partes
Preço	Estabelecido no leilão	Acordado entre comprador e vendedor

Fonte: adaptado de CCEE (2017).

O agente comercializador de energia foi criado para propiciar mais liquidez ao mercado com operações de compra e venda de energia elétrica. Chinan e Nassa (2014) argumentam que as comercializadoras podem ser classificadas como: 1) Independentes, comercializadores que não possuem qualquer relação com geradores e distribuidores; 2) Não independentes, comercializadores que possuem vínculos com geradores e/ou distribuidores.

De acordo com Chinan e Nassa (2014, p. 33), “[...] As empresas de comercialização de energia no Brasil atuam como corretoras, intermediando as negociações e os contatos entre vendedores e compradores, como representantes de outros agentes ou interessados em participar do mercado livre junto à CCEE [...]”. As empresas de comercialização de energia elétrica também podem atuar como representantes do consumidor, entregando a sua especialidade no setor, visando fornecer mais segurança em termos de sua gestão energética.

2.2 MERCADO LIVRE DE ENERGIA BRASILEIRO

2.2.1 Estrutura tarifária no ACR e no ACL

Nos dois ambientes de contratação, percebem-se grandes diferenças no que tange ao processo de contratação de energia e a precificação do insumo. No entanto, com relação à estrutura tarifária referente à utilização da rede da concessionária, os ambientes de contratação possuem semelhanças.

No ACR, os consumidores obrigatoriamente devem consumir energia de sua distribuidora local. A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP (2016) define os consumidores regulados em dois grupos: alta tensão e baixa tensão.

1. Alta tensão (Grupo A): consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV. Caso o consumidor de alta tensão seja classificado como consumidor do sistema subterrâneo de distribuição, possui tensão secundária (127-220V). Os consumidores de alta tensão são faturados tanto pela demanda, quanto pela energia.
2. Baixa Tensão (Grupo B): consumidores com tensão de fornecimento menor que 2,3kV. Os consumidores de baixa tensão são cobrados apenas pelo consumo de energia, ou seja, não são cobrados pela demanda.

Para os consumidores em alta tensão, pertencentes ao Grupo A, o faturamento da concessionária é discriminado por tarifação horária diferenciada definida por: horário de ponta e horário fora de ponta. O horário de ponta é um horário de três horas consecutivas determinado pela concessionária, e o horário de fora de ponta é o horário complementar ao horário de ponta. Além desta discriminação tarifária horária na alta tensão, o consumidor pode pertencer a duas modalidades tarifárias distintas atualmente: modalidade azul e modalidade verde. Na modalidade azul, tarifas diferenciadas de consumo e de demanda de acordo com as horas de utilização do dia; já na modalidade verde, existem duas tarifas de consumo diferentes, contudo apenas uma única demanda é contratada (FIESP, 2016).

Com relação aos consumidores pertencentes ao ACL, existem duas classificações de consumidores. ANEEL (2010, p. 3) define:

- a) consumidor especial: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de

1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

b) consumidor livre: agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 1995.

Na figura, a seguir, é exibido um exemplo de três consumidores distintos: o cativo, o livre – consumindo energia convencional –, e o especial – consumindo energia incentivada. O intuito desta simulação é exibir visualmente a diferença de custos, bem como os componentes tarifários de cada modalidade de consumo dentro dos ambientes de contratação.

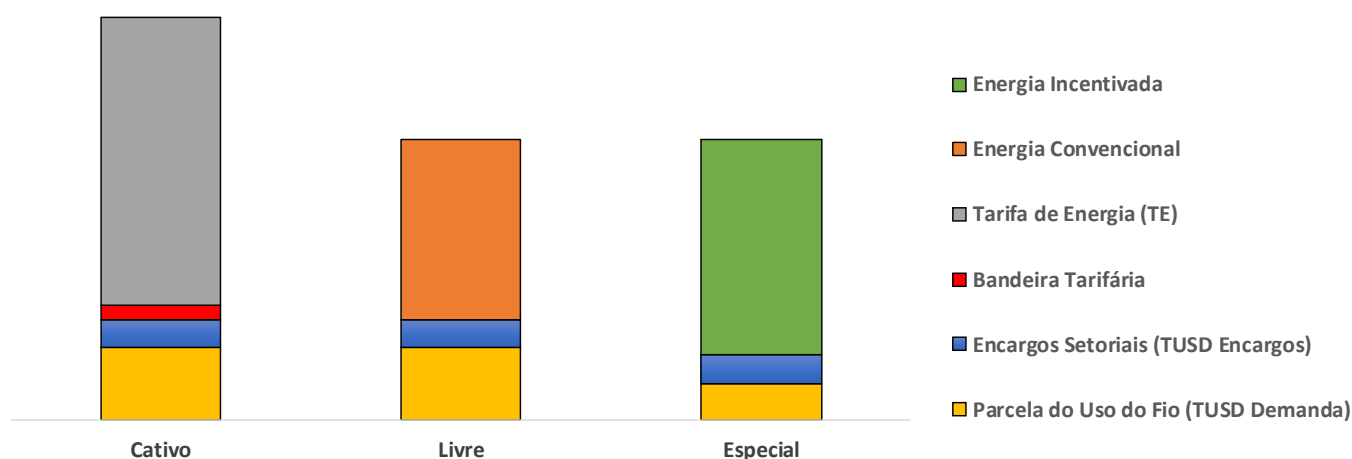


Figura 2.2 – Estrutura de custos e tarifas no ACR e no ACL

Fonte: elaboração própria (2017).

Em ambos os ambientes de contratação, percebe-se a existência de componentes tarifários comuns na composição de custos apresentada: a *parcela do uso do fio* e os *encargos setoriais*. Os componentes apresentados, com o intuito de simular uma fatura de energia de três consumidores distintos estão definidos como:

1. Parcela do uso do fio (TUSD Demanda): este componente refere-se à demanda contratada pelo consumidor. De acordo com ANEEL (2010), a demanda contratada é a potência ativa da unidade consumidora, e que deve ser disponibilizada pela concessionária de distribuição ao ponto de conexão. É um valor em kW que deve ser fixado em contrato e que se deve pagar integralmente, conforme a vigência do contrato

com a concessionária de distribuição. Essa tarifa é cobrada nos dois ambientes de contratação em R\$/kW.

2. Encargos setoriais (TUSD Encargos): componente utilizado para a concessionária se ressarcir dos encargos e tributos, os quais ela é obrigada a repassar aos órgãos competentes; essa tarifa é cobrada sobre a energia consumida, em KWh (FERRAZ et al., 2011). E mais: é cobrada tanto para consumidores no ACR quanto para consumidores no ACL em R\$/kWh.
3. Tarifa de Energia (TE): tarifa aplicada apenas no ACR. A ANEEL (2010) define essa tarifa como um valor monetário cobrado mensalmente em R\$/kWh pelas concessionárias.
4. Bandeira tarifária: outro componente existente apenas no ACR em qualquer nível de tensão, em R\$/KWh. É um custo tarifário que acresce a tarifa de energia mensalmente, dependendo do risco de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN).
5. Energia convencional: energia proveniente de grandes usinas hidrelétricas e grandes geradores termoelétricos.
6. Energia incentivada: de acordo com a FIESP (2016), a energia especial, ou também incentivada, como é comumente chamada, é a energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) – usinas de biomassa e geração solar e eólica com potência de até 50 MW. Dependendo do tipo de energia especial que o consumidor utiliza, é possível receber um incentivo de 50% até 100% nas Tarifas do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou nas Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST).

Na Figura 2.3, pode-se analisar visualmente as regras aplicadas aos consumidores livres e especiais e verificar qual tipo de energia podem consumir.

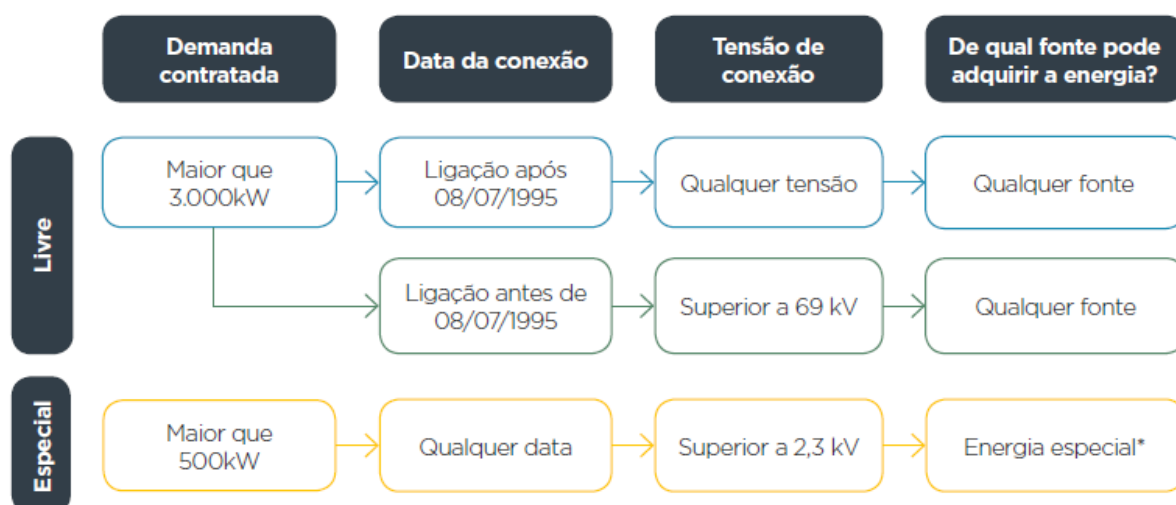


Figura 2.3 – Regras para cada tipo de consumidor de energia elétrica

Fonte: FIESP (2016, p.9)

Pode-se observar que, de acordo com a categoria de consumo que se enquadra o agente, o tipo de energia a ser consumido se difere de acordo com a sua demanda contratada e também com a data de conexão na rede de distribuição. Segundo a Constituição Federal (BRASIL, 2016) os consumidores anteriores a 08/07/1995 atendidos em tensão abaixo de 69kV poderão migrar livremente a partir de 01/01/2019 e assim consumir qualquer fonte de energia.

2.2.2 Aplicação do desconto tarifário

Existem diferenças no que tange ao faturamento da concessionária para o consumidor usuário de energia incentivada por conta do emprego dos descontos na TUSD e na TUST. A forma de emprego do desconto tarifário diferencia-se de acordo com a modalidade tarifária à qual o consumidor de alta tensão encontra-se. Abaixo, são exibidas as diferenças do faturamento do incentivo tarifário sem impostos para a modalidade tarifária azul e verde onde:

Emprego do desconto na tarifação azul

$$T. Azul = (CP \times EP) + (CFP \times EFP) + DP \times TUSD \times DP \times (1 - PD) + DFP \times TUSD \times DFP \times (1 - PD) \quad (1)$$

Onde:

CP= Consumo Ponta (kWh)

EP= Encargos Ponta (R\$/kWh)

CFP= Consumo Fora de Ponta (kWh)

EFP= Encargos Fora de Ponta (R\$/kWh)

DP= Demanda ponta (kW)

TUSD DP= TUSD Demanda Ponta (R\$/kW)

DFP= Demanda Fora Ponta (kW)

TUSD DFP= TUSD Demanda Fora Ponta (R\$/kW)

PD= Percentual de Desconto (%)

Já na modalidade verde:

Emprego do desconto na tarifação verde

$$T.Verde = (CP \times ((EP - EFP) \times (1 - PD)) + EFP) + (CFP \times EFP) + DFP \times TUSD DFP \times (1 - PD) \quad (2)$$

Onde:

CP= Consumo Ponta (kWh)

EP= Encargos Ponta (R\$/kWh)

CFP= Consumo Fora de Ponta (kWh)

EFP= Encargos Fora de Ponta (R\$/kWh)

DP= Demanda ponta (kW)

TUSD DP= TUSD Demanda Ponta (R\$/kW)

DFP= Demanda Fora Ponta (kW)

TUSD DFP= TUSD Demanda Fora Ponta (R\$/kW)

PD= Percentual de Desconto (%)

A Tabela 2 realiza uma síntese das características tarifárias apresentadas, exibindo os custos tarifários, sem consideração de impostos, versus o tipo de consumidor.

Tabela 2 – Diferenças tarifárias dos tipos de consumidor

	Consumidor Regulado	Consumidor Usuário de Energia Convencional	Consumidor Usuário de Energia Incentivada Modalidade Tarifária Azul	Consumidor Usuário de Energia Incentivada Modalidade Tarifária Verde
Tarifa de Energia Ponta	Sim	Não - Preço fixado em contrato	Não - Preço fixado em contrato	Não - Preço fixado em contrato
Tarifa de Energia Fora Ponta				
Tarifa de Demanda Ponta		Sim	Desconto aplicado conforme exibido na equação 1	Inexistente nesta modalidade
Tarifa de Demanda Fora Ponta		Sim		Desconto aplicado conforme exibido na equação 2
Tarifa de Encargos Ponta		Sim	Sim	
Tarifa de Encargos Fora Ponta		Sim	Sim	Sim

Fonte: Elaboração própria (2017).

Percebe-se na Tabela 2 que o consumidor livre gerencia ativamente mais de um custo no ACL. Além da possibilidade de reduzir o seu custo com energia, substituindo a tarifação binômia por um preço fixo para todas as horas do dia, existe também a possibilidade dos descontos tarifários na TUSD e na TUST, provenientes da utilização de energia de fonte incentivada, que podem chegar até 100% de desconto. O emprego deste desconto diferencia-se de acordo com a modalidade tarifária do consumidor, conforme exibido nas equações 1 e 2.

2.2.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Fundada com o objetivo de administrar o setor elétrico em seus dois ambientes de contratação, a CCEE (2017), uma entidade sem fins lucrativos, possui três agentes distintos: os geradores, os comercializadores e os distribuidores. Os agentes geradores podem ser categorizados em:

1. Concessionário de serviço público de geração: agente explorador do ativo de geração a título de serviço público.

2. Produtor independente de energia elétrica: agente individual, ou participante de consórcio, o qual é permitido a realizar a produção de energia elétrica a título de comercialização, assumindo todo o seu risco.
3. Autoprodutor: agente produtor de energia para consumo próprio, podendo comercializar excedentes desde que o mesmo seja autorizado pela ANEEL.

Na Figura 2.4, a seguir, pode-se observar a representatividade do consumo no ACL de acordo com os tipos de agentes.

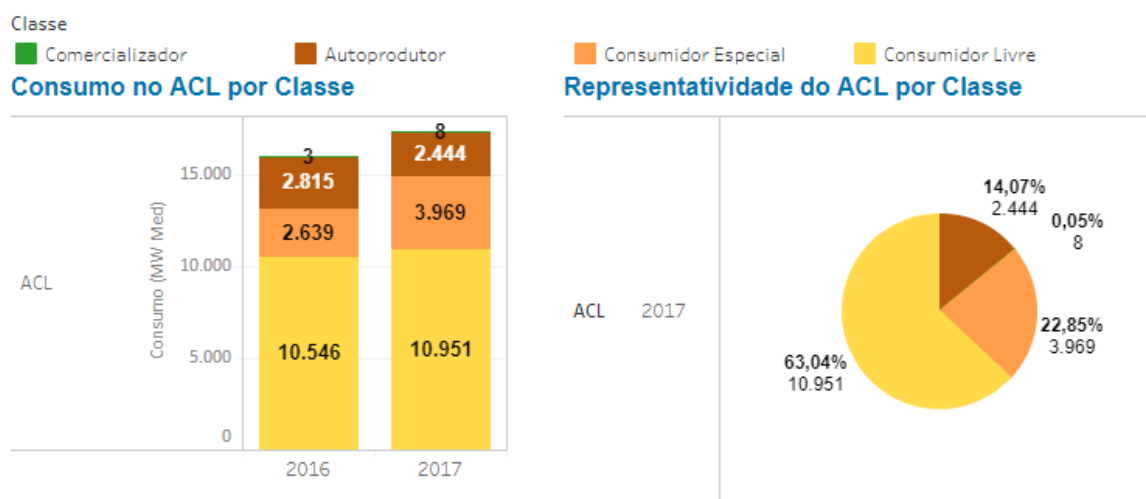


Figura 2.4 – Consumo no ACL por classe - 2ª Semana – Agosto/2017

Fonte: CCEE (2017).

Na Figura 2.4, identifica-se a predominância dos consumidores livres, no que se refere a consumo de energia em MW Med, seguido dos consumidores especiais e dos autoprodutores.

A CCEE possui atribuições extremamente relevantes para o setor elétrico, no referentes à contabilização financeira dos contratos de longo e curto prazo, à promoção de leilões nos dois ambientes de contratação, e ao recolhimento e repasse de encargos. Todos os contratos de energia celebrados no mercado, em ambos os ambientes de contratação, são registrados na CCEE, através de uma plataforma digital. A entidade realiza a medição dos montantes consumidos e gerados por cada agente; para que as diferenças apuradas, sejam positivas ou negativas, são liquidadas no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP) através da liquidação financeira, onde ocorrem tanto os pagamentos referentes à compra e venda de energia elétrica, como também o repasse de encargos. No mercado de curto prazo, não existem contratos. O que ocorre é a contratação valorada à média mensal do preço de liquidação das diferenças do mês de referência. Para

manutenção de suas operações relativas à administração do mercado, a CCEE realiza a todos os agentes a cobrança mensal da contribuição associativa, que se trata de um valor financeiro mensal e que é rateado entre todos os agentes do mercado, proporcional ao volume de energia transacionado (CCEE, 2017).

2.2.3.1 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O PLD possui a finalidade de precificar o MCP de acordo com as condições hidrológicas do sistema. Maia et al. (2016) definem a principal finalidade do PLD: otimizar a utilização de água para benefícios futuros. O Sistema Interligado Nacional (SIN) possui como principais fontes de geração a hidrelétrica e a termoeletrica, sendo a primeira a fonte preponderante. Ambas as fontes são chamadas de fontes estruturantes. Na Figura 2.5, a seguir, é possível observar o volume de geração hidrelétrica no SIN, na segunda semana operativa de agosto de 2017.

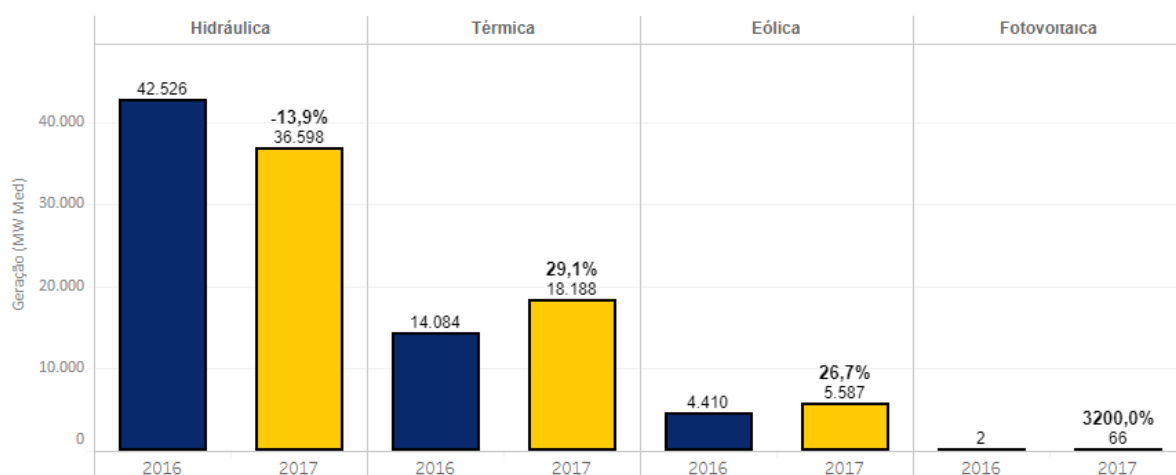


Figura 2.5 – Geração no SIN 2ª semana – agosto/2017

Fonte: CCEE (2017).

Há dois tipos de comparação na Figura 2.5: a comparação de volume de geração por fonte e também a comparação do volume de geração na mesma semana operativa do ano anterior em MW Med. Para melhor elucidar a dependência da geração hidrelétrica, CCEE (2017) divulga que na segunda semana operativa de agosto de 2017, os percentuais de representatividade de geração foram:

1. Geração hidrelétrica: representatividade de 60,6%
2. Geração térmica: representatividade de 30,1%
3. Geração eólica: representatividade de 9,2%

4. Geração solar: representatividade de 0,1%

As fontes de geração de cada país variam de acordo com a disponibilidade de recursos. Na Rússia, por exemplo grande parte da energia gerada é dependente do gás natural, enquanto que nos EUA impera a geração térmica, por conta da ausência de recursos hídricos (AMARAL, 2014).

Outra maneira de analisar a matriz de geração brasileira é por meio do potencial de geração instalado no SIN. A Figura 2.6, a seguir, exhibe a capacidade instalada por tipo de usina em MW.

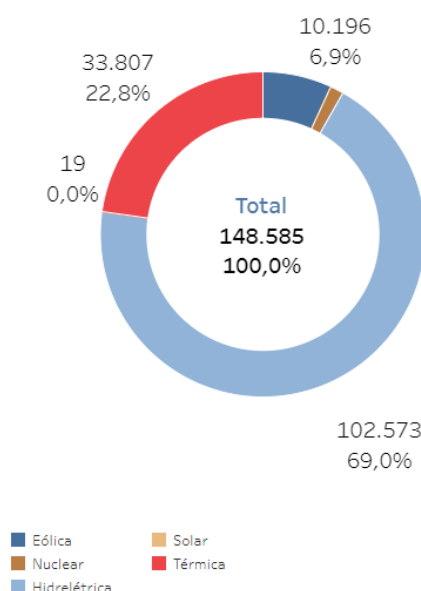


Figura 2.6 – Capacidade instalada de geração em MW

Fonte: ONS (2017).

Percebe-se, na Figura 2.6, a predominância de capacidade instalada de geração hidrelétrica ante as outras fontes, representando 69,0% da matriz energética do SIN. Tal fato fundamenta o despacho hidrelétrico possuir grande influência sobre o PLD.

Maia et al. (2016) explicam que para o desenvolvimento da precificação do PLD utiliza-se um modelo matemático, visando a otimização do despacho hidrelétrico, contendo como principais *inputs*: condições hidrológicas do SIN, preços de acionamento das termoeletricas, custo de déficit do sistema, disponibilidade e entrada de novos empreendimentos de geração e transmissão.

Com o objetivo de atendimento da carga ao menor custo possível, o Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade responsável por realizar o despacho centralizado de todas as usinas no SIN, despacha usinas de acordo com os resultados dos modelos matemáticos estocásticos de otimização: o NEWAVE e o DECOMP. De acordo com o ONS (2012), o NEWAVE possui a finalidade de empregar os limites estruturais da rede, em um horizonte de cinco anos, enquanto que o DECOMP, possui a finalidade de empregar os limites conjunturais no curto prazo, podendo sofrer influências de intervenções, nas instalações da rede elétrica, e também do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

As usinas termoeletricas que são despachadas pelo ONS são despachadas por ordem de mérito, isto é, da mais barata para a mais cara. Em momentos de maiores afluências, utiliza-se, na maioria das vezes, a geração hidrelétrica; já em momentos de menores afluências acionam-se usinas termoeletricas para realizar o atendimento da carga, assim, aumentando o Custo Marginal de Operação (CMO), porém gerenciando os recursos hídricos. O resultado do CMO proveniente da otimização dos despachos, que é calculado pelo ONS, é a base do PLD, que é calculado pela CCEE. O valor do CMO é o mesmo do PLD que, no entanto, possui valores mínimos e máximos fixados pela ANEEL. Quanto mais próximo ao período de consumo, maior a influência do PLD nos preços de longo prazo (COMERC, 2015).

Neste ano, a ANEEL (2017) fixou o teto do PLD em R\$ 533,82/MWh, explicando que o cálculo do teto leva em consideração os custos variáveis das usinas térmicas para o despacho centralizado, e fixou o piso do PLD em R\$ 33,68/MWh, explicando que o cálculo do piso leva em consideração os custos de operação e manutenção das hidrelétricas.

O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interligação dos sistemas provenientes da linha de transmissão permite a transferência de energia entre os subsistemas, de modo a otimizar o sistema e manter uma sinergia, de acordo com a hidrologia definida de cada subsistema (ONS, 2017). A Figura 2.7, a seguir, exibe a interligação nacional do SIN em 2017.

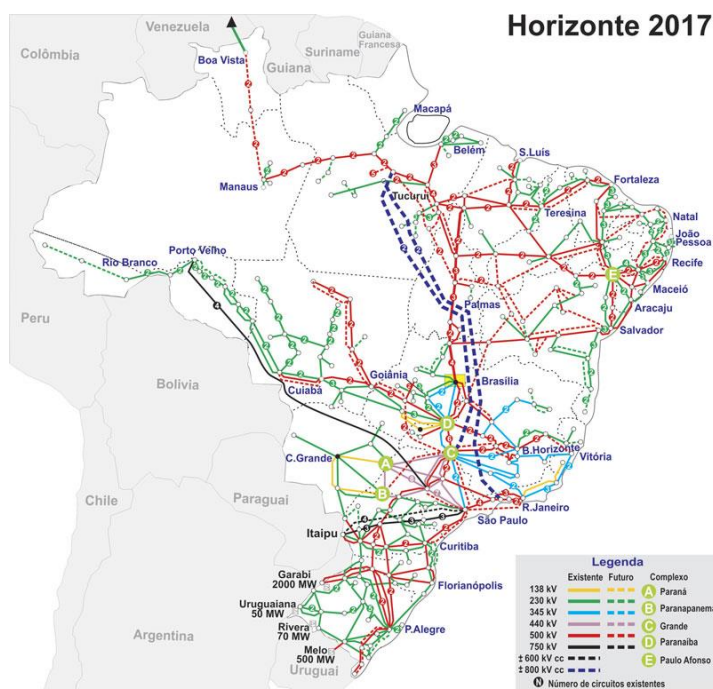
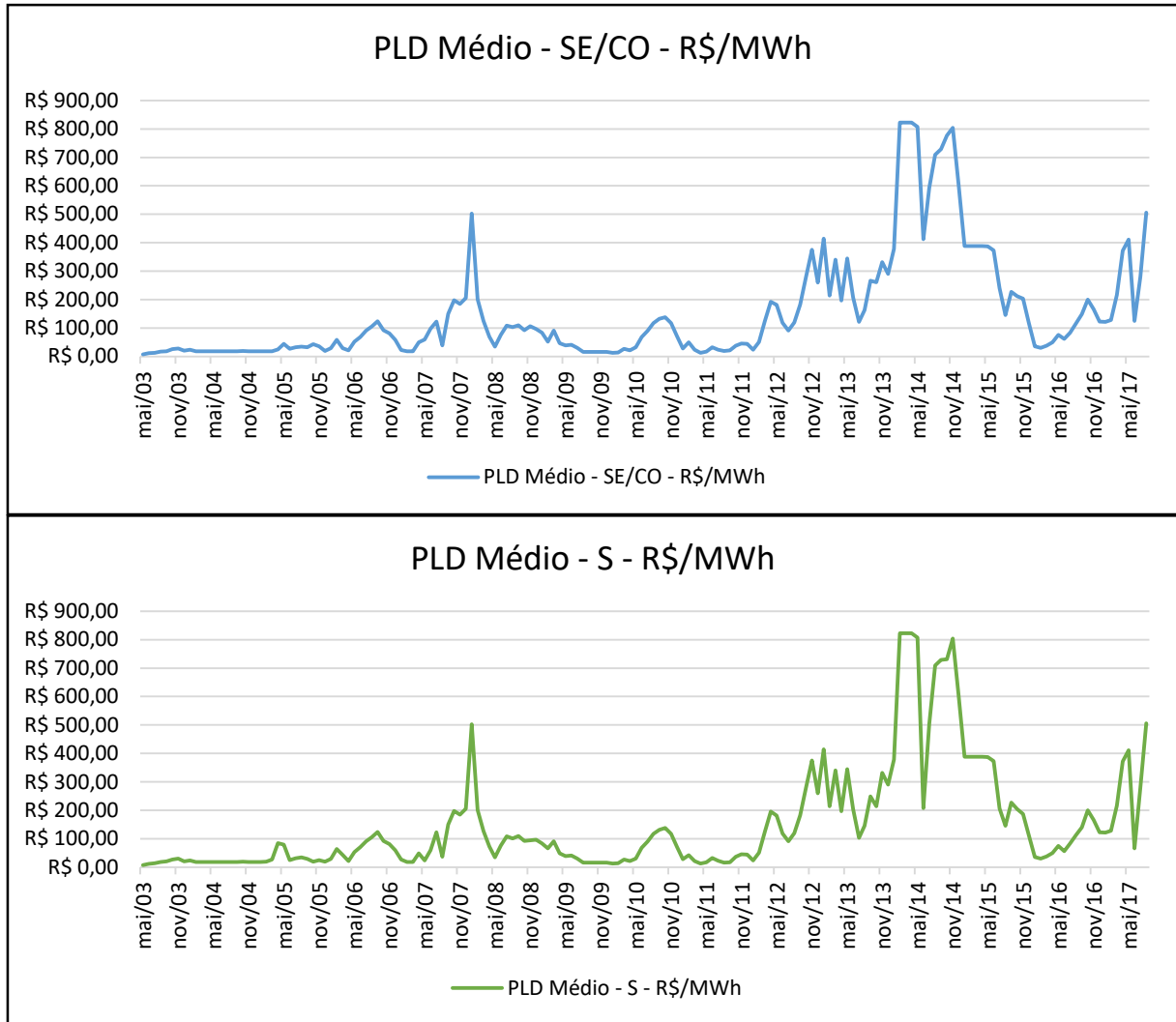


Figura 2.7 – Sistema de transmissão – Horizonte, 2017

Fonte: ONS (2017).

A Figura 2.7 exhibe a interligação do sistema atual e também projeção futura da interligação nacional. Existem aproximadamente 246 localidades isoladas, no Brasil, que não fazem parte do SIN, sua maioria está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. Entre as capitais nacionais, a unidade que se encontra no sistema isolado é Boa Vista (RR). Estas regiões isoladas representam menos de 1% da carga do país e são atendidas por usinas termelétricas locais (ONS, 2017).

O CMO e o PLD também são calculados de acordo com cada subsistema, ou submercado, por patamar horário de carga. Os valores de PLD diferenciam-se entre os submercados quando há limite nas transmissões físicas de importação ou exportação entre eles. Esses limites representam o máximo de energia que cada submercado pode importar ou exportar (ONS, 2017). Na Figura 2.8, a seguir, exhibe-se o PLD médio mensal de maio de 2003 até maio de 2017.



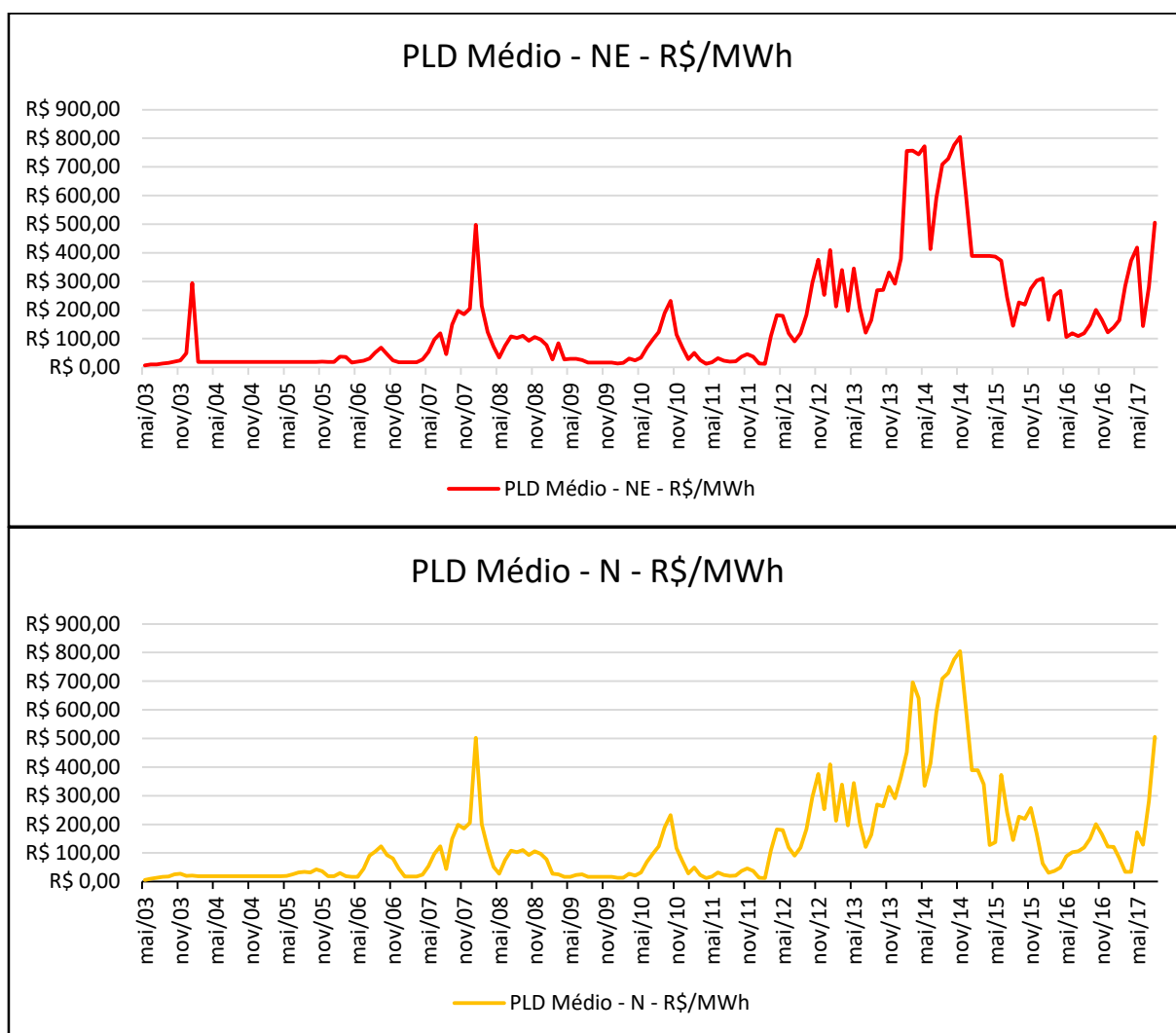


Figura 2.8 – PLD Médio – R\$/MWh

Fonte: CCEE (2017). Elaboração própria.

Diante da análise gráfica do PLD Médio mensal em cada submercado, percebe-se a volatilidade que o preço no curto prazo possui, influenciado pelo nível de afliências do sistema e também pela diferença de valores entre submercados, motivados pelo limite de intercâmbio entre submercados. O maior valor do PLD registrado foi de R\$ 822,83/MWh durante o ano de 2014 (CCEE, 2017). O PLD é divulgado pela CCEE toda sexta-feira, por submercado e por patamar horário de carga. Ao final do mês contabiliza-se a média desse valor, que será considerada na liquidação do MCP.

2.2.3.2 Encargos

Na liquidação financeira da CCEE, além das sobras e déficits valorados ao PLD, também são repassados os chamados Encargos de Serviços do Sistema (ESS). O ESS é o custo de manutenção, confiabilidade e de estabilidade do sistema de atendimento à demanda energética do SIN. O ONS despacha usinas térmicas buscando poupar o armazenamento de água. Os encargos são cobrados de todos os agentes que possuem consumo registrado na CCEE e são pagos apenas os geradores térmicos que são despachados pelo ONS fora da ordem de mérito, isto é, geradores térmicos que possuem Custo Variável Unitário (CVU) acima do teto do PLD. O ESS é expresso em R\$/MWh (CCEE, 2017).

A CCEE (2017) classifica os encargos em:

1. Encargo por restrição elétrica: existente quando há uma restrição operativa no sistema. Pode ser classificado como *constrained-on*, quando a usina termoeletrica não está programada para despacho pelo ONS, pois possui um CVU elevado, no entanto devido a uma restrição do sistema ela é despachada para atender a demanda energética. Há também a modalidade *constrained-off*, que ocorre quando a usina térmica foi despachada, no entanto devido a restrições de operação o ONS solicita a redução do volume de geração. Nesta situação o ESS é utilizado para ressarcir a usina térmica pelo volume não gerado.
2. Encargo por segurança energética: quando o CMSE determina ao ONS que usinas de elevado CVU sejam despachadas visando a segurança do fornecimento energético no SIN.
3. Encargo serviços ancilares: são encargos utilizados para garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN.

Na Figura 2.9, a seguir, são exibidos os valores de ESS do SIN dos últimos 12 meses, separados por segurança energética, serviços ancilares e restrição de operação.

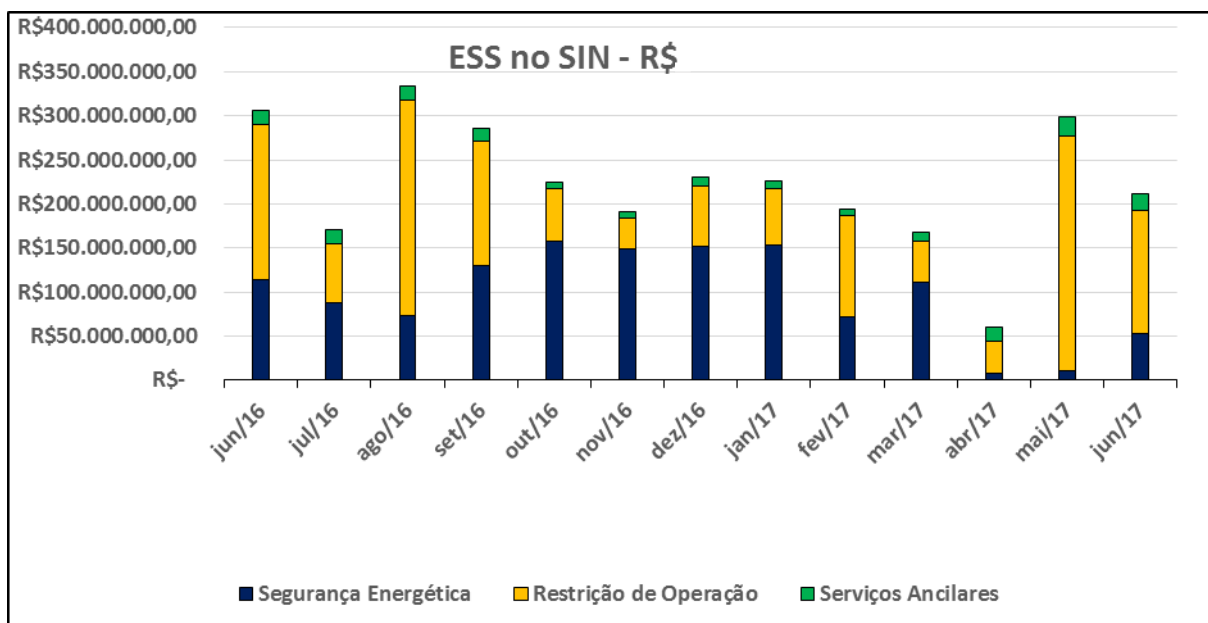


Figura 2.9 – ESS no SIN – R\$

Fonte: CCEE (2017). Elaboração própria.

É possível analisar a proporção financeira das parcelas do ESS, sendo as maiores parcelas financeiras provenientes de encargos por segurança energética e encargos por restrição de operação.

Outra modalidade de encargo, que não está incluso na liquidação financeira da CCEE, é o Encargo de Energia de Reserva (EER). A Energia de Reserva foi criada para trazer mais segurança ao SIN pelo decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, e um ano mais tarde iniciou-se a comercialização desta energia. Essa contratação é realizada pela CCEE, representando os agentes de consumo, através dos leilões de energia de reserva e os agentes vendedores, que firmam com a CCEE um Contrato de Energia de Reserva (CER). Todos os agentes do SIN realizam o pagamento, e a CCEE é a incumbida pela administração da Conta de Energia de Reserva (CONER), para quem o valor do EER é depositado (CCEE, 2017).

2.2.4 Operador Nacional do Sistema (ONS)

O ONS, entidade sem fins lucrativos, foi instituído com a finalidade de operar o sistema elétrico brasileiro. O ONS (2017) descreve os três principais objetivos da entidade:

- a) Promover a operação do sistema elétrico, ao menor custo possível e respeitando os critérios de técnicos e de confiabilidade instaurados pela ANEEL.

- b) Garantir que todos os agentes do sistema elétrico possuam acesso à rede de transmissão.
- c) Contribuir para que a expansão do SIN seja desenvolvida ao menor custo possível, visando melhorias contínuas.

O ONS é composto por membros associados e por agentes do setor elétrico que são membros participantes, compostos por empresas de geração, transmissão, distribuição etc.

Em estudos referentes à operação do sistema, o ONS exibe diariamente indicadores referentes a afluências e armazenamento de energia no SIN. Esses indicadores são utilizados nos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP e influenciam diretamente nos preços de longo prazo e também no PLD.

O Programa Mensal de Operação Energética (PMO) é desenvolvido pelo ONS com a participação dos agentes do setor. São realizados estudos com previsões mensais, revisadas semanalmente, e por patamar de carga. No PMO são exibidas as previsões de Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, carga no SIN, dentre muitos outros indicadores que são relevantes para os mais diversos agentes do setor elétrico (ABRACEEL, 2017).

2.2.4.1 Energia Natural Afluente (ENA)

Maia et al. (2016) definem a ENA como a vazão natural dos rios, a qual se converte em energia proveniente da geração hidrelétrica, dependente diretamente da chuva. Em períodos chuvosos, a ENA tende a ser maior propiciando o despacho hidrelétrico; já em períodos de seca utiliza-se o armazenamento dos reservatórios para geração de energia.

A ENA é comumente mensurada de duas maneiras: em MW Med e em percentual da Média de Longo Termo (MLT). Naveiro et al. (2016) definem a MLT como “[...] a média das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações [...]”. A MLT é revisada anualmente pelo ONS e disponibilizada. A Figura 2.10, a seguir, exibe os gráficos da MLT de 2017 definida pelo ONS por submercado.

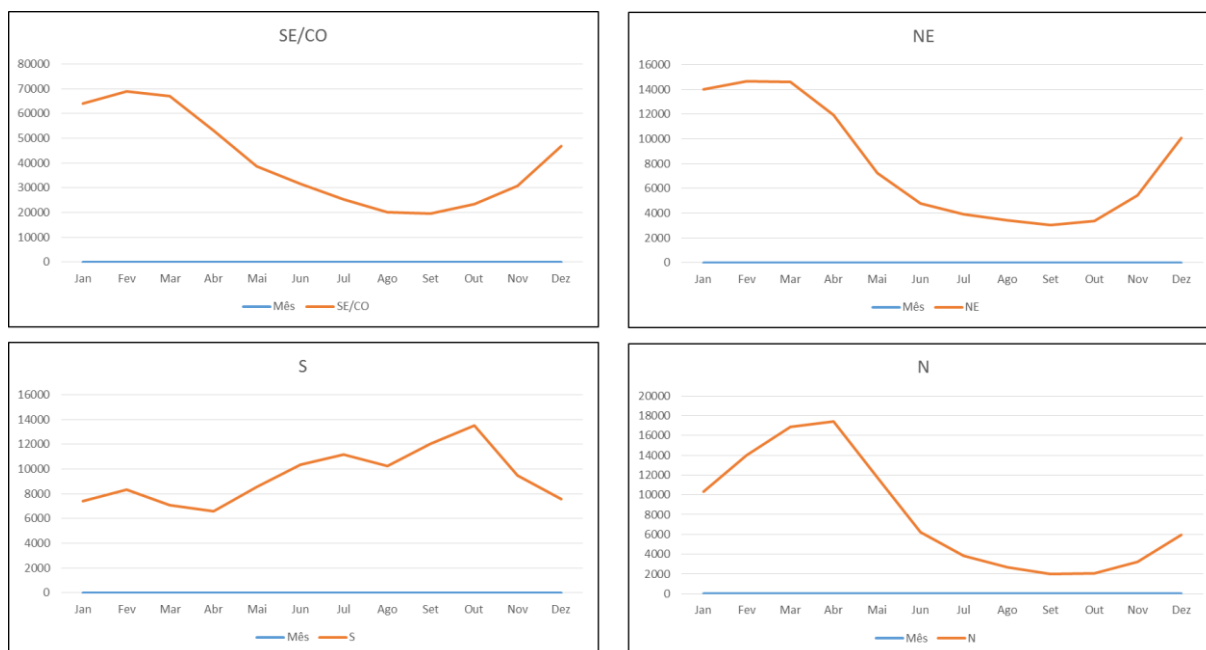


Figura 2.10 – MLT - 2017 – MW Med

Fonte: ONS (2017). Elaboração própria.

Percebe-se que o maior valor da MLT em MW Med se encontra no submercado Sudeste/Centro-Oeste, consequentemente é onde ocorre o maior índice de afluições, e é o submercado mais relevante do SIN, em termos de ENA. Outro detalhe com relação às curvas apresentadas, com exceção do submercado Sul, percebe-se uma tendência de maiores afluições no início do ano e menores afluições ao fim do ano.

No ano de 2017, a ENA está performado abaixo da MLT. Na Figura 2.11, a seguir, é possível identificar os valores de ENA em MW Med confrontados com a MLT de 2017.

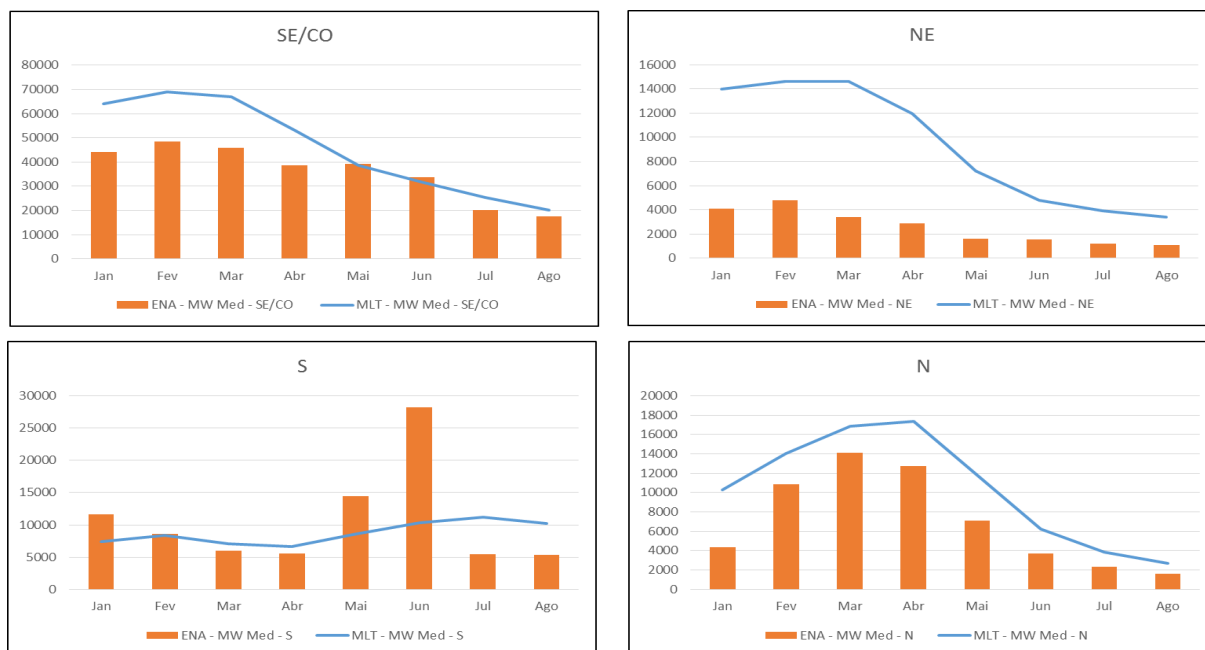


Figura 2.11 – ENA x MLT - 2017 – MW Med

Fonte: ONS (2017). Elaboração própria.

A ENA em todos os submercados, com exceção do Sul, foi abaixo de sua média histórica, praticamente durante todo o primeiro semestre de 2017. Nos períodos em que deveriam haver grandes afluências, sendo a MLT do Sudeste/Centro-Oeste em torno de 69 GW Med no mês de fevereiro, o qual historicamente possui maior índice de afluências no submercado, performou em aproximadamente 70% da MLT. Este cenário propicia aumento do CMO e consequentemente do PLD, proveniente do despacho térmico providenciado pelo nos, e também impacta nos preços de longo prazo, que sofrem tendência de alta.

2.2.4.2 Energia Armazenada

Maia et al. (2016) consideram Energia Armazenada (EAR) como a ENA não utilizada no passado, que foi armazenada no reservatório das usinas hidrelétricas a ser utilizado futuramente. Considera-se o armazenamento máximo mensal das bacias, nos submercados em MWmês. A Figura 2.12, a seguir, exhibe o percentual de armazenamento dos reservatórios separados por submercados em agosto de 2017.

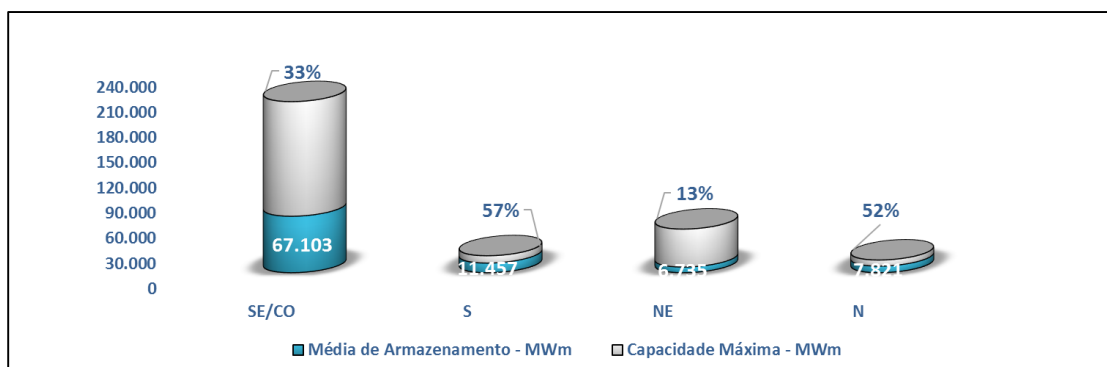
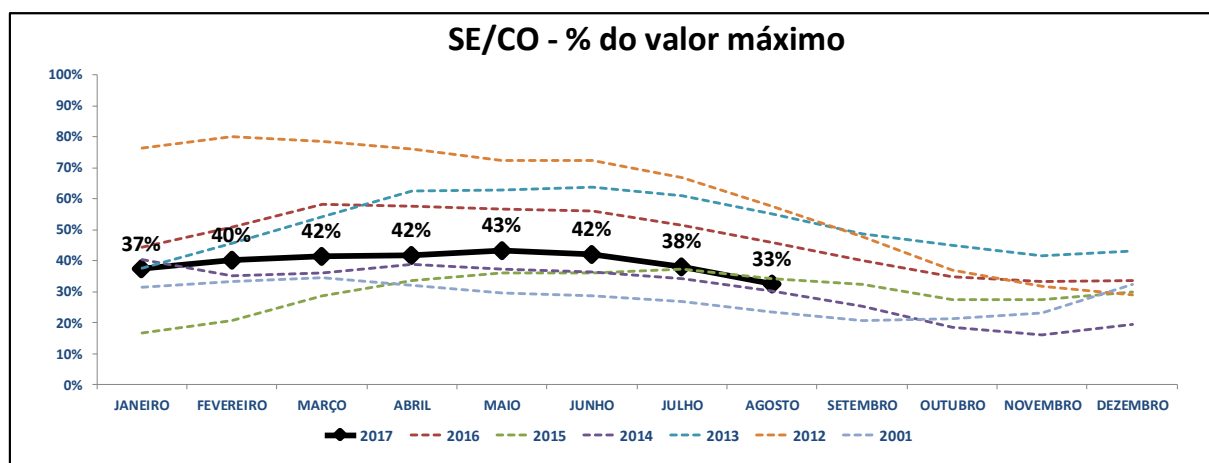


Figura 2.12 – EAR – Agosto/2017 – MWmês

Fonte: ONS, (2017). Elaboração própria.

Na Figura 2.12 fica evidente a enorme participação do submercado Sudeste/Centro-Oeste em termos de reservatório, sendo o submercado correspondente a 70% da capacidade máxima de armazenamento do SIN, seguido do submercado Nordeste, que possui 18% de capacidade máxima. Norte e Sul fecham o SIN com 5% e 7%, respectivamente.

A Figura 2.13, a seguir, exhibe uma análise histórica dos níveis de armazenamento por submercados.



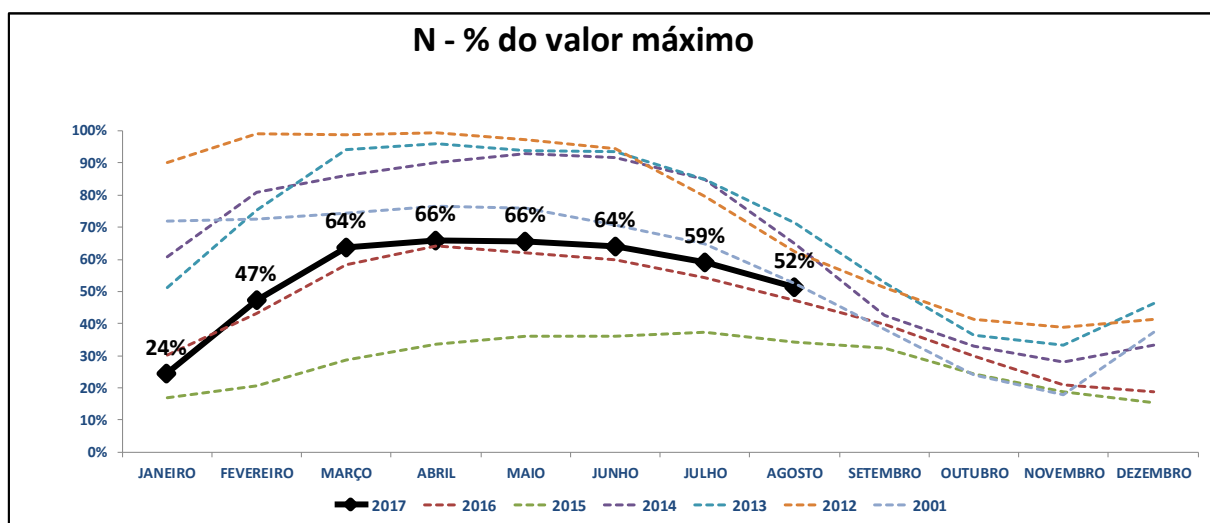
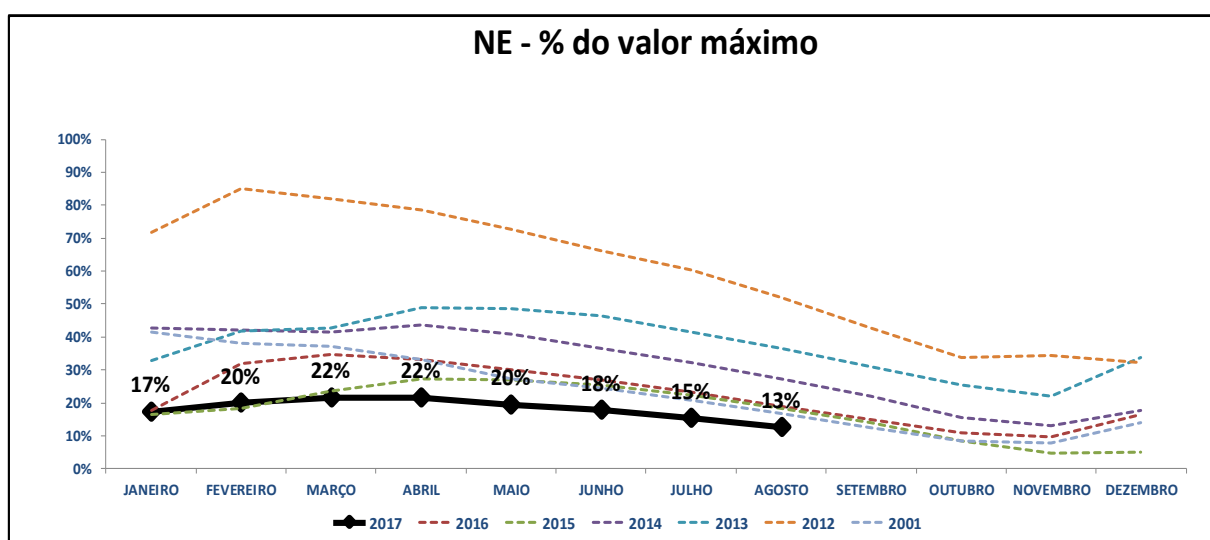
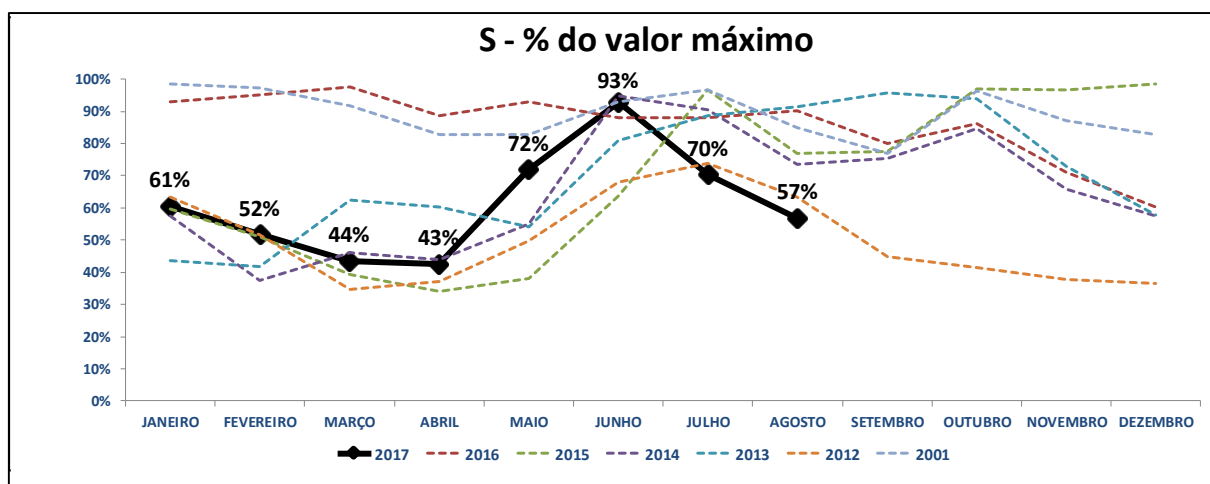


Figura 2.13 – Níveis de armazenamento por submercado

Fonte: ONS (2017). Elaboração própria

Diante do histórico apresentado, com exceção do submercado Sul, identifica-se um padrão histórico nos níveis de armazenamento durante os meses dos anos, com períodos de maior armazenamento no início do ano e menor armazenamento ao final do ano. Também conclui-se que a curva de armazenamento do ano de 2017, sobretudo no submercado Sudeste/Centro-Oeste está bem abaixo com relação a anos anteriores. O submercado Nordeste possui o pior nível de armazenamento comparativamente a todos os anos estudados, inclusive o ano de 2001.

2.2.5 Preços de energia no longo prazo

No curto prazo, os preços são influenciados pelo PLD que, por sua vez, varia de acordo com o despacho centralizado de usinas pelo ONS. Indicadores como disponibilidade, carga, ENA, EAR, importação e exportação de energia por submercados impactam os preços no curto prazo. Entretanto, o mercado de longo prazo é bilateral, ou seja, apenas a parte compradora e a parte vendedora possuem acesso ao preço ofertado. Tanto energia incentivada como a convencional são negociados diariamente para os mais diversos períodos.

Os tipos de energia comumente negociados no mercado são: energia convencional, energia incentivada com desconto de 50% nas tarifas de TUSD e TUST e energia incentivada com desconto de 100% nas tarifas de TUSD e TUST. A liquidez das três fontes é distinta.

Existe no mercado o chamado Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) onde, em sua maioria, comercializadores e geradores negociam os montantes de energia livremente em formato de bolsa através de uma plataforma digital. A Figura 2.14, a seguir, apresenta a curva forward de preços de energia comercializados na BBCE da energia convencional para os próximos três anos. Estes preços são do dia 23 de agosto de 2017.

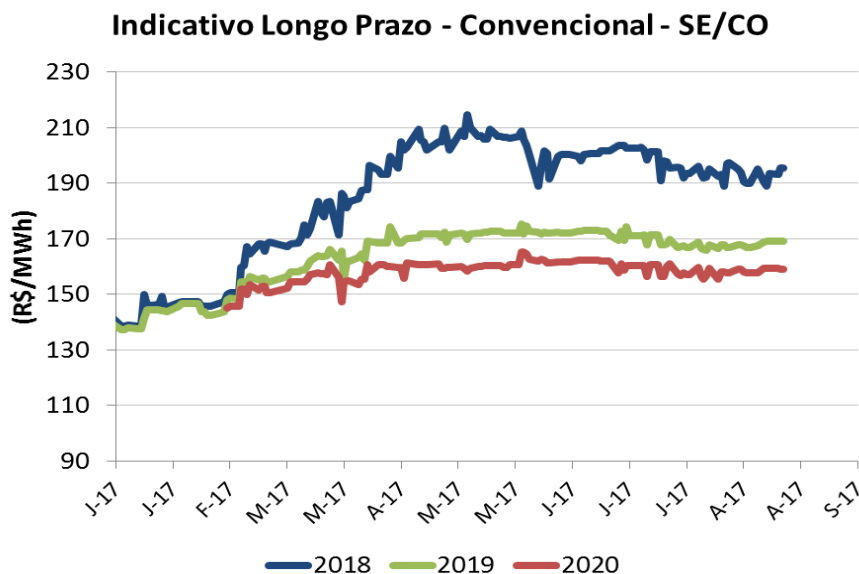


Figura 2.14 – Curva forward de preços

Fonte: BBCE (2017). Elaboração própria.

Existe correlação direta da variação de preços no longo prazo, e também do PLD, com as características de ENA e de armazenamento diariamente. Percebe-se grande disparidade do produto 2018 comparativamente a 2019 e 2020, o que faz concluir que uma estratégia de contratação com antecipação aumenta as probabilidades de se contratar energia a menores preços. Com relação à energia incentivada com 50% e 100% de desconto, a curva de preços acompanha o comportamento da energia convencional, porém existe um ágio por tratar-se de energias com menor disponibilidade no mercado.

2.2.6 Etapas para migração ao ACL

Para o consumidor realizar a transição do ACR para o ACL, existem algumas medidas que devem ser tomadas e prazos que devem ser cumpridos. A FIESP (2016) resume seis passos principais para o desenvolvimento desta transição:

1. *Estudo de Viabilidade da Migração*: caso o consumidor se enquadre dentro das condições para se tornar livre, deve-se realizar uma simulação contendo seu perfil de consumo com as tarifas do ACR e simular o mesmo perfil com as condições vigentes do ACL, analisando a viabilidade financeira.
2. *Denúncia do Contrato no Mercado Cativo*: deve-se comunicar a concessionária de energia, de acordo com os prazos de aviso estipulados no contrato de fornecimento

atual, e recomenda-se consulta formal junto à distribuidora para verificar os prazos corretamente. Caso o consumidor deseje antecipar a migração para o ACL, o mesmo estará sujeito a multas conforme seu contrato. Após a migração para o ACL, de acordo com as regras vigentes atuais, a distribuidora é obrigada a receber o consumidor novamente no ACR após um prazo de cinco anos e após pedido formal por parte do consumidor. É extremamente importante que a compra de energia no ACL esteja de acordo com a sua data de migração.

3. *Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT)*: caso o consumidor cativo esteja sendo atendido em um nível de tensão maior ou igual a 230 kV, deverá realizar um contrato diretamente com a transmissora de energia, via rede básica. O CCT é de responsabilidade de cada agente.
4. *Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou de Distribuição (CUSD)*: deve-se firmar com a concessionária um contrato de uso do sistema de distribuição ou transmissão o qual detalhará o montante a ser pago pelo consumidor referente à utilização física do sistema.
5. *Adesão e Modelagem junto à CCEE*: para associar-se a CCEE é necessário habilitar-se comercial e tecnicamente. Para habilitar-se comercialmente na CCEE é necessário encaminhar estes cinco principais documentos:
 - i. Termo de adesão à CCEE;
 - ii. Certidão negativa de falência e recuperação judicial;
 - iii. Planilha com histórico de consumo dos últimos 12 meses anteriores à migração;
 - iv. Carta denúncia protocolada na distribuidora;
 - v. Declaração de adimplemento por parte da distribuidora ou do ONS.

Para habilitação técnica, o consumidor deverá disponibilizar à CCEE o diagrama unifilar de sua instalação, o parecer de localização e a modelagem do ativo de carga. Importante salientar que em caso de eventuais custos com a adequação do sistema de medição, estes custos deverão ser arcados pelo consumidor.

6. *Contratação de Energia no ACL*: paralelamente ao processo de adesão comercial e técnica, o consumidor deve realizar a contratação de energia junto às comercializadoras ou geradoras, de acordo com o tipo de energia que deseja contratar e o tipo de consumidor – livre ou especial.

2.3 CENTRAIS ELETRICAS DO PARÁ (CELPA)

A Celpa é a concessionária de energia que abrange todo o estado do Pará, incluindo o município de Castanhal. Em um estudo tarifário desenvolvido pela FDR (2017), constatou-se a atratividade de migração para o mercado livre de janeiro a julho de 2017. Este estudo considera a migração para o ACL utilizando-se a energia incentivada com 50% de desconto na TUSD.

Atualmente o maior índice de atratividade, encontra-se no estado de Tocantins, seguido por Rio de Janeiro, Mato Grosso, Paraná e Pará. O estado do Pará, segundo o estudo, lidera, estando entre as cinco concessionárias com maior índice de atratividade para migração ao ACL.

Na Figura 2.15, a seguir, é possível analisar o índice de atratividade em todo o território nacional.

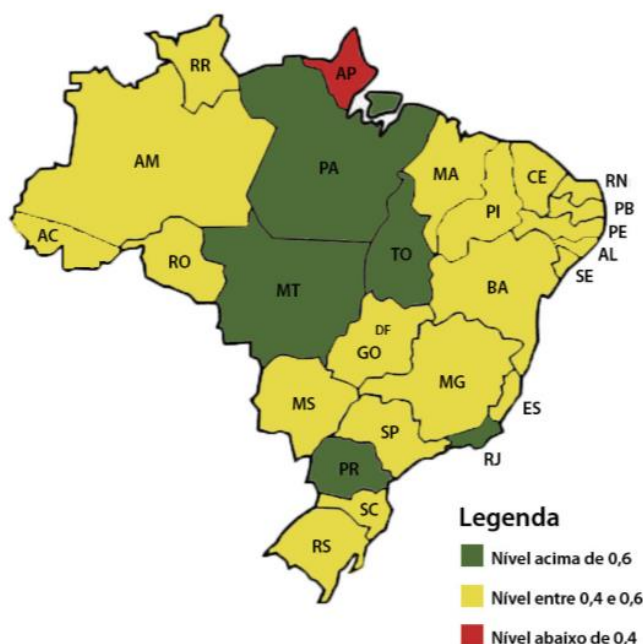


Figura 2.15 – Atratividade de migração ao ACL no território nacional

Fonte: FDR (2017).

Na Figura 2.15, é possível identificar quais estados são mais atrativos para migração ao ACL utilizando-se de energia incentivada. O índice de atratividade do Pará, de acordo com o estudo da FDR (2017) é de 0,620.

A Celpa nos últimos reajustes tarifários, mostrou-se com aumento crescente em suas tarifas no ACR, aumentando a viabilidade de migração ao ACL e despertando o interesse das indústrias e comércios elegíveis para migração. Para melhor análise da evolução tarifária da

distribuidora, elaborou-se um estudo o qual considera a evolução das tarifas da Celpa no ACR, sem impostos, considerando uma simulação de um consumidor de nível de tensão A4 com modalidade tarifária azul. A Tabela 3, a seguir, exhibe as premissas de consumo da análise desenvolvida.

Tabela 3 – Premissas de consumo

Consumidor A4 Azul - Típico			
Demanda Ponta (kW)	1.000,000	Fator de carga Ponta (%)	70%
Demanda Fora Ponta (kW)	1.000,000	Fator de carga Fora Ponta (%)	60%
Consumo na ponta (kW)	45.500,000	Horas Ponta Considerado	65
Consumo fora ponta (kW)	399.000,000	Horas Fora Ponta Considerado	665

Fonte: Elaboração própria (2017).

Utilizou-se como base nesta análise o chamado consumidor A4 azul típico, o qual possui um perfil de consumo médio industrial. Na Figura 2.16, a seguir, é exibida a evolução das tarifas da Celpa, considerando os últimos seis reajustes tarifários divulgados e homologados pela ANEEL, com duas revisões extraordinárias, simuladas com o perfil de consumo apresentado.

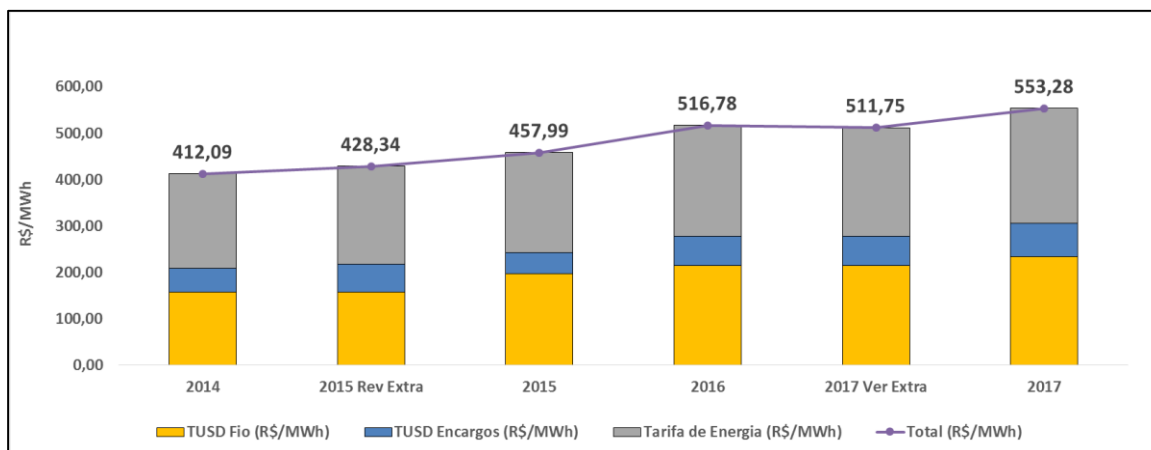


Figura 2.16 – Evolução tarifária Celpa – 2014 a 2017

Fonte: ANEEL. Elaboração própria (2017).

Se comparadas com 2014, as tarifas da última resolução homologatória da Celpa, houve um acréscimo de 34,26% nas tarifas globais, de R\$ 412,09/MWh para R\$ 553,28/MWh. Diante de sucessivos acréscimos, a viabilidade de migração para o ACL se torna uma alternativa atrativa para os consumidores elegíveis.

2.4 CONSULTA PÚBLICA Nº33/2017

A consulta pública nº 33, de 2017, visa dar continuidade à consulta pública do Ministério de Minas e Energia – MME nº 21, realizada em 2016, a qual possuiu a finalidade de entender a posição dos agentes do setor com relação à expansão do mercado livre de energia elétrica. Nesta nova consulta, apresentaram-se propostas concretas de mudanças, bem como as respectivas justificativas para tal.

Tais medidas estão em período de consulta pública, ou seja, apesar de consistentes ainda não possuem prazo definido para entrarem em operação. Com relação ao modelo de mercado livre, preveem-se medidas que possivelmente irão alterar drasticamente o modelo de funcionamento do mercado.

Dentre as principais mudanças propostas, destacam-se:

1. Redução gradativa das exigências de contratação de carga para migração ao ACL, com definição de modelo de corte para representação direta no mercado, delimitando as fronteiras entre atacado e varejo.
2. Racionalização de subsídios concedidos, a fim de tornar o mercado mais líquido e menos complexo, evitando distorções de preços no mercado, como hoje acontece com os preços da energia incentivada.
3. Correção de incentivos inadequados na migração ao ACL, visando separar o incentivo do fio da energia, evitando que os custos de rede sejam motivos para migração ao ACL.
4. Homogeneização do preço de energia, visando mais competição no mercado, extinguindo as modalidades de energias incentivadas. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017).

Pelo fato de as alterações sugeridas estarem em processo de consulta pública, não foram utilizadas quaisquer alterações consideradas neste documento. Para o trabalho proposto, utilizou-se como base o modelo de mercado ativo atualmente.

3 ESTUDO DE CASO: ESTUDO DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE UMA EMPRESA LOCALIZADA EM CASTANHAL/PA

3.1 EMPRESA ESTUDADA

A indústria estudada localiza-se em Castanhal-PA e atua no setor de pecuária da região, realizando abate de bovinos. A empresa atende demandas do mercado nacional e internacional. A empresa localiza-se no submercado Norte, portanto este será o submercado para o qual será adquirido o volume de energia.

A Figura 3.1, a seguir, exibe as tarifas vigentes da Celpa para a modalidade do consumidor estudado, de acordo com a resolução homologatória 2.284 de 31 de julho de 2017.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4	VERDE	NA	NA	23,88	0,00	0,00
			P	0,00	2.015,40	368,47
			FP	0,00	71,01	234,54

Figura 3.1 – Tarifas vigentes da Celpa

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

3.2 ANÁLISE DE DADOS

3.2.1 Amostra de consumo

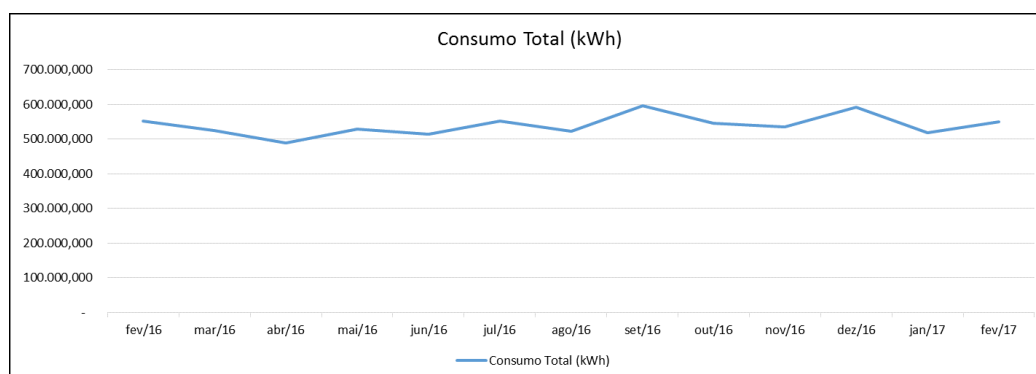
Visando atingir o objetivo deste trabalho, foi realizado um estudo de consumo da unidade consumidora. Através das 12 faturas acessíveis de energia da Celpa, foi possível extrair as informações referentes ao consumo, discriminadas em horário de ponta e horário fora de ponta. O intuito desta análise é definir o montante adequado para contratação, bem como identificar possíveis variações no consumo. A Tabela 4, a seguir, exibe o resultado de consumo da unidade.

Tabela 4 – Histórico Consumo da unidade consumidora

Mês	Consumo Ponta (KWh)	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Total (kWh)	Demanda Contratada (kW)
fev/16	17.807,000	533.797,000	551.604,000	1.300
mar/16	13.435,000	512.562,000	525.997,000	1.300
abr/16	13.660,000	475.275,000	488.935,000	1.300
mai/16	19.236,000	509.402,000	528.638,000	1.300
jun/16	22.265,000	493.202,000	515.467,000	1.300
jul/16	21.927,000	530.458,000	552.385,000	1.300
ago/16	15.824,000	507.113,000	522.937,000	1.300
set/16	27.160,000	570.419,000	597.579,000	1.300
out/16	34.511,000	512.501,000	547.012,000	1.300
nov/16	26.117,000	508.518,000	534.635,000	1.300
dez/16	36.999,000	554.942,000	591.941,000	1.300
jan/17	29.775,000	487.852,000	517.627,000	1.300
fev/17	29.060,000	521.387,000	550.447,000	1.300
Média	23.675,077	516.725,231	540.400,308	1.300

Fonte: Elaboração própria (2017).

Com relação à demanda, considerou-se a demanda contratada única de 1.300 kW pois o consumidor enquadra-se na modalidade tarifária verde. Outra análise desenvolvida foi a curva de consumo com base no consumo total, com a finalidade de identificar variações mensais conforme a média de consumo no intervalo estudado.

**Figura 3.2** – Curva de consumo da unidade consumidora

Fonte: Elaboração própria (2017).

Diante da curva apresentada na Figura 3.2, verificam-se pequenas variações no decorrer dos meses, o que denota uma constância em sua produção; também verifica-se que a empresa demanda câmaras de resfriamento que nunca podem ser desligadas e que possivelmente correspondem a uma grande parcela do consumo total da unidade.

A maior variação encontrada, conforme a média dos 12 meses, se encontra no mês de setembro de 2016, com um consumo 10,58% acima da média dos 12 meses estudados. Na Tabela 5, é possível analisar os percentuais de variação dos 12 meses.

Tabela 5 – Percentual da variação de consumo da unidade consumidora

mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	fev/16	dez/16	jan/17	fev/17
-9,52%	-4,61%	-4,21%	-3,23%	-2,67%	-2,18%	-1,07%	1,22%	1,86%	2,07%	2,22%	9,54%	10,58%

Fonte: Elaboração própria (2017).

As variações mensais possuem pouca representatividade. Os destaques das maiores variações encontram-se no primeiro trimestre e no último bimestre, no entanto não representam grande volatilidade o que possivelmente pode evitar o consumidor de possuir sobras ou falta de energia no mês a mês.

Após analisar o comportamento do consumo, é possível definir o volume de energia em MW Med que será utilizado no estudo de viabilidade. Para essa conversão, foi utilizada a média do número de horas de um ano. O volume de energia em MW Med é definido pela formula:

Conversão do volume de consumo de KWh para MW Med

$$Vol\ MW\ Med = ((Med\ CP + Med\ CFP)/1000)/((H\ dia \times D\ ano)/M\ ano) \quad (3)$$

$$Vol\ MW\ Med = ((23.675,077 + 516.725,231)/1000)/((24 \times 365)/12)$$

$$Vol\ MW\ Med = 0,740$$

Onde:

Med CP= Média do Consumo Ponta (kWh)

Med CFP= Média do Consumo Fora de Ponta (kWh)

H dia= Número de horas do dia (h)

D ano= Número de dias do ano (dias)

M ano= Número de meses do ano (meses)

De acordo com a condição atual desse consumidor, pela regra ele enquadra-se na categoria consumidor especial, assim, obrigatoriamente devendo contratar energias de fontes incentivadas. Produtos incentivados que podem ser contratados são de 50% de desconto ou de 100% de desconto na TUSD e TUST.

3.2.1.1 Período de contratação

Definido o montante de energia a se contratar, é necessário desenvolver a estratégia de contratação de energia, com relação ao período de contratação, quais serão os fornecedores consultados, quais os preços de mercado etc.

Diante desta análise, existe o seguinte questionamento: qual o melhor momento para se comprar a energia? Existe momento certo para tal? Na realidade, além das questões técnicas mencionadas anteriormente, como níveis de reservatórios, perspectivas de afluições nas bacias ou as informações contidas nos modelos estocásticos, existe a questão do tempo para tomada de decisão no momento da compra por questões burocráticas dentro das organizações. Por inúmeras vezes o consumidor deve passar por diversas aprovações internas para a tomada de decisão e, possivelmente, as condições comerciais se alteraram durante o processo. Por conta desses fatores, o consumidor deve se perguntar se a economia exibida com os níveis de preços, comparativamente ao ACR ou ao resultado do ano anterior, são atrativas. Se a resposta for positiva, recomenda-se a contratação deste volume (ECOM, 2017).

Por existir volatilidade nos níveis de preços e sobretudo por se tratar de uma migração, recomenda-se que o consumidor possua tempo hábil para realizar a contratação seguinte, no longo prazo, buscando janelas de contratação nos períodos mais chuvosos. Portanto, decidiu-se que o período de contratação desse volume será de 3 anos – entende-se que para migração ao ACL, uma compra com esse período é uma estratégia conservadora.

3.2.1.2 Processo de escolha de fornecedores

Definido o montante de energia que será contratado, é necessário desenvolver a estratégia de contratação de energia e quais serão os fornecedores consultados.

Na Figura 3.3, a seguir, são exibidos os agentes participantes da contabilização da CCEE do mês de julho de 2017.

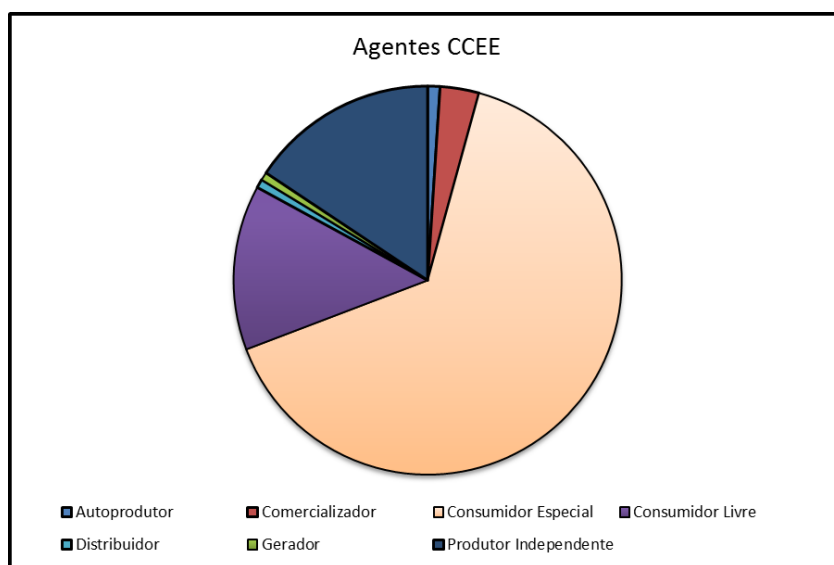


Figura 3.3 – Agentes CCEE

Fonte: CCEE, Elaboração própria (2017)

Atualmente no mercado, de acordo com a contabilização do mês de julho de 2017 da CCEE, existem 205 agentes comercializadores e 42 agentes geradores, que correspondem a 3,91 % na CCEE. O consumidor durante o processo de contratação pode realizar um processo de análise de absolutamente todos os fornecedores. Para cumprimento da estratégia conservadora de contratação, o consumidor irá realizar um processo de concorrência com as maiores comercializadoras do país em termos de faturamento e reconhecimento no mercado.

3.2.2 Vigência contratual

O consumidor possui um contrato firmado com a Celpa de vigência de 12 meses: de 01/11/2017 a 31/10/2018. Conforme descrito em contrato, para realizar a rescisão contratual do mesmo, deve-se encaminhar a carta de renúncia com antecedência de até 180 dias do vencimento

do contrato, caso contrário o contrato se renova automaticamente, conforme artigo 62 da resolução normativa 414 da ANEEL (2010).

No entanto, por parte do consumidor, entende-se que avaliar o processo do pagamento de multa para antecipação da rescisão contratual é interessante. Importante frisar que, mesmo que um consumidor rescinda o contrato junto à concessionária mediante pagamento de multa por antecipação, a condição de encaminhar a carta de rescisão com 180 dias anteriores à data de migração se mantém.

O contrato firmado entre consumidor e Celpa está regulamentado conforme a resolução normativa 414. Para o encerramento contratual antecipado, o artigo 63 da resolução prevê:

1. Valores de faturamento das demandas contratadas limitados a 6 meses para os horários de ponta e fora de ponta, quando aplicável. Nessa situação, o consumidor possui contratação de demanda apenas no posto fora de ponta, por se encontrar na modalidade tarifária verde. Logo, o mesmo deverá realizar o pagamento dessa parcela de multa, limitado a essa contratação.
2. Valor de faturamento de 30 kW pelos meses remanescentes, além dos 6 meses.

A Tabela 6, a seguir, contempla uma simulação considerando antecipação da migração desse consumidor, sem impostos, realizando a denúncia de seu contrato para migração ao ACL em 01/04/2018.

Tabela 6 – Simulação da multa por antecipação

Cliente	Consumidor	Data contrato	01/11/2018
Mod Livre	Verde	Data antecipação	01/04/2018
N Tensao	A4		
Distribuidora	CELPA		

	Tarifas	Demanda Contratada	Meses	Total
Fora Ponta	R\$ 23,88	1.300	6	R\$ 186.264,00
Fora Ponta	R\$ 23,88	30	1	R\$ 716,40
			Multa	R\$ 186.980,40

Fonte: ANEEL, Elaboração própria (2010)

Considerando-se o encerramento de vigência contratual do consumidor em 31/10/2018, existem 7 meses de antecipação para migração em 01/04/2018. Deve-se realizar a denúncia contratual com até 180 dias de antecedência à data de migração ao ACL, ou seja, até o dia 03/10/2017.

3.2.3 Cálculo do fio

A escolha da fonte de energia que o consumidor especial irá contratar possui um impacto significativo em suas economias. Para tanto, deve-se calcular o custo do fio em R\$/MWh a fim de analisar o impacto do incentivo de 50% e de 100% de desconto nas parcelas de TUSD e TUST, onde:

Cálculo do custo do fio em R\$/MWh

$$CF = \frac{(DFP \times TUSD \text{ DFP}) + (CMP \times (EP - EFP))}{CMP + CMFP} \quad (4)$$

$$CF = \frac{(1300 \times 23,88) + (23,675 \times (2.015,40 - 71,01))}{23,675 + 516,725}$$

$$CF = R\$ 142,63/MWh$$

Onde:

CMP= Consumo Médio Ponta (MWh)

EP= Encargos Ponta (R\$/MWh)

EFP= Encargos Fora Ponta (R\$/MWh)

CMFP= Consumo Médio Fora de Ponta (MWh)

DFP= Demanda Fora Ponta (kW)

TUSD DFP= TUSD Demanda Fora Ponta (R\$/kW)

Com o valor do custo do fio, permite-se avaliar a qual o tipo de energia a ser consumido. Na verdade, existe viabilidade para adquirir ambas as fontes de energia, contudo o que irá definir qual o melhor tipo de energia são os preços de ambas as fontes.

3.2.4 Preço de equilíbrio

Desenvolveu-se uma simulação a fim de encontrar o *break-even*, que é o preço de equilíbrio de energia ao qual o consumidor tem exatamente os mesmos custos, em ambos os ambientes de contratação. A simulação será realizada com energia incentivada 50% e energia incentivada 100%, a fim de identificar os preços limites os quais o consumidor pode contratar para obter benefícios financeiros no ACL.

Inicialmente, foi realizada uma simulação do custo médio mensal do consumidor no ACR. Considerou-se o perfil de consumo apresentado na Tabela 4, simulando o consumidor no ACR de acordo com as tarifas vigentes da Celpa apresentadas na Figura 3.1. Nesta simulação de consumidor cativo, foi considerada a bandeira tarifária verde, sem acréscimo de custo nas tarifas de energia. Foram considerados os seguintes itens:

1. Demanda Fora Ponta em kW: considerou-se a demanda contratada.
2. Consumo Ativo Ponta em kWh: utilizou-se a média dos doze meses de consumo estudados.
3. Consumo Ativo Fora Ponta em kWh: utilizou-se a média dos doze meses de consumo estudados.
4. Tarifa de Demanda em R\$/kW.
5. Tarifa de Encargos Ponta em R\$/kWh.
6. Tarifa de Encargos Fora Ponta em R\$/kWh.
7. Tarifa de Energia Ponta em R\$/kWh.
8. Tarifa de Energia Fora Ponta em R\$/kWh.
9. Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): O ICMS é um tributo estadual: o estado do Pará recolhe esse imposto por meio de uma alíquota de 25%, e não possui variações.
10. Programa de Integração Social (PIS): o PIS é um tributo federal que possui variações mensais na cobrança do consumidor cativo. Nesta simulação, considerou-se uma alíquota de 3%.
11. Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): o COFINS trata-se também de um tributo federal que possui variações mensais na cobrança do consumidor cativo. Nesta simulação, considerou-se uma alíquota de 3%.

Os impostos, tanto ACR quanto no ACL, são empregados da seguinte maneira:

Emprego de impostos

$$Impostos = \frac{VT}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (5)$$

Onde:

VT= Soma de todo o montante financeiro (R\$)

PIS= Alíquota de PIS (%)

COFINS= Alíquota de COFINS (%)

ICMS= Alíquota de ICMS (%)

A Figura 3.4, abaixo, exibe a simulação do consumidor estudado no ACR.

Simulação - Mercado Cativo					
Tarifação: A4 Verde					
Descrição	Contratado kW	Registrado kW	Faturado kW	Tarifa R\$/kW	Valores R\$
Demanda Fora Ponta	1.300,000	1.300,000	1.300,000	23,8800	R\$ 31.044,00
Consumo Ativo Ponta - TUSD Encargos		23.675,077	23.675,077	2,0154	R\$ 47.714,75
Consumo Ativo Fora Ponta - TUSD Encargos		516.725,231	516.725,231	0,0710	R\$ 36.692,66
Consumo Ativo Ponta - TE		23.675,077	23.675,077	0,3685	R\$ 8.723,56
Consumo Ativo Fora Ponta - TE		516.725,231	516.725,231	0,2345	R\$ 121.192,74
Pis/Cofins				6,00%	R\$ 21.336,32
ICMS				25,00%	R\$ 88.901,34
Total Final - R\$					R\$ 355.605,36
Total Final - R\$/MWh					R\$ 658,04

Figura 3.4 – Simulação ACR

Fonte: Elaboração própria (2017).

O custo médio mensal do consumidor no ACR é de R\$ 355.605,36 no ACR, ou R\$ 658,04/MWh.

Já com relação ao ACL, a simulação é desmembrada em três componentes: TUSD (fatura da Celpa com os custos referentes à utilização do sistema de distribuição), custos relativos da CCEE e nota fiscal do fornecedor de energia. Na parcela TUSD, são considerados os seguintes componentes:

1. Demanda Fora Ponta em kW.
2. Consumo Ativo Ponta em kWh.
3. Consumo Ativo Fora Ponta em kWh.
4. Tarifa de Demanda em R\$/kW, com desconto de 50% ou 100%.

5. Tarifa de Encargos Ponta em R\$/kWh, com desconto de 50% ou 100%. O cálculo do emprego do desconto neste componente é exibido na equação 2.
6. Tarifa de Encargos Fora Ponta em R\$/kWh.
7. Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).
8. Programa de Integração Social (PIS).
9. Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Na figura abaixo, na simulação da parcela TUSD, foi considerado o emprego de 50% de desconto nas tarifas de TUSD e TUST do consumidor.

Simulação - Mercado Livre - I5					
Tarifação: A4 Verde					
Descrição	Contratado kW	Registrado kW	Faturado kW	Tarifa R\$/kW	Valores R\$
Demanda Fora Ponta	1.300	1.300,000	1.300,000	11,9400	R\$ 15.522,00
Consumo Ativo Ponta - TUSD Encargos		23.675,077	23.675,077	1,0432	R\$ 24.697,96
Consumo Ativo Fora Ponta - TUSD Encargos		516.725,231	516.725,231	0,0710	R\$ 36.692,66
Pis/Cofins TUSD				6,00%	R\$ 6.688,05
ICMS				25,00%	R\$ 27.866,89
Total TUSD - Celpa - R\$					R\$ 111.467,56
Total TUSD - Celpa - R\$/MWh					R\$ 206,27

Figura 3.5 – Fatura TUSD no ACL com 50% de desconto

Fonte: Elaboração própria (2017).

O custo médio mensal da parcela TUSD no ACL é de R\$ 111.467,56, ou R\$ 206,27/MWh.

No componente custos referentes a CCEE, foram considerados:

1. Encargos de Serviços do Sistema(ESS): utilizou-se para a simulação um custo de R\$4,00/MWh.
2. Encargo de Energia de Reserva (EER): utilizou-se para a simulação um custo de R\$1,00/MWh.
3. Contribuição Associativa: utilizou-se para a simulação um custo de R\$ 0,41/MWh.

Também foi estimado um acréscimo de perdas de 3% ao volume de consumo. Na liquidação financeira da CCEE, o consumo considerado para emprego dos custos exibido acima é o consumo acrescido de perdas elétricas que ocorrem no sistema de transmissão.

A Figura 3.6, abaixo, exibe a simulação deste componente.

Custos Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE			
	Registrado	Tarifa	Valores
	kWh	R\$/kW	R\$
Contribuição Associativa	556.612,317	R\$ 0,000410	R\$ 228,21
Encargo de Serviços do Sistema	556.612,317	R\$ 0,004000	R\$ 2.226,45
Encargo de Energia de Reserva	556.612,317	R\$ 0,001000	R\$ 556,61
Total CCEE - R\$			R\$ 3.011,27
Total CCEE - R\$/MWh			R\$ 5,57

Figura 3.6 – Custos CCEE no ACL

Fonte: Elaboração própria (2017)

Por fim, para encontrar o preço de equilíbrio da energia, e feita uma simulação da nota fiscal de venda de energia considerando o preço de energia que, multiplicado pelo volume, possua valor financeiro, cujo somatório financeiro total do ACL deve ser exatamente o mesmo do ACR. Desenvolveu-se o seguinte cálculo a fim de encontrar tal valor:

Preço de equilíbrio de energia incentivada 50%

$$Preço I5 = \left(\frac{ACR - CCEE - TUSD}{C_{perdas}} \right) \times (1 - ICMS) \quad (6)$$

$$Preço I5 = \left(\frac{355.605,36 - 3.011,27 - 111.467,56}{556,612} \right) \times (1 - 25\%)$$

$$Preço I5 = R\$ 324,90/MWh$$

Onde:

ACR= Simulação do ACR com impostos (R\$)

TUSD= Simulação da TUSD com impostos (R\$)

CCEE: Simulação dos custos CCEE (R\$)

Cperdas: média de consumo acrescida de 3% de perdas (MWh)

ICMS: ICMS do estado do Pará com alíquota de 25%

O valor de R\$ 324,90/MWh é o preço de energia incentivada com 50% de desconto limite que o consumidor pode adquirir para possuir o mesmo custo do ACR. Valores abaixo do preço de equilíbrio farão com que o consumidor economize perante o ACR.

Na Figura 3.7, abaixo, exibe-se a simulação da nota fiscal do fornecedor de energia.

Custos de Contratação de Energia					
Registrado			Tarifa	Valores	
kWh			R\$/kW	R\$	
Consumo com Perdas - 3%		556.612,317			
Contrato de Energia		556.612,317	0,32490	R\$	180.844,90
ICMS Contrato de Energia			25%	R\$	60.281,63
Total Contratação de Energia - R\$				R\$	241.126,53
Total Contratação de Energia - R\$/MWh				R\$	446,20

Figura 3.7 – Nota fiscal de energia incentivada com 50% de desconto

Fonte: Elaboração própria (2017).

Destaca-se na Figura 3.7, em amarelo, o preço de equilíbrio de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD. A alíquota de PIS e COFINS referente ao preço de energia é de 9,25%. No mercado, a energia, a comercialização do insumo já inclui esta alíquota dentro do preço de energia. Com relação ao ICMS, aplicou-se alíquota de 25% de acordo com a equação 5.

Para encontrar o preço de equilíbrio considerando a energia incentivada com 100% de desconto, os componentes custos no ACR e os custos com a CCEE permaneceram inalterados.

Na simulação abaixo, considerou-se o emprego de 100% de desconto nas tarifas de TUSD e TUST do consumidor no componente TUSD.

Simulação - Mercado Livre - I1					
Tarifação: A4 Verde					
Descrição	Contratado kW	Registrado kW	Faturado kW	Tarifa R\$/kW	Valores R\$
Demanda Fora Ponta	1.300	1.300,000	1.300,000	0,0000	R\$ -
Consumo Ativo Ponta - TUSD Encargos		23.675,077	23.675,077	0,0710	R\$ 1.681,17
Consumo Ativo Fora Ponta - TUSD Encargos		516.725,231	516.725,231	0,0710	R\$ 36.692,66
Pis/Cofins TUSD				6,00%	R\$ 3.336,85
ICMS				25,00%	R\$ 13.903,56
Total TUSD - Celpa - R\$					R\$ 55.614,24
Total TUSD - Celpa - R\$/MWh					R\$ 102,91

Figura 3.8 – Fatura TUSD no ACL com 100% de desconto

Fonte: Elaboração própria (2017)

O custo médio mensal da parcela TUSD no ACL é de R\$ 55.614,24, ou R\$ 102,91/MWh. Comparativamente com o desconto de 50%, houve uma redução de 50,11%, ou de R\$ 55.853,32.

A fim de encontrar o preço de equilíbrio de energia incentivada 100%, utilizou-se a equação 5, substituindo o valor financeiro do componente TUSD pelo resultado encontrado na Figura 3.8. A Figura 3.9, abaixo, exibe o preço de equilíbrio de energia incentivada 100%.

Custos de Contratação de Energia				
		Registrado	Tarifa	Valores
		kWh	R\$/kW	R\$
Consumo com Perdas - 3%		556.612,317		
Contrato de Energia		556.612,317	0,40016	R\$ 222.734,89
ICMS Contrato de Energia			25%	R\$ 74.244,96
Total Contratação de Energia - R\$				R\$ 296.979,85
Total Contratação de Energia - R\$/MWh				R\$ 549,56

Figura 3.9 – Nota fiscal de energia incentivada com 100% de desconto

Fonte: Elaboração própria (2017).

Destaca-se na figura 3.9 em amarelo o preço de equilíbrio de energia incentivada com 100% de desconto na TUSD de R\$ 400,16/MWh. Na parcela de energia no ACL, as alíquotas de PIS e COFINS já estão consideradas dentro do preço de energia e são fixadas em 9,25%. Com relação ao ICMS, aplicou-se alíquota de 25% de acordo com a equação 5. Houve um acréscimo de 23% no valor do preço de equilíbrio comparativamente ao preço de energia incentivada 50%, ou R\$ 75,26/MWh.

Diante da análise do preço de equilíbrio para as fontes com 50% e 100% de desconto, possui-se um parâmetro de qual o preço limite que o consumidor pode adquirir energia de modo que não possua prejuízos comparativamente ao ambiente regulado.

3.2.5 Escolha da fonte de energia

Sabendo-se os preços médios mensais de equilíbrio para as fontes, incentivadas em 50% e 100%, será projetado um cenário de migração do consumidor, adquirindo seu primeiro contrato com vigência de 01/04/2018 a 31/12/2020, o período de contrato definido. No ACL, os preços de energia são reajustados anualmente com base em índices vinculados à inflação, e podem ser bilateralmente negociados com os fornecedores no momento da compra. Neste estudo, buscou-se a projeção do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) nos preços de energia para o futuro. Para toda a simulação, será considerado para os três anos a projeção acumulada anual do IGP-M, tanto para o ACR quanto para o ACL.

Os preços de energia utilizados serão os preços aproximados dos exibidos na curva forward da Figura 2.14. Será considerado um acréscimo de R\$ 50,00/MWh de ágio para a energia incentivada 50%, e R\$ 100,00/MWh de ágio para a energia incentivada 100%. Tomando como base a Figura 2.14, a Tabela 7, abaixo, exhibe os preços que serão verificados no estudo.

Tabela 7 – Preços de energia estudados

Energia - R\$/MWh	Convencional	Incentivada 50%	Incentivada 100%
2018	R\$ 195,00	R\$ 245,00	R\$ 295,00
2019	R\$ 170,00	R\$ 220,00	R\$ 270,00
2020	R\$ 165,00	R\$ 215,00	R\$ 265,00

Fonte: Elaboração própria (2017).

A partir dos preços exibidos, e também com o custo do fio, é possível analisar qual a energia mais vantajosa para o consumidor. A análise da escolha da energia será desenvolvida sem projeção de reajustes futuros e será calculada com base no custo do fio exibido na equação 4 e nos preços de energia apresentados na Tabela 7.

Para analisar a energia mais vantajosa para o consumidor, deve-se somar o valor do preço de energia em R\$/MWh ao custo do fio com 50% ou 100% de desconto. O menor valor absoluto em R\$/MWh será a fonte escolhida para contratar-se. A tabela abaixo exhibe a análise comparativa das fontes incentivadas.

Tabela 8 – Análise da escolha da fonte

Tipo de Energia	Preço	Custo do fio	Total
I5 - 2018	R\$ 245,00	R\$ 71,32	R\$ 316,32
I5 - 2019	R\$ 220,00	R\$ 71,32	R\$ 291,32
I5 - 2020	R\$ 215,00	R\$ 71,32	R\$ 286,32
I1 - 2018	R\$ 295,00	-	R\$ 295,00
I1 - 2019	R\$ 270,00	-	R\$ 270,00
I1 - 2020	R\$ 265,00	-	R\$ 265,00

Fonte: Elaboração própria (2017).

Nesta análise, percebe-se que no somatório do fio, com desconto de 50% e de 100%, com o preço de energia, o menor valor absoluto em todos os anos é da energia incentivada 100%. Isso deve-se pelo elevado custo do fio, somado ao valor do ágio entre as energias. No estudo de viabilidade, será utilizada a energia incentivada 100%, no entanto na abertura do processo de compra de energia é possível solicitar propostas para ambas as fontes pois caso um proponente venha a oferecer um preço de energia incentivada com 50% mais competitivo e com menor ágio ante a energia convencional, existe a possibilidade dessa fonte ser financeiramente mais vantajosa. Pelo fato de ser um mercado de balcão e os fornecedores não saberem os preços de compra um do outro, existe tal possibilidade.

3.2.6 Estudo de viabilidade

Neste estudo, foi utilizada a projeção da variação positiva acumulada anual do IGP-M. De acordo com a previsão acumulada anual do Itaú (2017) de setembro de 2017, obtém-se:

1. 2018: 4,5%
2. 2019: 3,6%
3. 2020: 3,3%

Estes percentuais serão aplicados nos dois ambientes de contratação, em todos os componentes para os três anos analisados.

Com relação às tarifas da Celpa, pelo fato do reajuste homologatório anual ser em agosto, as tarifas aplicadas serão reajustadas a partir desse mês no estudo.

Já com relação aos preços de energia e os custos da CCEE, foi usada como data base o dia 01/01/2018. Na indexação do preço de energia do primeiro ano, utilizou-se índice da previsão acumulada proporcional a três meses do ano de 2018 para início em 01/04/2018. Nos anos seguintes será utilizada a previsão acumulada anual referente ao ano anterior. Para o cálculo proporcional do primeiro ano, foi utilizada a seguinte fórmula:

Cálculo proporcional do primeiro período

$$Preço = (P \times (1 + IGP - M)^{\frac{1}{12}})^3 \quad (7)$$

Onde:

P= Preço (R\$/MWh)

IGP-M: índice a ser aplicado no período (%)

Para os períodos seguintes, será reajustado a partir da seguinte fórmula:

Cálculo do preço para os períodos seguintes

$$Preço = P \times (1 + IGP - M_1) \times (1 + IGP - M_2) \dots \quad (8)$$

Onde:

P= Preço (R\$/MWh)

IGP-M: índice a ser aplicado nos períodos seguintes (%)

Para o ano de 2019, será utilizada a indexação acumulada anual do ano anterior, e para 2020 será utilizada a indexação acumulada anual prevista dos anos de 2018 e 2019. Lembrando que os preços de energia também variam nesses três anos.

De acordo com as fórmulas de indexação e os critérios definidos de reajuste, a tabela abaixo exhibe as tarifas padrão no ACR e as projetadas até 2020.

Tabela 9 – Tarifas projetadas no ACR

Tarifas Cativo				
	Tarifas Atuais	2018	2019	2020
Modalidade Tarifária	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Tarifa de Energia Ponta (R\$/MWh)	368,47	385,05	398,91	412,08
Tarifa de Energia Fora Ponta (R\$/MWh)	234,54	245,09	253,92	262,30
TUSD Encargos Ponta (R\$/MWh)	2.015,40	2.106,09	2.181,91	2.253,92
TUSD Encargos Fora Ponta (R\$/MWh)	71,01	74,21	76,88	79,41
TUSD Demanda Ponta (R\$/kW)	-	-	-	-
Tusd Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	23,88	24,95	25,85	26,71

Fonte: Elaboração própria (2017).

Para o ACL, a Tabela 10, a seguir, exhibe as tarifas padrão e as tarifas projetadas para o futuro, distinguidos pelos componentes definidos no estudo de *break-even*: componente TUSD, custos CCEE e nota fiscal de energia.

Tabela 10 – Tarifas ACL

Tarifas Livre				
	Tarifas Atuais	2018	2019	2020
Modalidade Tarifária	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
TUSD Encargos Ponta (R\$/MWh)	71,01	74,21	76,88	79,41
TUSD Encargos Fora Ponta (R\$/MWh)	71,01	74,21	76,88	79,41
TUSD Demanda Ponta (R\$/kW)	-	-	-	-
Tusd Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	-	-	-	-
Encargos de Serviço de Sistema (R\$/MWh)	4,00	4,04	4,18	4,33
Encargo de Energia de Reserva (R\$/MWh)	1,00	1,01	1,05	1,08
Contribuição Associativa CCEE (R\$/MWh)	0,41	0,41	0,43	0,44
Incentivada 100% (R\$/MWh)		298,26	282,15	286,89

Fonte: Elaboração própria (2017).

Com as tarifas e preços definidos para o período estudado, foram desenvolvidos os cálculos financeiros anualizados para ambos os ambientes de contratação no período estudado, com impostos, considerando entrada do consumidor no ACL em 01/04/2018. Todos os parâmetros do estudo de viabilidade, tais como perfil de consumo, demanda contratada e bandeira tarifária são os mesmos utilizados no estudo de *break-even*.

A Tabela 11, abaixo, exibe a projeção dos custos no ACR de 01/04/2018 a 31/12/2020.

Tabela 11 – Custos ACR

Custos Cativo			
Tarifas Atuais	2018	2019	2020
Bandeira	Verde	Verde	Verde
Energia Ponta	80.474,80	111.034,29	114.889,86
Energia Fora Ponta	1.118.002,99	1.542.553,26	1.596.117,09
TUSD Enc. Ponta	440.168,57	607.318,11	628.406,71
TUSD Enc. Fora Ponta	338.489,78	467.027,83	483.244,97
TUSD Demanda Ponta	-	-	-
Tusd Demanda Fora Ponta	286.380,90	395.131,14	408.851,72
ICMS	820.114,87	1.131.545,15	1.170.837,08
PIS/COFINS	196.827,57	271.570,84	281.000,90
TOTAL	3.280.459,47	4.526.180,61	4.683.348,33

Fonte: Elaboração própria (2017).

Para o ACL, também foram considerados os custos com as mesmas premissas de cálculo e tributárias exibidas no cálculo de *break-even*. A Tabela 12, a seguir, exibe os custos no ACL.

Tabela 12 – Custos ACL

Custos livre			
Tarifas Atuais	2018	2019	2020
Energia Incentivada 100%	1.494.157,61	1.884.577,98	1.916.266,81
TUSD Enc. Ponta	15.508,77	21.398,06	22.141,09
TUSD Enc. Fora Ponta	338.489,78	467.027,83	483.244,97
TUSD Demanda Ponta	-	-	-
TUSD Demanda Fora Ponta	-	-	-
ICMS TUSD	128.260,34	176.965,90	183.110,89
ICMS Energia	498.052,54	628.192,66	638.755,60
PIS/COFINS	30.782,48	42.471,82	43.946,61
ESS	20.259,76	27.919,67	28.924,78
EER	5.064,94	6.979,92	7.231,20
Contribuição Associativa CCEE	2.016,14	2.778,41	2.878,44
TOTAL	2.532.592,36	3.258.312,26	3.326.500,40

Fonte: Elaboração própria (2017)

Percebe-se redução nos custos de energia, bem como nos custos das tarifas de transmissão e distribuição. Para melhor visualização da apuração do benefício anual e global, a Tabela 13 exhibe a composição dos resultados consolidados.

Tabela 13 – Consolidado de resultados

Resultados Anuais Consolidados			
Descrição	2018	2019	2020
Preço Base da Energia (R\$/MWh)	295,00	270,00	265,00
Custo Médio Mensal Cativo(R\$)	364.495,50	377.181,72	390.279,03
Custo Médio Mensal Livre (R\$)	281.399,15	271.526,02	277.208,37
Benefício Líquido Mensal Médio (R\$)	83.096,35	105.655,70	113.070,66
Custo Total Anual Cativo (R\$)	3.280.459,47	4.526.180,61	4.683.348,33
Custo Total Anual Livre (R\$)	2.532.592,36	3.258.312,26	3.326.500,40
Benefício Líquido Total Anual (R\$)	747.867,11	1.267.868,35	1.356.847,94
Porcentagem Média de Benefício Anual	22,80%	28,01%	28,97%
Benefício Líquido Acumulado (R\$)	747.867,11	2.015.735,46	3.372.583,40

Fonte: Elaboração própria (2017).

O benefício apurado é ascendente ano após ano, sendo 2020 o ano com maior resultado comparativamente ao ACR. Isso deve-se pelo fato do preço de energia, no decorrer do tempo, ser menor, proporcionando benefícios próximos a 30%, comparativamente ao mercado regulado, além de o benefício ser sempre maior comparativamente ao ano anterior, o que sugere que a estratégia de contratação com dois períodos úmidos de antecedência tende a otimizar os resultados financeiros, comparativamente a períodos anteriores no ACL.

A imagem abaixo exibe a comparação visual de custos entre os dois ambientes de contratação e o percentual de benefício ascendente no decorrer dos anos.

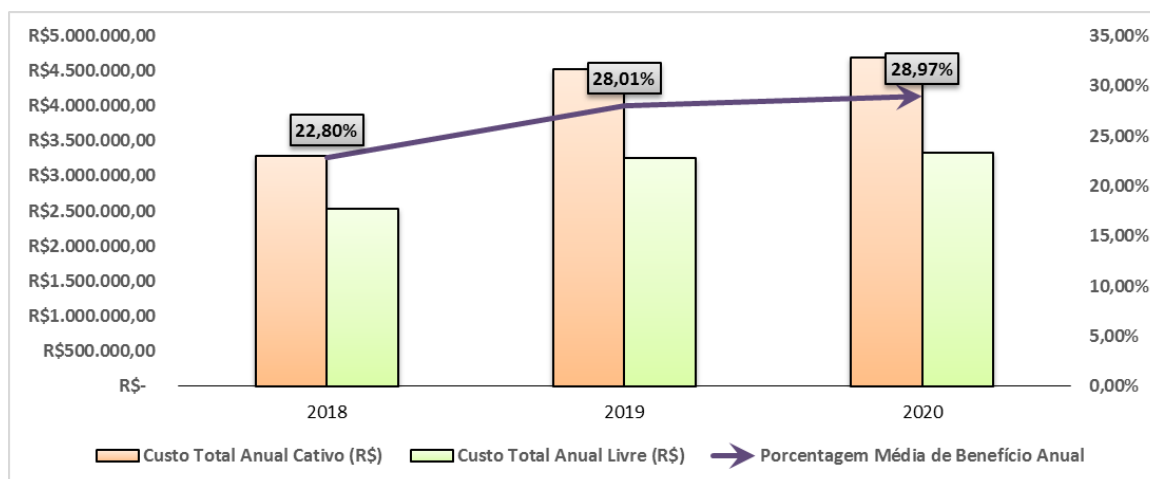


Figura 3.10 – Comparativo de custos ACR x ACL

Fonte: Elaboração própria (2017).

Outra análise visual a ser exibida é o comparativo de benefício anual entre os três anos e o benefício acumulado. A imagem abaixo exibe graficamente os benefícios anuais apurados.

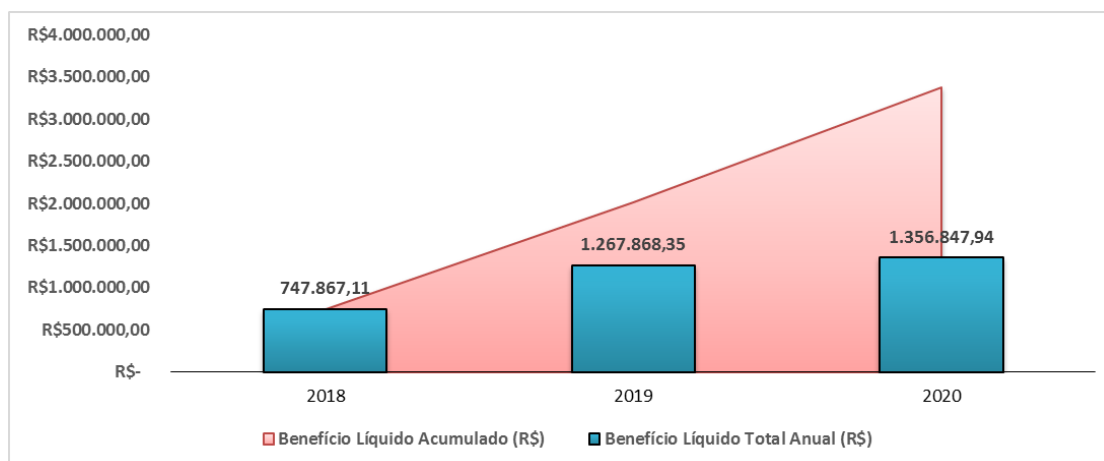


Figura 3.11 – Comparativo de custos ACR X ACL

Fonte: Elaboração própria (2017).

A estratégia de contratação no longo prazo propicia previsibilidade de custos, bem como crescentes economias.

3.2.7 Custos para migração ao ACL

Os dois principais custos para migração ao ambiente de contratação livre considerados são: adesão à câmara de comercialização de energia elétrica e a adequação do sistema de medição e faturamento. Ambos são obrigatórios para adentrar ao ACL, e para este estudo estimou-se um valor de R\$ 29.102,00 como custo para adequação do sistema de medição. A CCEE (2017) iniciou a cobrança de adesão a partir de janeiro de 2017 com um valor de R\$5.898,00.

Uma análise do *payback* do investimento foi realizada, considerando-se o investimento estimado de R\$ 35.000,00, incluindo a adequação do sistema de medição e a adesão à CCEE.

A Figura 3.12 exibe o cálculo do *payback* do investimento.

Payback do investimento			
Mês	Saída	Entrada	Saldo
0	(35.000,00)	R\$ -	R\$ -
1	R\$ -	83.096,35	48.096,35
Payback			0,4

Figura 3.12 – Payback do investimento

Fonte: Elaboração própria (2017).

Para o investimento estimado em R\$ 35.000,00, com o benefício médio mensal do ano de 2018, o *payback* é estimado em 0,4 meses após a migração ao ACL. Após esse investimento, não são realizados quaisquer outros investimentos no mercado livre de energia.

Contudo, para o consumidor realizar a migração ao ACL em 01/04/2018, deve-se pagar a multa rescisória junto à Celpa, que foi calculada anteriormente, desconsiderando-se os impostos. O valor de multa exibido na Tabela 6 foi de R\$ 186.980,40; entretanto, nesse valor de multa deve-se incluir a alíquota de PIS e COFINS de 9,25%. Utilizando a equação 5 de emprego dos impostos, conclui-se que o pagamento da multa, incluindo os impostos, é de R\$ 206.039,01

Para analisar a viabilidade da antecipação da migração mediante pagamento da multa, avalia-se o número de meses que serão antecipados mediante o valor da multa, versus o benefício médio estimado no mesmo período. A Tabela 14, a seguir, exibe a análise de viabilidade de pagamento da multa rescisória, apresentando, nos sete meses de antecipação, o valor da multa versus o benefício projetado para este mesmo período.

Tabela 14 – Viabilidade do pagamento da multa

Viabilidade Multa			
Antecipação (Meses)	Saída	Entrada	Saldo
7	(206.039,01)	R\$ 581.674,42	R\$ 375.635,41

Fonte: Elaboração própria (2017).

Identifica-se viabilidade no pagamento da multa de antecipação de migração. Com antecipação de 7 meses, existe um desembolso de R\$ 206.039,01, e neste mesmo período projeta-se um benefício médio de R\$ 581.674,42. Confirmando a viabilidade financeira do pagamento de multa, calculou-se o *payback* na Figura 3.13, abaixo.

Payback da multa			
Mês	Saída	Entrada	Saldo
0	(206.039,01)	R\$ -	R\$ -
1	R\$ -	83.096,35	-122.942,66
2	R\$ -	83.096,35	-39.846,31
3	R\$ -	83.096,35	43.250,04
Payback			2,5

Figura 3.13 – *Payback* do investimento

Fonte: Elaboração própria (2017).

Considerando-se o benefício médio anual do ano de 2018, o *payback* da multa por antecipação é de aproximadamente 2,5 meses.

3.2.8 Premissas do estudo

Com a finalidade de agrupar as informações referentes às premissas do estudo apresentado, foi elaborado uma tabela indicativo exibindo todas as premissas destacadas no estudo e de relevância no valor final.

Tabela 15 – Principais premissas

Perfil de Consumo Analisado:	Consumidor	
Unidade Castanhal - PA - Conexão Verde A4 no ACL - Data Base: 01/01/18 - Indexador: IGP-M		
Distribuidora	CELPA	
Resolução Homologatória Vigente (nº/data)	2284	31/07/2017
Modalidade Tarifária e Nível deTensão	Verde A4	
Demanda Contratada Cativo (kW) (Ponta/Fora Ponta)	0	1300
Demanda Contratada Livre (kW) (Ponta/Fora Ponta)	0	1300
Consumo Considerado (kWh) (Ponta/Fora Ponta)	23.675,077	516.725,231
Consumo Médio (MWmed)	0,740274	
Alíquota PIS/COFINS TUSD (%)	6,00%	
Alíquota PIS/COFINS Energia (%)	9,25%	
Alíquota ICMS (%)	25,00%	
Início de Fornecimento ACL	01/04/2018	
Vigência contrato ACL	01/04/2018 à 31/12/2020	

Fonte: Elaboração própria (2017).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo exhibe as conclusões finais sobre o tema pesquisado, bem como as contribuições para trabalhos futuros, ao analisar a viabilidade financeira e técnica de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de uma indústria localizada em Castanhal-PA. Com relação a esse primeiro objetivo, a pesquisa bibliográfica sobre o setor elétrico e sobre o mercado livre de energia propiciou consistência na elaboração do estudo de viabilidade financeira.

A pesquisa demonstra que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é um ambiente alternativo ao monopólio das concessionárias, sendo possível realizar-se uma contratação de energia a preços pré-fixados para os mais diversos períodos, como alternativa às tarifas de energia praticadas pelas distribuidoras que possuem reajustes que não podem ser previstos pelo consumidor.

Os conceitos apresentados demonstram que uma migração para o ACL, considerando entrada em 01/04/2018 e adquirindo um contrato de energia incentivada com 100% de desconto, para o período de 2018 a 2020, exhibe viabilidade financeira perante o mercado cativo, bem como viabilidade financeira para investimentos com adequação do sistema de medição, adesão à CCEE e também o pagamento de multa para antecipação da migração em 7 meses. O preço de equilíbrio calculado é superior aos preços de energia estimados no estudo de acordo com a curva forward da BBCE, apresentando um benefício médio de 27% em todo o período. Uma migração com um contrato de três anos sugere uma estratégia conservadora, com economias ascendentes, propiciando ao consumidor, dois períodos úmidos para buscar janelas de contratação para os anos subsequentes à primeira contratação de energia, sempre buscando por preços de contratos menores do que os atuais.

Com relação aos objetivos específicos, o primeiro objetivo exibiu uma pesquisa completa com relação ao modelo de setor elétrico atual. Entretanto, existe a possibilidade de alterações provenientes da consulta pública nº 33 de 2017. Esta consulta, caso aprovada, possivelmente alterará substancialmente o modelo de setor elétrico e também o modelo de mercado livre de energia. Contudo, por se tratar inicialmente de uma consulta, considerou-se a regulamentação atual para a confecção deste estudo. Para estudos futuros, seria interessante atualizar o estudo de viabilidade conforme novas premissas de mercado que possam surgir no futuro.

Neste sentido, sobre o segundo objetivo, onde buscou-se definir as premissas técnicas para o estudo de viabilidade, é importante salientar que considerou-se um cenário de preços de energia de acordo com a data da consulta, bem como estimou-se o ágio entre as energias de acordo com

o momento atual de mercado. Para um cenário real de migração ao ACL recomenda-se inicialmente abrir um processo de compra de energia para ambas as fontes incentivadas, buscando o melhor cenário de economia. O cálculo do fio, levou à conclusão de que a energia mais econômica é a incentivada 100%, de acordo com as premissas estabelecidas.

As premissas de reajuste para os anos subsequentes foram tomadas com base na previsão do IGP-M. É sabido que o reajuste tarifário das concessionárias possui diversas variáveis, como os custos fixos da concessionária, os custos variáveis, compra de energia via leilões etc. Porém, na ausência de informações técnicas para previsão destes componentes, definiu-se pela previsão do IGP-M nos dois ambientes de contratação, considerando-se um cenário conservador, sobretudo pelo elevado preço de equilíbrio que o consumidor possui. Para elaborações futuras, seria de grande valia desenvolver uma metodologia de projeção de reajuste tarifário considerando todos os componentes da concessionária. Os custos de investimento para migração ao ACL demonstraram-se extremamente baixos comparativamente à previsão de benefício apurada.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL - ONS: PMO. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/paginas/ons_pmo.asp?pag=1>. Acesso em: 5 set. 2017.

AMARAL, A. C. **Barreiras e propostas de políticas de inserção da Biomassa como fonte de energia**. 2014. 61f. Monografia (Pós Graduação em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Programa de Educação Continuada PECE – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2014. 1. Disponível em: <<http://www.pecepoli.com.br/pt/ListaDeMonografia.aspx>>. Acesso em: 29 ago. 2017.

ANEEL - ANEEL homologa limites do PLD para 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-homologa-limites-do-pld-para-2017/656877/pop_up?>>. Acesso em: 28 ago. 2017.

ANEEL - Resolução Homologatória 2284/2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172284ti.pdf>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

ANEEL - Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 22 ago. 2017.

ATIK, V. Existe um momento certo para comprar energia no Ambiente de Contratação Livre?”, por Vitor Atik, **ECOM Energia**. Disponível em: <<http://www.ecomenergia.com.br/existe-um-momento-certo-para-comprar-energia-no-ambiente-de-contratacao-livre/>>. Acesso em: 12 set. 2017.

BRASIL. Lei n. 13.360, de 17 de nov. de 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm>. Acesso em: 12 set. 2017.

CCEE, Comercialização. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?>>. Acesso em: 28 ago. 2017.

CCEE, Como se dividem. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa?>>. Acesso em: 28 ago. 2017.

CCEE, ESS. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?>>. Acesso em: 30 ago. 2017.

CCEE, Energia de reserva Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/energia_reserva?>>. Acesso em: 30 ago. 2017.

CCEE, Migrações para o mercado livre de energia crescem 25 vezes em 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinio?>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

CCEE - Novos emolumentos de quatro serviços serão cobrados a partir desta segunda-feira (02/01). Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_384202&_afLoop=273908944277616>.

Acesso em: 26 set. 2017.

CHADE, J. O custo marginal da operação: a base do PLD”. **Panorama COMERC.** Disponível em: <<http://www.panoramacomerc.com.br/?p=3940>>. Acesso em: 22 ago. 2017.

CHINAN, L.; NASSA, T. **Energia Livre:** como a liberdade de escolha no setor elétrico pode mudar o Brasil. 2014. 44 p. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Livro_Energia_Livre.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2017.

FDR ENERGIA, Índice de Atratividade do Mercado Livre para Fontes Limpas de Energia, Disponível em: <<https://clubdeimprensa.files.wordpress.com/2017/07/ebook-icc81indice-fdr-2017-julho.pdf>>. Acesso em: 08 set. 2017.

FERRAZ, J. H. S.; BISPO, D.; CHIOVATTO, C. Análise comparativa para especificação do contrato de fornecimento de energia elétrica de uma indústria. IX CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 3 a 7 out. 2011.

FIESP - Mercado Livre de Energia Elétrica. Disponível em: <http://az545403.vo.msecnd.net/uploads/2016/06/deinfra-mercado-livre-energia-eletrica_8261.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2017.

IBGE - Cidades. Disponível em:<<http://cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?lang=&codmun=150240&search=para|castanhal|infograficos:-informacoes-completas>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

ITAÚ - Projeções. Disponível em: <<https://www.itaubba-pt/analises-economicas/projecoes/longo-prazo-setembro-2017>>. Acesso em: 20 set. 2017.

MAIA, V. M. et al. Água: único fator a influenciar o preço da energia no mercado Spot? **Sociedade, contabilidade e gestão**, v. 11, n. 1, p. 29-45, jan./abr. 2016.

MERCEDES, S.S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, n. 104, p. 13-36, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE: Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Brasília, p. 55, 2017.

NAVEIRO, A. P.; MAÇAIRA, P. M.; OLIVEIRA, F. L. C. Energia natural afluenta por subsistema do Brasil: uma análise de representatividade da Média de Longo Termo (MLT). **Anais. XLVIII SBPO. SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL**. Vitória, 27 a 30 set. 2016.

ONS - Restrições aos Intercâmbios entre os Submercados. Disponível em: <[http:// www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/070/documento/microsoft_word_-_nt_revisao_1_-_0073_2012_restricoes_ao_interc%C3%A2mbio_entre_submercados.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/070/documento/microsoft_word_-_nt_revisao_1_-_0073_2012_restricoes_ao_interc%C3%A2mbio_entre_submercados.pdf)>. Acesso em: 29 ago. 2017.

ONS - O Sistema Interligado Nacional. Disponível em:< <http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 29 ago. 2017

ONS - Sistemas Isolados. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 29 ago. 2017.

ONS - O que é o ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 4 set. 2017

WALVIS, A. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. 2014. 63f. Tese (Doutorado) – FGV. São Paulo, 2014.