

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

GIORGIA LAYSA PERGHER CHAVES

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DE ENERGIA**

ARARANGUÁ

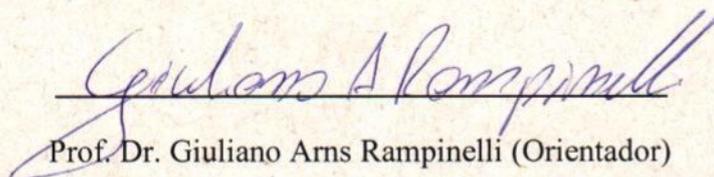
2017

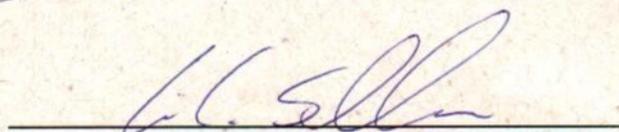
GIORGIA LAYSA PERGHER CHAVES

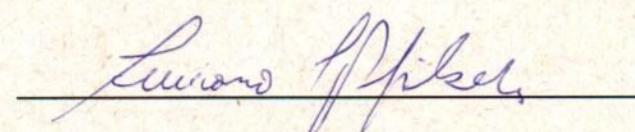
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

Aprovado em: 04 / 12 / 2017


Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)


Prof. Dr. César Cataldo Scharlau (Examinador)


Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Examinador)

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DE UM HOSPITAL UNIVERSITÁRIO

GIORGIA LAYSA PERGHER CHAVES*

RESUMO

Após a recessão que o Brasil enfrentou nos últimos anos, a economia reaquece e os empresários procuram métodos para se tornarem mais competitivos no mercado, uma das medidas utilizadas é a redução de custos. Nesse cenário, o Mercado Livre de Energia surge como uma alternativa para os médios e grandes consumidores de energia elétrica reduzirem seus custos com energia. O presente trabalho aborda o arranjo da cadeia produtiva de energia elétrica brasileira, apresentando as áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em seguida são apresentadas as principais características e diferenças dos ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil. Por fim, apresenta-se uma metodologia para análise da viabilidade técnica e econômica de migração de um consumidor para o Ambiente de Contratação Livre, sendo o estudo de caso o Hospital Universitário da Universidade Federal de Santa Catarina. Para estabelecer a metodologia de análise para migração, todos os custos das faturas de energia do Ambiente de Contratação Regulada e do Ambiente de Contratação Livre foram explanados e comparados.

Palavras-chave: comercialização de energia, mercado livre de energia elétrica, ambiente de contratação livre, análise tarifária, análise de viabilidade.

*Graduanda do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: giorgiachaves@hotmail.com

**METHODOLOGY FOR TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION FOR
MIGRATION TO THE FREE MARKET OF ENERGY: CASE OF STUDY OF A
UNIVERSITY HOSPITAL**

ABSTRACT

After the recession that Brazil has faced in the recent years, the economy reawakens and entrepreneurs seek methods to become more competitive in the market, one of the counter-measures used is cost reduction. In this scenario, the Free Market of Energy emerges as an alternative for medium and large electricity consumers to reduce their energy costs. The present work deals with the arrangement of the Brazilian electric energy production sector, presenting the areas of generation, transmission, distribution and commercialization of electric energy. Following are the main characteristics and differences of the electric power contracting environments in Brazil. Lastly, a methodology for analyzing the technical and economic viability of a consumer's migration to the Free Market is presented, being the case of study the University Hospital of the Federal University of Santa Catarina. In order to establish the migration analysis methodology, all energy billing costs of the Regulated Market and Free Market were explained and compared.

Keywords: energy trading, free electricity market, free contracting environment, tariff analysis, feasibility analysis.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	7
1.1 Contexto	7
1.2 Motivação e objetivos	8
1.3 Estrutura do trabalho	8
2 A CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA	10
2.1 Gerador	11
2.2 Transmissão	13
2.3 Distribuição	15
2.4 Comercialização	15
2.5 Principais Entidades do Setor Elétrico	16
3 CONCEITOS TÉCNICOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
3.1 Carga, Energia e Demanda de Potência	19
3.2 Tensão de fornecimento	20
3.3 Fator de Potência	21
3.4 Curva de carga	22
4 MODALIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
4.1 O Ambiente de Contratação Regulada – ACR	24
4.1.1 Consumidor Cativo do Grupo B.....	25
4.1.2 Consumidor Cativo do Grupo A	26
4.2 O Ambiente de Contratação Livre – ACL	26
4.2.1 Consumidor Livre	27
5 METODOLOGIA	32
5.1 A fatura de energia	32
5.1.2 Obtenção dos dados da fatura de energia	34
5.2 Análise da viabilidade técnica	35
5.3 Análise da viabilidade econômica	35
5.3.1 Custos no Ambiente de Contratação Regulado.....	35
5.3.2 Custos no Ambiente de Contratação Livre.....	40
5.3.3 Análise dos custos	45
6 ESTUDO DE CASO: UM HOSPITAL UNIVERSITÁRIO	47
6.1 Dados de Entrada	47
6.2 Análise da Viabilidade Técnica e Econômica	48

6.3 Resultados	50
7 CONCLUSÃO	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

É possível afirmar que o nível de desenvolvimento da sociedade é provido, em grande parte, pela utilização da energia elétrica. A relação do consumo de energia e desenvolvimento econômico é bastante discutida atualmente e constatasse que a sociedade que amplia seu conhecimento sobre as fontes energéticas, conquista um maior controle sobre a natureza e extrai dela recursos que possibilitam a melhora no padrão de vida.

Devido ao expressivo crescimento tecnológico que ocorreu no século passado, o consumo de energia elétrica aumentou constantemente e sua correta gestão, atualmente, é de extrema importância para os grandes consumidores. Segundo Batista (2013), a gestão energética pode ser segmentada em dois tipos de ações: técnicas, envolvendo a mudança de hábitos de consumo e aumento da eficiência energética, e administrativas, contemplando estratégias inteligentes para a tomada de decisões na contratação do fornecimento de energia elétrica e controle das faturas.

De acordo com o Índice Comerc Energia, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,67 % em 2017 comparado ao ano de 2016. Após a pior recessão da história brasileira, a economia do país recupera-se lentamente e, da mesma forma, observa-se um aumento da utilização de energia elétrica. Somado à esse cenário, a seca que atinge o Brasil nos últimos anos faz com que os reservatórios de água estejam nos seus piores níveis. Como resultado, um aumento da demanda e escassez de oferta de energia faz com que o custo das tarifas aumente, principalmente devido a adição das bandeiras tarifárias pelo uso de fontes termelétricas. Nesse contexto, o Mercado Livre de Energia surge como uma opção no âmbito energético, se mostrando uma interessante alternativa para aumento da competitividade dos grandes consumidores de energia.

O Mercado Livre de Energia Elétrica ou Ambiente de Contratação Livre (ACL) foi criado com a Lei 9.074 no ano 1995, durante o governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso, com o objetivo principal de estimular a livre concorrência e atrair investimentos privados no setor elétrico brasileiro. De acordo com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL, 2016), o ACL é definido como um ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, exercendo seu direito à portabilidade da conta de energia. Dessa maneira, o consumidor não fica sujeito às

variações do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ambas as partes, fornecedor e consumidor, podem negociar as condições e preço da energia contratada para os anos seguintes. Algumas das vantagens do Ambiente de Contratação Livre são redução de custos, previsibilidade orçamentária, a proteção contra bandeiras tarifárias e a energia com preço único 24 horas por dia, sem diferenciação de preço no horário de ponta.

1.2 Motivação e objetivos

Além do interesse da autora pelo assunto abordado neste trabalho, um dos principais motivadores foi contribuir de forma específica para a Universidade Federal de Santa Catarina, sendo o estudo de caso o Hospital Universitário. Ademais, o estágio final da autora, realizado na empresa Comerc Energia, também foi um grande motivador para confecção deste trabalho. A empresa foi fundada em 2001 e tem diversas frentes de atuação, sendo que as principais são gestão de consumidores livres e comercialização de energia.

O presente trabalho tem como objetivo geral apresentar conceitos, funcionamento, particularidades e benefícios do Mercado Livre de Energia e uma metodologia para analisar a viabilidade de migração de um consumidor para este Ambiente de Contratação Livre.

Especificando o escopo relativamente amplo, os objetivos específicos do trabalho são:

- Apresentar a cadeia produtiva de energia elétrica brasileira;
- Identificar os principais conceitos técnicos na comercialização de energia elétrica;
- Estudar os diferentes ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil;
- Estudar e analisar a viabilidade de migração de um consumidor para o Mercado Livre de Energia, através da aplicação da metodologia desenvolvida.

1.3 Estrutura do trabalho

O trabalho conta com seis capítulos ao total, considerando esta introdução. O Capítulo 2 apresenta definições sobre a cadeia produtiva de energia elétrica brasileira, através

de seu histórico, principais áreas e entidades. No Capítulo 3 são aprofundados conceitos técnicos relacionados a comercialização de energia elétrica, que são essenciais para compreensão das faturas de energia. O Capítulo 4 apresenta as modalidades de comercialização de energia elétrica, sendo abordado os dois ambientes existentes: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre. No Capítulo 5 é desenvolvida uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para migração de um consumidor para o Mercado Livre de Energia. O Capítulo 6 é destinado ao estudo de caso, sendo analisada a viabilidade de migração do Hospital Universitário da Universidade Federal de Santa Catarina. No último capítulo são expostas as conclusões sobre os benefícios do Ambiente de Contratação Livre de Energia, trazendo como exemplo o estudo de caso da pesquisa.

2 A CADEIA PRODUTIVA DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Bagatteli (2012), as pessoas e empresas adquiriram energia elétrica em regime de monopólio pois a relação comercial sempre se limitou à concessionária de energia, com tarifas reguladas. O setor elétrico tinha por característica uma estrutura verticalizada, com geração, transmissão e distribuição ligadas não só de forma física, mas também comercialmente ao seu mercado consumidor. Tal arranjo permanece para a maior parte dos consumidores, que são atualmente denominados “cativos”. A Figura 2.1 apresenta a cadeia produtiva de energia elétrica.

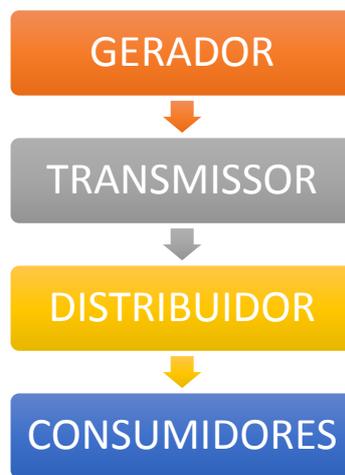


Figura 2.1 – Arranjo do Setor Eletétrico. BAGATTELI (2014).

Em meados da década de 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RE-SEB, o Ministério de Minas e Energia preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor. Esse baseou-se no consenso político-econômico do “estado regulador”, o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última instância. Assim, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da própria agência reguladora, a ANEEL (ABRADEE, 2016).

O projeto “RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”, seguindo tendências internacionais, definiu a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição, retirando desta última a exclusividade da comercialização de energia elétrica, ao implementar a competição no âmbito de compra e venda de energia elétrica. Assim, ficou explicitada a separação da “*commodity*” energia do serviço de transmissão e distribuição,

tratando-se em separado a atividade de comercialização da parte física operacional propriamente dita, haja vista que a característica de monopólio natural impediria que isso fosse feito sem que os custos médios do setor aumentassem indevida e indesejavelmente (BAGATTELI, 2012).

2.1 Gerador

Segundo Dos Reis (2011), a área de geração preocupa-se especificamente com o processo da produção de energia elétrica através de diversas tecnologias e fontes primárias. Apesar de existir uma gama muito grande de opções para geração de eletricidade, cada uma delas com características bem distintas e específicas em termos de dimensionamento apropriado, custos e tecnologias, as fontes renováveis são, em princípio, mais adequadas a um desenvolvimento sustentável.

Especificamente no Brasil, a geografia brasileira favorece a utilização de fontes hidráulicas, principal componente da matriz elétrica do país. Em novembro de 2016 o Brasil possuía no total 4.612 empreendimentos geradores em operação, totalizando 149.704.393 kW de potência instalada (ANEEL, 2016). Esses empreendimentos são divididos em oito nichos, de acordo com suas fontes: CGH (Central Geradora Hidrelétrica), CGU (Central Geradora Undi-elétrica), EOL (Central Geradora Eólica), PCH (Pequena Central Hidrelétrica), UFV (Central Geradora Solar Fotovoltaica), UHE (Usina Hidrelétrica), UTE (Usina Termelétrica) e UTN (Usina Termonuclear). As Tabelas 2.1 e 2.2 mostram a potência outorgada para cada tipo de empreendimento, dividindo entre aqueles que já estão em operação e os que estão em construção.

Tabela 2.1 - Categorização dos empreendimentos em operação e potência total outorgada (por classe) (ANEEL, 2016)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	%
CGH	570	460	0,29
EOL	401	9857	6,12
PCH	443	4931	3,06
UFV	42,000	27	0,02
UHE	218	101076	62,77
UTE	2936	42678	26,50
UTN	2	1990	1,24
Total	4612	161020	100,00

Tabela 2.2 - Categorização dos empreendimentos em construção e potência total outorgada (por classe) (ANEEL, 2016)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	%
CGH	1	0,848	0,01
EOL	133	3029	36,23
PCH	31	414	4,95
UFV	9	258	3,09
UHE	6	1922	22,99
UTE	21	1386	16,59
UTN	1	1350	16,15
Total	202	8361	100,00

A Tabela 2.1 confirma que dentre os empreendimentos em operação no Brasil, as Usinas Hidrelétricas têm maior representatividade (62,77%). De acordo com Comerc (2016), de 2010 a 2019, a representatividade da fonte eólica dentro da matriz elétrica nacional deve crescer dez vezes, saltando de 1% para 10% da energia produzida. Atualmente a eólica corresponde a 6% da potência total.

Por fim, a CCEE (2017) define que os agentes da categoria geração são organizados por três classes:

- *Concessionário de Serviço Público de Geração: agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente.*

- *Produtor Independente de Energia Elétrica: agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco.*

- *Autoprodutor: agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel.*

2.2 Transmissão

A transmissão de energia elétrica é composta por uma rede de linhas com tensões elevadas para minimizar as perdas decorrentes do transporte de grandes níveis de energia em longas distâncias (Bagattoli, 2012). No Brasil, todos os grandes geradores são conectados aos centros de consumo através de linhas de transmissão, as quais são responsáveis por transportar diretamente a energia gerada aos grandes consumidores, ou indiretamente aos pequenos consumidores por meio das empresas de distribuição (ABRADEE, 2016).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) cobre dois terços do território nacional e atende cerca de 98% do consumo de eletricidade do país. Por ser um país de dimensões continentais, as cinco regiões possuem diferenças geográficas consideráveis. Essas divergências determinam os contornos do sistema de geração, transmissão e distribuição. Dada a extensão territorial do país, o SIN é composto por mais de 100 mil km de linhas de transmissão (ABRADEE, 2016).

De acordo com CPFL, apenas 1,7% da energia consumida encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

A Figura 2.2 demonstra o mapa do SIN para o ano de 2016.

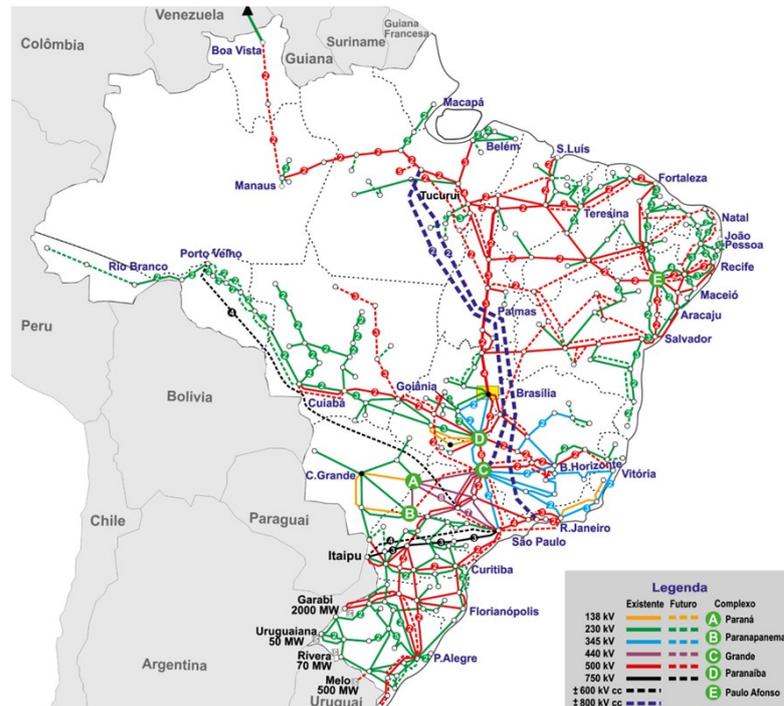


Figura 2.2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2016).

As linhas de transmissão no Brasil são classificadas de acordo com o nível de tensão de sua operação, mensurado em kilovolt (kV). Para cada faixa de tensão, existe um código que representa todo um conjunto de linhas de transmissão de mesma classe (ABRADEE, 2016):

A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV

A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV

A3 – tensão de fornecimento de 69 kV

Segundo Abradee (2016), como a maior parte da capacidade de geração no Brasil é hidrelétrica, os montantes gerados nacionalmente dependem do regime de chuvas nas bacias hidrográficas, que variam de região para região. Com a interconexão elétrica das usinas através do SIN, o fornecimento de energia torna-se mais eficiente e menos sujeito às eventuais restrições de oferta regionais, pois a energia gerada em uma região com abundância de água pode ser redirecionada de forma a equilibrar o sistema como um todo.

Pelo fato da operação do SIN ser centralizada, possibilita um despacho das usinas de geração de forma a garantir que as necessidades nacionais de abastecimento sejam atendidas, minimizando os custos e evitando prejuízos futuros caso haja falta de energia.

2.3 Distribuição

Os sistemas de distribuição estão associados ao transporte da energia no varejo, ou seja, do ponto de chegada da transmissão até cada consumidor individualizado, seja ele residencial, industrial ou comercial, urbano ou rural (DOS REIS, 2011).

De acordo com Abradee (2016), o segmento de distribuição é composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação de linhas de transmissão de menor tensão (abaixo de 230 kV), mas principalmente das redes de média e baixa tensão, como aquelas instaladas nas ruas e avenidas das grandes cidades.

A distribuição de energia elétrica é tipicamente o caso de um monopólio natural clássico, visto que as economias de escala são tão grandes que o mercado pode ser servido a custo mínimo por uma única empresa. Um ambiente econômico deste tipo não permite a competição, pois que a maior empresa pode, através do aumento do nível da sua produção, alcançar custos menores do que os de uma eventual concorrência, levando esta à inviabilização econômica. Assim, não há como se viabilizar duas empresas distribuidoras de energia elétrica atendendo a mesma região, com linhas e equipamentos simultaneamente ocupando os espaços públicos e cuja disputa por mais clientes levaria certamente uma delas a obter vantagem de custo sobre a outra (BAGATOLLI, 2012).

2.4 Comercialização

Conforme apresentado por ANEEL (2009), dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia foram estabelecidos: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

O decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 define esses dois termos da seguinte maneira:

§ 2o Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

2.5 Principais Entidades do Setor Elétrico

Conforme CCEE (2017), ao ser implantado, em 2004, o atual modelo do setor elétrico brasileiro criou novas instituições e alterou funções de outras já existentes. Sendo a atual estrutura do setor mostrada na Figura 2.3.

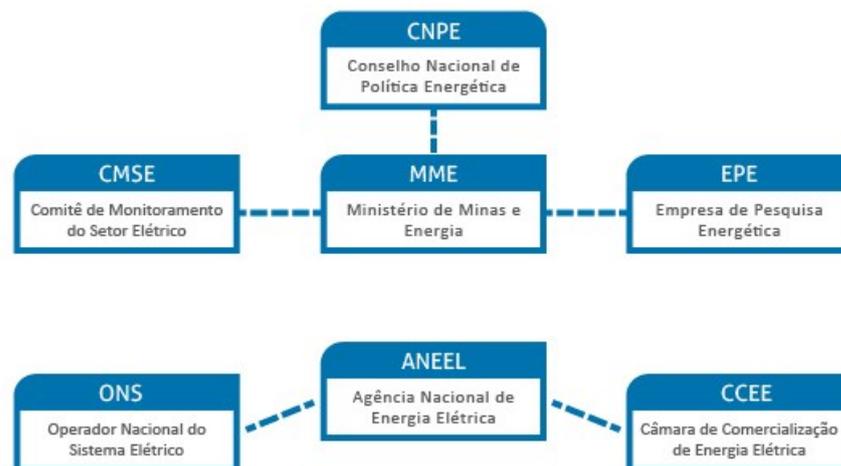


Figura 2.3 – Mapeamento organizacional das instituições do setor elétrico brasileiro (CCEE, 2017).

O Conselho Nacional de Política e Energia (CNPE) é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso. O CNPE é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos – como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear –, e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a

formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Também, é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

O Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CMSE) é um órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia - MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica., zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria, também é responsabilidade da Aneel. As alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema

Interligado Nacional - SIN. Desde então, a Aneel tem delegado a operacionalização desses leilões à CCEE.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma entidade sem fins lucrativos regulada e fiscalizada pela ANEEL. A CCEE tem a missão de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, a despeito da região em que o agente do mercado atacadista estiver. Dentre os principais papéis da CCEE, estão: realização, por delegação da ANEEL, de leilões públicos no ambiente de contratação regulada (ACR); registros de contratos de comercialização no ACR e no ambiente de contratação livre (ACL); contabilização e liquidação das transações de curto prazo. É a CCEE que calcula e divulga o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que valora o custo do MWh no Mercado de Curto Prazo (CPFL, 2014).

As entidades mencionadas são essenciais para a organização do setor elétrico que passou pelas grandes reformas institucionais que ocorreram em 1995 e 2004. Ressalta-se que esse setor é uma integração entre os agentes do governo, agentes públicos e privados.

3 CONCEITOS TÉCNICOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos técnicos utilizados no setor elétrico brasileiro.

3.1 Carga, Energia e Demanda de Potência

A carga é definida como a potência elétrica requisitada ou disponibilizada em pontos de conexão de consumidores e seus equipamentos de uso, ao sistema elétrico (BERKOWITZ, 1985).

Em uma instalação, existem cargas que, embora conectadas ao sistema elétrico, não representam consumo de energia elétrica por não estarem temporariamente em efetiva operação (ligadas). São motores, aparelhos diversos, tomadas, iluminação, calefação ou refrigeração (ANEEL, 2010). Seu conjunto é conhecido como carga instalada ou conectada e compreende a soma das potências nominais, expressa em quilowatt (kW), de cada equipamento elétrico que esteja instalado na unidade consumidora, pronto a ser ligado e consumir energia elétrica (não computando os aparelhos comprovadamente em reserva) (NISKIER, 1986).

Dessa maneira, as cargas do consumidor dificilmente estão ligadas simultaneamente e a cada instante uma carga diferente pode ser solicitada.

Uma vez em efetivo uso junto ao sistema elétrico, as cargas vão representar um determinado consumo de energia associada à potência elétrica que representam (ANEEL, 2010).

Para determinar o consumo de energia “E” em determinado tempo “t” associado ao uso de cargas “C” pode-se aplicar a Equação 3.1:

$$E = \sum C_i \times \Delta t_i$$

(3.1)

Ou seja, a multiplicação da potência ou carga pelo intervalo de tempo em que a mesma é solicitada.

A demanda é “a média das potências elétricas instantâneas solicitadas, por consumidor ou concessionário, durante um período especificado” (COTRIN, 1992). Pode-se exprimir a demanda a partir da Equação 3.2:

$$Demanda = \frac{\sum_{i=0}^n C_i \times \Delta t_i}{T_o} \quad (3.2)$$

Onde:

C_i = carga

Δt_i = intervalo de tempo

T_o = período total

A demanda é dada em kW ou, sob outra denominação, em kW médios.

3.2 Tensão de fornecimento

A tensão ou força eletromotriz é uma das grandezas elétricas básicas, e sua magnitude no sistema elétrico é diretamente proporcional à sua potência de geração, transmissão, distribuição e consumo, buscando-se sempre a racionalização do planejamento e da operação dos circuitos. Assim, por exemplo, para o transporte de grandes blocos de energia, é imprescindível o uso de tensões elevadas, para manter a corrente elétrica em patamares técnico e econômicos adequados (BAGATTOLI, 2012).

A tensão de fornecimento também vai influenciar a aplicação das estruturas tarifárias vigentes e, eventualmente, na possibilidade de o consumidor tornar-se livre, dependendo do grupo tarifário ao qual será consignado e suas opções de fornecimento (BAGATTOLI, 2012).

A Resolução ANEEL 414/2010 regulamenta e define as tensões de fornecimento aos consumidores.

Tensão secundária em rede área: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kV;

Tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora;

Tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kV e a demanda a ser contratada pelo interessado, for igual ou inferior a 2500 kW.

Tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2500 kW.

Ainda na Resolução ANEEL 414/2010 existem situações em que esses limites elencados podem ser flexibilizados, os quais não serão elencados no capítulo.

3.3 Fator de Potência

Na maioria das cargas dos consumidores de energia elétrica, não estão presentes somente a demanda (kW) e energia (kWh) ativas, ou seja, aquelas que são diretamente percebidas pela realização de trabalho através da geração de calor, luz ou movimento (BAGATTOLI, 2012).

Existe outro componente somado à parte ativa, compondo a potência total ou aparente (kVA), que é a parte reativa das cargas (kvar), que em função das características construtivas e operacionais dos equipamentos, cria e mantém os campos eletromagnéticos necessários ao funcionamento (BAGATTOLI, 2012).

O parâmetro mediante o qual se verifica qual o percentual da potência total fornecida que efetivamente é utilizada como potência ativa é denominado Fator de Potência (FP) (Resolução 414/2010).

A partir do “triângulo de potências” pode-se visualizar graficamente o FP.

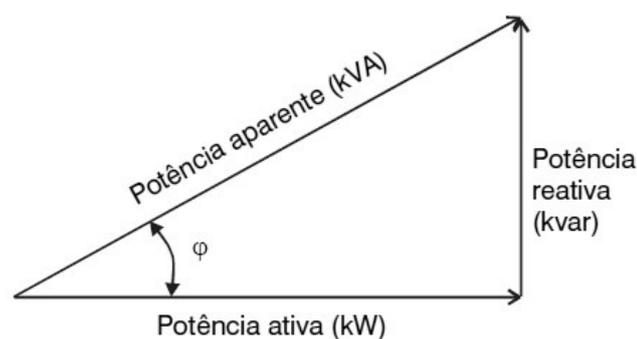


Figura 3.1 – Triângulo de potências (BAGATTOLI, 2012).

É possível extrair a expressão que exprime o fator de potência (FP) aplicado os conceitos trigonométricos na Figura 3.1.

$$FP = \frac{\text{potência ativa}}{\text{potência aparente}} = \cos \varphi \quad (3.3)$$

Um fator de potência (indutivo ou capacitivo) em níveis baixos implica na circulação, entre fonte e carga, de uma energia reativa que não está executando trabalho. Isso ocorre principalmente na existência de motores e transformadores em elevado número, operando a vazio normal ou ainda por iluminação de descarga (vapor de mercúrio, fluorescentes, etc.) sem correção individual de FP (BAGATTOLI, 2012).

Os problemas decorrentes da operação com baixo fator de potência, refletem-se na rede elétrica através de uma corrente elétrica bem maior do que a necessária para gerar trabalho, aumentando as perdas de energia dentro da instalação, redução da capacidade e vida útil dos transformadores e outros equipamentos (COTRIN, 1992).

3.4 Curva de carga

As leituras de medições de uma subestação de energia elétrica, dependendo da região atendida por seus alimentadores – residencial, comercial ou industrial – mostram que cada tipo de consumidor tem sua maneira própria de consumir energia. Períodos do dia, da semana ou do ano, assim como hábitos e padrões distintos de consumo de energia elétrica de cada consumidor ou classe de consumidores implicam em diferentes conformações de consumo (BAGATTOLI, 2012).

Segundo Bagattoli (2012), a curva de carga do sistema elétrico brasileiro é uma composição das curvas individuais, cujas as características são a baixa carga no horário da madrugada, o crescimento ao raiar do dia, uma pequena queda ao meio-dia e a ponta do sistema entre as 19h e 22h.

A energia consumida no período pode ser calculada pela integração das diversas demandas no decorrer do período a ser analisado.

4 MODALIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo ANEEL (2009), desde 1990 o modelo institucional de energia elétrica passou por grandes mudanças, sendo uma das principais alterações ocorrida no ano de 2004: a instituição de dois ambientes para a celebração de contratos de compra de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivos para geradoras, distribuidoras e consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores e consumidores livres.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 4.1.



Figura 4.1 – Visão geral da comercialização de energia (CCEE, 2010).

As atividades de distribuição e transporte continuaram regulamentadas. Mas a produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre – ambiente no qual as partes compradora e vendedora acertam entre si as condições através de contratos bilaterais.

Portanto, a estrutura física da geração ao consumidor permanece a mesma para o ACR e para o ACL, a diferença entre os ambientes é puramente contratual.

4.1 O Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, o consumidor é obrigado a comprar a energia diretamente da distribuidora alocada em sua região. Assim, a distribuidora tem obrigação de suprir toda demanda dos consumidores sob sua área de concessão.

A Figura 4.2 apresenta o trajeto da energia desde sua geração ao consumidor no ACR.



Figura 4.2 – Mercado cativo de energia (COMERC ENERGIA, 2016).

Segundo Martins (2016), a energia consumida pelos consumidores cativos é adquirida pela maioria das distribuidoras em leilões de energia, nos quais o preço da energia é “travado” durante 20 a 30 anos. Apesar de o preço da energia “travar”, o índice de inflação é carregado fazendo com que o custo repassado ao consumidor se torne muito expressivo após cinco anos de contrato, por exemplo.

Portanto, existem diversas variáveis que fazem com que o consumidor não tenha gestão sobre o insumo energia neste ambiente de contratação. O consumidor está sujeito aos reajustes tarifários, não tendo previsibilidade de orçamento sobre a energia elétrica; está sujeito ao sistema de bandeiras tarifárias que, quando acionadas, encarecem ainda mais o custo com a energia elétrica; e não tem a possibilidade de negociar preços das tarifas (MARTINS, 2016).

De acordo com Bagattoli (2012), a classificação dos consumidores é essencial para fundamentar o enquadramento dos consumidores em uma das modalidades de fornecimento de energia elétrica e consequentes condições de opção de estruturas tarifárias existentes, tanto no mercado cativo quanto no mercado livre. Ao solicitar sua ligação de energia elétrica, o consumidor será catalogado pela concessionária em uma das classes e subclasses das instruções e descrições do art. 4 a 9 da Res. ANEEL 414/2010. As subclassificações existentes atualmente são: residencial, residencial de baixa renda, industrial, comercial, rurais,

poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio (consumo e perdas próprias da distribuidora).

A carga instalada do consumidor é o indicador do qual dependerá o seu atendimento em tensão de fornecimento secundária (baixa tensão) ou primária (alta tensão). Já a demanda contratada é o parâmetro utilizado para determinar o nível de tensão de fornecimento em alta tensão e também para comprovação da carga mínima a que se refere a legislação que prevê as condições para ingresso no mercado livre. (BAGATTOLI, 2012). A carga instalada será o primeiro parâmetro de classificação do consumidor.

A consequência de tal classificação se refletirá diretamente em regras distintas de instalação, medição e cobrança de energia e demanda, ativas e reativas, assim como condições contratuais e eventualmente exposição ao risco no mercado livre, podendo exigir maiores controles técnicos, gerenciais e financeiros (BAGATTOLI, 2012).

4.1.1 Consumidor Cativo do Grupo B

A ANEEL, define o grupo B (baixa tensão) como sendo “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV [...]”. Essa tensão é denominada “tensão secundária de distribuição” e é destinada às unidades com carga instalada igual ou inferior a 75 kW.

Para este tipo de grupo, a subclassificação é realizada apenas diferindo o tipo de atividade ou finalidade da unidade consumidora:

Subgrupo B1 – residencial;

Subgrupo B2 – rural;

Subgrupo B3 – demais classes;

Subgrupo B4 – iluminação pública.

A tensões de fornecimento podem ser 127, 220 ou 380 Volts para esses tipos de consumidores.

4.1.2 Consumidor Cativo do Grupo A

O grupo A (alta tensão) refere-se ao “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV [...]” (ANEEL, 2010). Dividem-se de acordo com os diferentes níveis de tensões de fornecimento nos subgrupos:

Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138kV;

Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, mas atendido por sistema subterrâneo de distribuição.

Nesse subgrupo, a maior parte dos consumidores são indústrias e estabelecimentos comerciais de médio e grande porte, geralmente do subgrupo A4.

4.2 O Ambiente de Contratação Livre – ACL

Através do decreto 9.074 de 7 de julho de 1995, o Ambiente de Contratação Livre foi criado, proporcionando concorrência e redução dos custos com energia elétrica dentro do setor elétrico.

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEE, 2010).

A partir da Figura 4.3, observa-se que o consumidor pode adquirir sua energia de qualquer fornecedor, podendo ser um gerador ou um agente comercializador. Porém, a estrutura física da energia permanece a mesma e o consumidor ainda terá de pagar a parcela referente à distribuição para a distribuidora de energia.

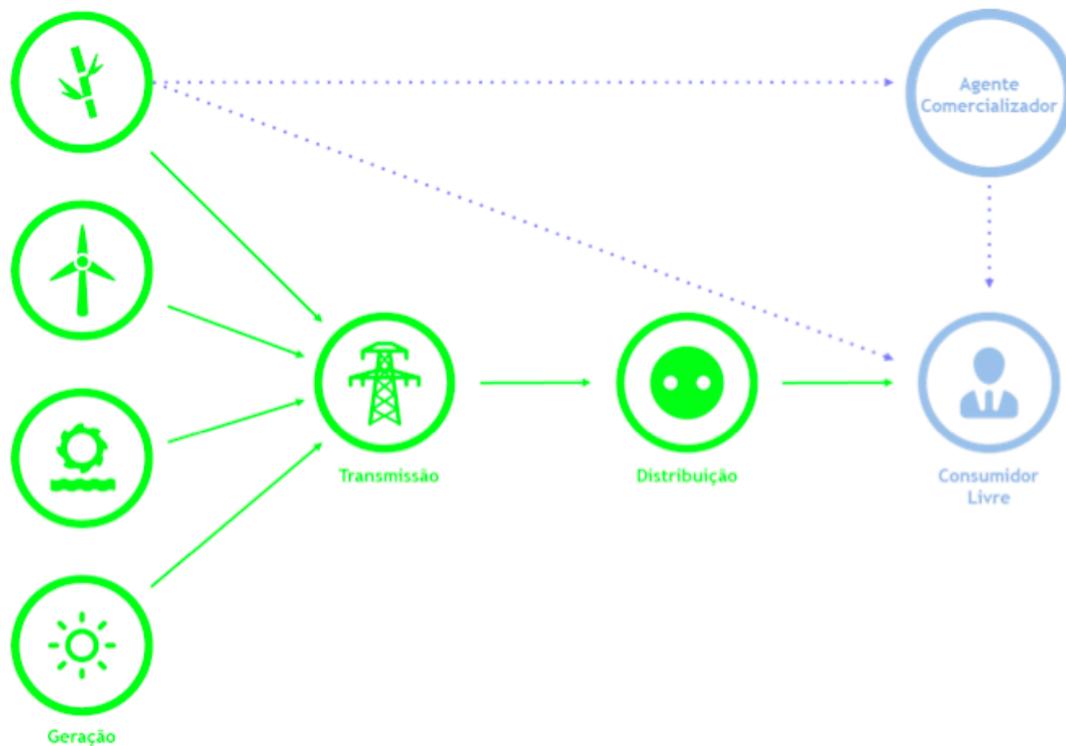


Figura 4.3 – Mercado livre de energia (COMERC ENERGIA, 2016).

Segundo CCEE, os consumidores que optem por migrar para o mercado livre, realizando a compra de energia através de contratos no ACL, devem ser Agentes da CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação (CCEE, 2010). Além disso, o consumidor passa a gerir os montantes de energia contratados, balanços e liquidação mensal de energia, dentre outros fatores que fazem com que o ACL se torne dinâmico e complexo. Para garantir a estabilidade nesse mercado, a maioria dos consumidores busca empresas especializadas para realizar a gestão das atividades necessárias neste ambiente (MARTINS, 2016).

4.2.1 Consumidor Livre

No Ambiente de Contratação Livre existem dois tipos de consumidores, o consumidor livre e o consumidor especial.

Um consumidor livre é da categoria de comercialização e adquire energia elétrica neste ambiente para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995 (LEI 9.074, 1995):

Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores:

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

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

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

Dessa forma, um agente pode ser livre se conectado à rede após 8 de julho de 1995 e tiver demanda contratada maior ou igual a 3.000 kW. Aqueles com demanda igual ou superior a 3.000 kW e que se ligaram à rede antes de 8 de julho de 1995 podem ser livres desde que a tensão de conexão seja maior que 69 kV.

De acordo com ANEEL (2010), o consumidor especial é definido conforme apresentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 418, de 23.11.2010:

Consumidor especial: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, da categoria de comercialização, que adquira 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.

Assim, o consumidor especial é aquele que tem demanda contratada maior ou igual a 500 kW e seja do grupo A (tensão de fornecimento superior a 2,3 kV). Se um conjunto de unidades consumidoras estão sob mesma raiz de CNPJ ou localizadas em área contígua, a soma das demandas pode ser considerada.

A Figura 4.4 apresenta os requisitos utilizados na Resolução Normativa nº 418.

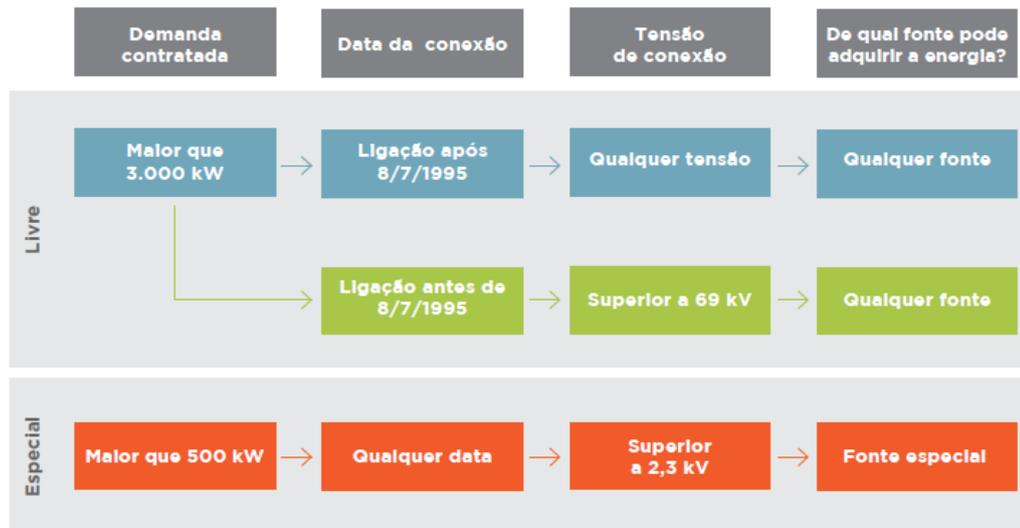


Figura 4.4 - Requisitos para que um consumidor seja livre (ABRACEEL, 2016).

Uma das diferenças entre consumidores livres e especiais está na fonte de energia que podem adquirir: especiais só podem consumir energia de fonte incentivada. Em geral, a energia incentivada é proveniente de fontes renováveis (biomassa, eólica, solar, PCH, etc) e oferece ao seu comprador um desconto na parcela com a distribuidora (CPFL RENOVÁVEIS, 2016).

Segundo Martins (2016), a energia convencional é aquela proveniente de fontes de geração convencionais, como grandes usinas hidrelétricas e usinas termelétricas a gás natural, carvão, óleo diesel, óleo combustível ou nuclear.

A energia incentivada foi estabelecida pelo governo para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis limitados a 30 MW de potência, como Pequenas Centrais Hidroelétricas, biomassa, eólica e solar. Para estes geradores serem mais competitivos, o comprador da energia proveniente deles, chamada de energia incentivada, recebe descontos de 50%, 80% ou 100% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (ENERGIA, 2016).

Existem algumas vantagens para aqueles que migram do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação livre: normalmente, os preços das tarifas de

energia praticados são menores pois a negociação é feita diretamente com o fornecedor, o consumidor tem uma previsibilidade orçamentaria pois define os montantes de energia que serão consumidos e o preço para os próximos anos, a tarifa de energia independe do horário ser horário de ponta ou fora ponta e não se aplicam bandeiras tarifárias para este tipo de consumidor. Além disso, para os consumidores que adquirem energia incentivada, existe o desconto na tarifa do uso do sistema de distribuição e na tarifa da demanda (MARTINS, 2016).

A formalização dos acordos entre consumidor e fornecedor de energia é realizado a partir do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Ressalta-se que a operação do sistema está em um ambiente físico e a contratação de energia em um ambiente contratual, logo, o consumidor no sudeste do país que contrata energia de um gerador do nordeste receberá a quantidade de energia contratada, independente do gerador produzir ou não, pois o fornecimento físico é proveniente da usina mais próxima.

Para toda compra de energia no mercado de longo prazo é necessário definir os montantes de energia que serão consumidos pelos próximos anos, fazendo um *hedge* deste insumo. Todos os consumidores são responsáveis por gerenciar seus contratos de energia de forma a atender suas necessidades presentes e futuras. Ao final de cada mês a CCEE compara os montantes contratados (contratos de compra e venda de energia) e verificados (geração e consumo) de todos os consumidores. As diferenças desses montantes são liquidadas no mercado de curto prazo (MCP) em um preço baseado no preço de liquidação das diferenças (PLD) (NETO, 2017).

De acordo com Bagattoli (2012), o PLD pode ser definido pela inter-relação entre modelos de obtenção de custos associados à otimização do planejamento e da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, envolvendo custos marginais de longo e curto prazo e as informações gerenciadas pelo ONS. Na Figura 4.5 abaixo é possível acompanhar os valores do PLD desde 2012.

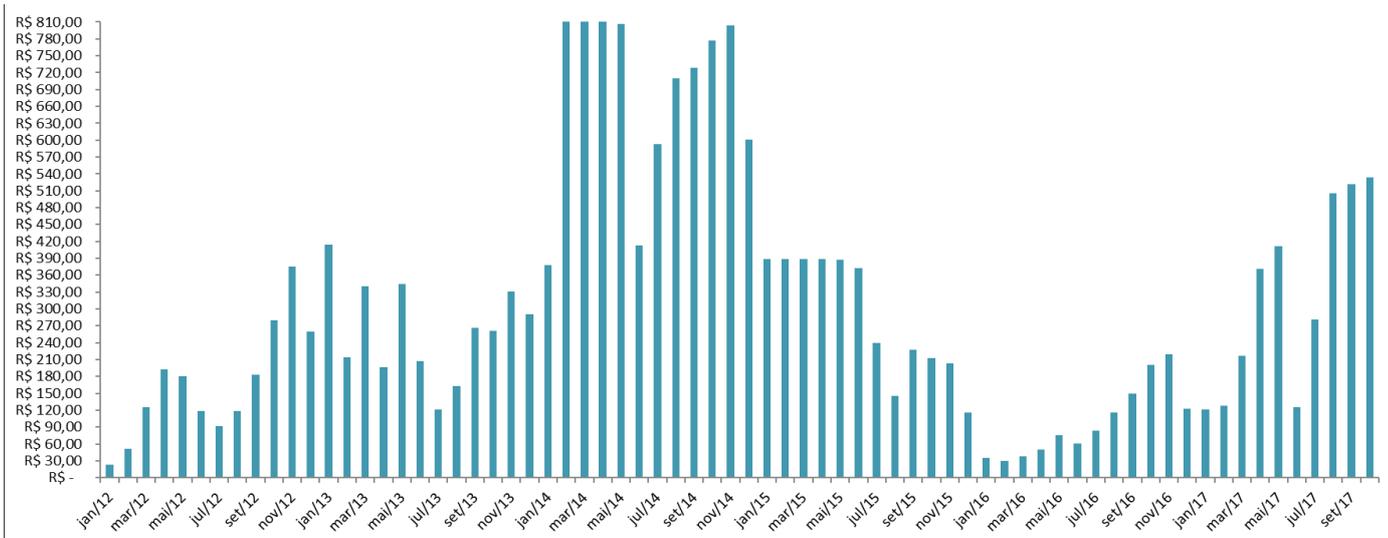


Figura 4.5 - Valores do PLD médio mensal para o submercado sudeste a partir de 2012 (COMERC ENERGIA, 2017)

De acordo com ANEEL (2016), os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2017 são R\$533,82/MWh e R\$ 33,88/MWh, respectivamente. Em 2014 esse indicador chegou a R\$ 822,83/MWh, mostrando sua alta volatilidade.

Com o intuito de apresentar as principais características do Ambiente de Contratação Livre, o próximo capítulo apresenta a metodologia que será utilizada para realizar o estudo de caso de um consumidor com a migração para o ACL.

5 METODOLOGIA

Para analisar a viabilidade técnica e econômica de migração de qualquer agente para o Ambiente de Contratação Livre é necessário verificar na fatura de energia elétrica os principais montantes de consumo e seus respectivos custos. Também, a partir desta análise, será possível verificar se o consumidor atende aos requisitos técnicos estipulados para migração. O objetivo da metodologia, é poder comparar o potencial de redução de custos ao migrar do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre.

5.1 A fatura de energia

A fatura de energia elétrica é o documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação dos serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento (ANEEL, 2010).

As tarifas de energia elétrica podem ser definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias (ANEEL, 2005).

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt (R\$/kW) e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora (ANEEL, 2005).

Dependendo da classificação do consumidor, a fatura de energia elétrica terá forma e conteúdos diferentes. Assim, a fatura do consumidor do grupo A é diferente do consumidor do grupo B, assim como as faturas de consumidores horossazonais verdes ou azuis terão informações adicionais em relação às do grupo A convencionais (BAGATTOLI, 2012).

Conforme abordado por ANEEL (2013), os custos da distribuidora são classificados em duas parcelas:

Parcela A: se refere aos custos não gerenciáveis da distribuidora. Por contrato, são custos relacionados à compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, bem como o valor da transmissão desta energia e os encargos setoriais.

- a. Parcela de energia - TE;
- b. Parcela de transporte, que corresponde à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão - TUST; e
- c. Encargos setoriais.

Parcela B: se refere aos custos gerenciáveis da distribuidora, sobre os quais ela pode aferir lucro. Os itens da Parcela B são os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos feitos na manutenção e ampliação de sua rede de distribuição. Esta parcela é compreendida basicamente pela Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição - TUSD.

A ANEEL (2013) publica anualmente resoluções individualizadas por concessionária, nas quais define os valores das tarifas de energia sem tributos (tarifas homologadas), cabendo então à distribuidora fazer a inclusão dos mesmos na conta de energia elétrica, cobrá-los e repassá-los ao ente federativo responsável (federal, estadual e municipal) (BAGATTOLI, 2012). Na composição da tarifa aplicada incluem-se os tributos PIS, Programa de Integração Social (contribuição social de natureza tributária, devida pelas pessoas jurídicas, com objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego e do abono para os trabalhadores que ganham até dois salários mínimos), COFINS, Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social (instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social), e ICMS, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

5.1.2 Obtenção dos dados da fatura de energia

Para analisar a viabilidade de migração de um consumidor para o Ambiente de Contratação Livre é necessário verificar os dados mensais na fatura de energia do Ambiente de Contratação Regulado. Segundo Tractebel (2017), os principais dados são:

- **Tipo de consumidor:** Industrial, Comercial, Residencial.
- **Grupo e estrutura tarifária:** Para o faturamento do fornecimento/prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, as unidades consumidoras são enquadradas em dois grupos tarifários, A e B, que são diferenciados pelo nível de tensão.

Dentro do grupo A, ainda existem modalidades/estruturas tarifárias distintas para atender os diferentes perfis de consumidores, sendo elas:

- Modalidade tarifária convencional;
- Modalidade tarifária horo-sazonal verde;
- Modalidade tarifária horo-sazonal azul.

Na modalidade tarifária horo-sazonal verde, é aplicada uma única tarifa de demanda e as tarifas de consumo variam conforme o horário do dia. Enquanto que na modalidade tarifária horo-sazonal azul, as tarifas de demanda variam de acordo com as horas de utilização do dia e as tarifas de consumo variam conforme o horário do dia.

- **Demanda contratada na ponta (kW):** utilização do sistema de distribuição no horário de ponta (normalmente das 18h às 21h).
- **Demanda contratada fora de ponta (kW):** utilização do sistema de distribuição no horário fora de ponta (normalmente das 0h às 18h e das 21h às 24h).
- **Consumo na ponta (MWh):** energia consumida no horário de ponta.
- **Consumo fora de ponta (MWh):** energia consumida no horário fora de ponta.
- **Impostos e tributos:** ICMS e PIS/COFINS.

5.2 Análise da viabilidade técnica

Para a verificação da viabilidade técnica é necessário confirmar que o consumidor atende os requisitos necessários relacionados à demanda contratada, data e tensão de conexão à rede. Atualmente, um agente pode ser livre se tiver demanda contratada maior ou igual a 3.000 kW e ter se conectado à rede após 8 de julho de 1995. Aqueles com demanda igual a superior a 3.000 kW e que se ligaram à rede antes de 8 de julho de 1995 podem ser livres desde que a tensão de conexão seja maior que 69 kV. Caso um agente tenha demanda maior que 500 kW e seja do grupo A (tensão de fornecimento superior a 2,3 kV), ele pode ser um consumidor especial. A sessão 4.2.1 apresentada anteriormente detalha esses perfis de consumidores.

Se o consumidor atender algum desses requisitos a sua viabilidade técnica é confirmada e pode-se verificar a viabilidade econômica, que também utilizará os dados obtidos da fatura de energia.

5.3 Análise da viabilidade econômica

Para realização da análise econômica serão necessárias as informações da unidade consumidora, como classe tarifária e distribuidora; as grandezas elétricas de consumo e de demanda; os dados de geração, caso o consumidor utilize grupo de geradores no horário de ponta; o preço da energia que o mercado tem praticado no Ambiente de Contratação Livre; os custos transacionais na CCEE e encargos setoriais, assim como, a remuneração de um empresa gestora de energia que irá assessorar o consumidor no Ambiente de Contratação Livre.

5.3.1 Custos no Ambiente de Contratação Regulado

5.3.1.1 O enquadramento tarifário

O enquadramento tarifário é o primeiro item a ser analisado na fatura de energia. A partir deste parâmetro será possível verificar quais as tarifas que serão aplicadas nas

grandezas de consumo e demanda. O objetivo deste enquadramento é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia, motivando o consumidor, pelos valores diferenciados das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia em que ela for mais barata.

Segundo Barros (2014), as horas do dia são estabelecidos em dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário ponta corresponde a um intervalo de três horas durante o dia em que ocorre maior demanda de energia elétrica, que é no final do dia. O posto tarifário fora ponta compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados nacionais. As tarifas no horário de ponta são mais elevadas do que no horário de fora ponta.

Os consumidores do grupo A conectados em uma tensão inferior a 69 kV podem optar pela tarifa horossazonal azul ou verde. As unidades que possuem uma tensão igual ou superior a 69 kV compulsoriamente serão faturadas pela tarifa horossazonal azul (BARROS, 2014).

A Tabela 5.1 apresenta as diferenças existentes no faturamento de energia dos tipos de tarifas horossazonais verde e azul:

Tabela 5.1 – Diferenças das tarifas horossazonais azul e verde

Grandezas Elétricas	Verde	Azul
Demanda	Única	Ponta
		Fora Ponta
Energia	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta

Após analisar o tipo de enquadramento que o consumidor se encontra, é possível verificar quais tarifas serão aplicadas pela distribuidora às suas grandezas elétricas e seus custos no Ambiente de Contratação Regulado.

Dessa forma, pela razão de cada estrutura tarifária possuir valores e forma de cobrança diferenciados é importante analisar a conveniência de mudança da estrutura tarifária visando reduzir os custos da fatura de energia elétrica.

A análise de enquadramento tarifário é realizada a partir do cálculo de fator de carga no horário de ponta. Conforme Celesc (2016), observa-se que o ponto de equilíbrio entre as modalidades tarifárias horossazonal verde e azul é de 66%. Assim, a unidade consumidora que trabalhar com fator de carga inferior a 66% poderá ficar mais confortável na modalidade horossazonal verde. Da mesma forma, a unidade consumidora que trabalhar com um fator de

carga superior a 66% poderá ser beneficiada se adotar a modalidade horossazonal azul (MARTINS, 2015).

Basicamente, o fator de carga ponta (FCp) é a razão entre o consumo ponta e a demanda ponta disponibilizada em um período de tempo de 66 horas (quantidade de horas ponta em um mês). A Equação 5.1 deve ser utilizada para verificar o enquadramento tarifário do consumidor:

$$FCp = \frac{Consumo_p}{Demanda_p \times 66h} \quad (5.1)$$

Após constatado e verificado o enquadramento tarifário do consumidor inicia-se análise do perfil de consumo da unidade.

5.3.1.2 A fatura da distribuidora

O perfil de consumo do consumidor pode ser definido através do histórico dos montantes de demanda e consumo na Ponta (P) e Fora Ponta (FP) verificados nas faturas dos últimos 12 meses. Com o objetivo de organizar e analisar os montantes de qualquer consumidor no Ambiente de Contratação Regulado, sugere-se tabular os dados encontrados nas faturas da conforme a Tabela 5.2:

Tabela 5.2 – Histórico de consumo do consumidor

Mês	Demanda Contratada P [kW]	Demanda Contratada FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]	Consumo Total [MWh]
Janeiro					
Fevereiro					
Março					
Abril					
Maio					
Junho					
Julho					
Agosto					
Setembro					
Outubro					
Novembro					
Dezembro					

Após tabulados os dados do perfil de consumo da unidade é necessária a obtenção dos valores das tarifas que são aplicadas pela distribuidora através de sua mais recente Resolução Homologatória. As Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD que são apresentadas na Tabela 5.2 não consideram a incidência dos impostos PIS/COFINS e ICMS. A Equação 5.2 apresenta como esses impostos são aplicados sobre as tarifas.

$$\text{Tarifa com tributo} = \frac{\text{tarifa sem tributos}}{1 - \text{ICMS} - \text{PIS} / \text{COFINS}} \quad (5.2)$$

Para cada estado pode ser aplicado um valor diferenciado de ICMS, dessa maneira, os valores aplicados nas faturas de energia podem diferenciar de acordo com a localização da distribuidora. O valor percentual de 5% para PIS/COFINS é considerado nas análises, sendo a média dos valores que normalmente as distribuidoras repassam aos seus consumidores.

A Tabela 5.3 é um exemplo de como são apresentadas as tarifas a serem aplicadas para um consumidor do subgrupo A4, que está sob concessão da distribuidora CELESC. As tarifas estão disponíveis na Resolução Homologatória nº 2.286, de 15 de agosto de 2017, que traz o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017. Ressalta-se que os valores disponibilizados pelas Resoluções não consideram a incidência dos impostos PIS/COFINS e ICMS.

Tabela 5.3 – Tarifas de aplicação e base econômica para o grupo A (CELESC-DIS, 2017).

Subgrupo	Modalidade	Posto	Tarifas de Aplicação			Base Econômica		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 A 25V)	AZUL	P	28,88	46,00	409,81	28,57	47,16	385,94
		FP	12,65	46,00	264,68	12,41	47,16	253,63
	VERDE	NA	12,65	0,00	0,00	12,41	0,00	0,00
		P	0,00	746,48	409,81	0,00	740,14	385,94
		FP	0,00	46,00	264,68	0,00	47,16	253,63

A partir da obtenção dos dados de perfil de consumo e das tarifas atualizadas da distribuidora é possível calcular o custo no Ambiente de Contratação Regulado para futura comparação com os custos no Ambiente de Contratação Livre.

Para cada um dos enquadramentos tarifários o custo da fatura é calculado de forma específica tal como se apresenta por meio de (5.3) e (5.4), respectivamente.

$$\text{Custo}_{ACR^v} = (TE_p^v + TTu_p^v) \cdot C_p + (TE_f^v + TTu_f^v) \cdot C_f + TD^v \cdot D \quad (5.3)$$

$$Custo_{ACR\ a} = (TE_p^a + TTu_p^a) \cdot C_p + (TE_f^a + TTu_f^a) \cdot C_f + TD_p^a \cdot D_p + TD_f^a \cdot D_f \quad (5.4)$$

onde $Custo_{ACR}$ representará o custo total no ACR (R\$); C o consumo de energia registrada (MWh), TE a tarifa de energia com tributos (R\$/MWh), TTu a tarifa TUSD de encargos com tributos; D a demanda de energia faturada (kW); TD a tarifa de demanda com tributos (R\$/kW); “p” o índice referente ao horário de ponta; “f” o índice referente ao horário fora de ponta; e “v” e “a” os índices referentes as modalidades tarifárias verde e azul, respectivamente.

Pelo fato de serem variáveis, os custos com demanda reativa, multa por ultrapassagem de demanda, etc., não serão considerados nesta metodologia.

5.3.1.3 Utilização de grupo gerador

A partir da tabela 5.3, é possível verificar que, na modalidade verde, a diferença das tarifas de ponta e fora de ponta é bastante expressiva. Por este motivo, a maioria dos consumidores que pertencem à essa estrutura horossazonal utilizam grupo de geradores no horário de ponta.

Pelo fato de no ACL não existir diferença nas tarifas de energia ponta ou fora de ponta, será desnecessária a utilização do grupo gerador a partir da migração do consumidor.

Para casos em que utiliza-se o grupo gerador, é necessário calcular o custo para posterior comparação.

Um gerador a diesel em bancada, para um eficiência de conversão de 35%, consome em torno de 0,29 litros de óleo por kWh, ou cerca de 3,5 kWh por litro, com a potência do motor pouco influenciando neste consumo específico (EPE, 2015). Considerando o preço do diesel como sendo R\$ 2,95/litro, o custo do grupo gerador pode ser obtido a partir da Equação 5.5.

$$Custo\ geração = 0,29 \left[\frac{l}{kWh} \right] \cdot 2,95 \left[\frac{R\$}{l} \right] = 0,855 \left[\frac{R\$}{kWh} \right] = 855,00 \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad (5.5)$$

Adicionado ao valor encontrado os custos de operação, manutenção e depreciação, assume-se que o custo do uso do grupo gerador é de R\$ 900,00/MWh.

Como sua utilização é apenas no horário de ponta, pode-se estimar o custo mensal para o consumidor através da Equação 5.6.

$$Gerador [R\$] = consumo_{ponta} \cdot gerador = consumo_{ponta} \cdot 900 \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad (5.6)$$

5.3.2 Custos no Ambiente de Contratação Livre

Podemos descrever a fatura do consumidor no Ambiente de Contratação Livre da seguinte forma:

$$Custo_{ACL} = fatura\ do\ fornecedor + fatura\ CCEE + fatura\ distribuidora$$

onde $Custo_{ACL}$ representará o custo total no ACL (R\$); a fatura do fornecedor incluirá o custo do consumo de energia e as perdas (R\$); a fatura CCEE incluirá o custo com encargos e o custo transacional da CCEE (R\$) e a fatura da distribuidora incluirá o custo do uso do sistema de distribuição (R\$).

5.3.2.1 A fatura do fornecedor de energia

Uma vez migrando para o ACL, o consumidor realizará o pagamento da energia consumida diretamente ao vendedor, seja gerador ou comercializadora, por meio de regras livremente estipuladas em contrato podendo prever inclusive tolerâncias de medição (BAGATOLLI, 2010).

Atualmente, no mercado de energia, existem diferentes tipos de energia a serem contratadas e, conseqüentemente, distintos benefícios e preços. A energia convencional especial, ou simplesmente I0 (i zero), como é conhecida no mercado, é a energia que não gera desconto nas tarifas de fio, a TUSD/TUST. A energia incentivada especial, por sua vez, possui três níveis de desconto nessa tarifa: 50%, 80% e 100%. O incentivo final sobre as tarifas do fio poderá variar entre os dois extremos (0% e 100%), dependendo do portfólio do consumidor (MARTINS, 2015). Tais condições são estabelecidas pela Resolução Normativa

nº 77, de 18 de agosto de 2004. Os artigos abaixo apresentam parte da Resolução nº 77, fazendo referência aos tipos de empreendimentos que têm direito aos percentuais de redução:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. (Redação dada pela REN ANEEL 271 de 03.07.2007.)

Art. 2º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.

Desconto de 100% no uso do sistema de distribuição:

Art. 3º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições: (Redação dada pela REN ANEEL 271 de 03.07.2007.)

I – aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999;

II – os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999; e

III – aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003.

IV – aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto. (Incluído pela REN ANEEL 271 de 03.07.2007.)

Desconto de 80% no uso do sistema de distribuição:

Art. 3º-A Para a fonte solar referida no art. 1º fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento), para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. (Incluído pela REN ANEEL 481, de 17.04.2012.)

Conforme apresentado, é necessário verificar qual o tipo de energia o consumidor poderá adquirir de acordo com a sua demanda contratada.

De acordo com Martins (2015), considerando que as diferentes fontes de energia têm preços distintos no mercado, a escolha do tipo de energia a ser contratada pelo consumidor especial pode ter um impacto financeiro significativo. Para auxiliar na definição do tipo de energia que proporcione os melhores resultados, é preciso analisar o perfil de carga da unidade (demanda e consumo), as tarifas de uso do fio junto à distribuidora de energia e o preço da energia entre as fontes especiais.

Para este tipo de análise é necessário comparar os cenários com os respectivos preços de energia e descontos que cada tipo de energia fornece.

A fatura disponibilizada pelo fornecedor irá conter o consumo de energia ponta e fora ponta, multiplicado pela tarifa de energia assim como o percentual referente as perdas de energia até o ponto de entrega, que pode-se considerar 3%.

Os consumidores, contudo, têm direito a um crédito de energia em função do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e utilizando um histórico considera-se um crédito de 2,5% do consumo. Portanto, a diferença entre as perdas de 3% e o crédito de PROINFA de 2,5%, resultará um percentual referente às perdas elétricas de 0,5%.

Dessa forma, o custo da fatura do fornecedor poderá ser calculada a partir das Equações 5.7 e 5.8:

$$\text{Energia Livre [R\$]} = (\text{consumo}_p + \text{consumo}_{fp}) \cdot \text{tarifa} \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (5.7)$$

$$\text{Perdas [R\$]} = (\text{consumo}_p + \text{consumo}_{fp}) \cdot 0,5\% \cdot \text{tarifa} \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (5.8)$$

O custo final da fatura do fornecedor de energia será a soma do custo da energia livre e das perdas que foram calculadas. O preço da energia será aquele que o mercado praticará no momento da análise.

5.3.1.2 A fatura da CCEE

Ao migrar para o Ambiente de Contratação Livre o consumidor pagará os mesmos encargos do Ambiente de Contratação Regulada, porém, de forma destacada e diretamente para a CCEE.

Conforme descrito em PRORET (2016), os Encargos Setoriais são:

- Conta de Desenvolvimento Energético - CDE;
- Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH;
- Encargos de Serviços do Sistema - ESS e de Energia de Reserva - EER;
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE;
- Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE;
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS.

Os encargos CDE, PROINFA, CFURH, TFSEE, e ONS incidem apenas sobre a parcela da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, enquanto que os encargos EER e ESS incidem sobre a Tarifa de Energia - TE.

Segundo CCEE (2010), os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) consistem em um valor em R\$/MWh correspondente aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, que não estão incorporados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Este valor é pago por todos os Agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do seu consumo. Esses encargos são formados por duas parcelas:

1. Restrição elétrica – ESS

Ocorre quando há uma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em cada submercado. Por isso, torna-se necessário acionar a geração térmica sem a necessidade de atender ao consumo, ou seja, despacho para aumentar a tensão de energia. Quando o total de geração térmica das usinas com contrato por disponibilidade for maior do que o montante contratado pelas distribuidoras, os custos dessa geração adicional são suportados por todos os consumidores, cativos e livres.

2. Segurança energética - ESE

Ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE determina ao ONS que acione as usinas térmicas para garantir o suprimento energético nacional, cujo preço de geração é superior ao Custo Marginal de Operação - CMO.

O Encargo de Energia de Reserva (ERR) tem como objetivo aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, considerando a imprevisibilidade do clima, que afeta o desempenho de diversas fontes, como hidrelétrica, eólica e biomassa. Periodicamente, a EPE calcula o montante necessário de energia de reserva a ser contratado em leilões realizados pela ANEEL. A cobrança do EER é rateada entre todos os consumidores de energia. No caso do consumidor cativo, o encargo é embutido na fatura emitida pela distribuidora e, para o consumidor livre, a cobrança é realizada diretamente pela CCEE.

Além dos Encargos Setoriais, o consumidor livre tem um custo transacional na CCEE, que é referente a um valor que todos os agentes pagam para manutenção da CCEE. Para as análises de migração considera-se uma tarifa de R\$ 10,00/MWh que engloba todos os custos referentes à CCEE.

O custo referente a tarifa da CCEE pode ser calculado a partir da Equação 5.8:

$$ESS/ESE/EER/CT [R\$] = (\text{consumo}_p + \text{consumo}_{fp}) \cdot R\$ 10/MWh \quad (5.8)$$

5.3.2.3 A fatura da distribuidora

O custo da fatura da distribuidora será referente ao uso do sistema de distribuição e pode ser obtido a partir da Equação 5.9:

$$Fatura_{DIST} = (TTu_p \cdot C_p + TTu_f \cdot C_f + TD_p \cdot D_p + TD_f \cdot D_f) \quad (5.9)$$

onde a $Fatura_{DIST}$ representará o custo total da tarifa da distribuidora (R\$); C o consumo de energia registrada (MWh), TTu a tarifa TUSD de encargos com tributos; D a demanda de energia faturada (kW); TD a tarifa de demanda com tributos (R\$/kW); “p” o índice referente ao horário de ponta e “f” o índice referente ao horário fora de ponta.

O consumidor que migrar para o mercado livre consumindo energia de fontes incentivadas terá desconto nas tarifas de demanda e TUSD de encargos ponta. O desconto na parcela de demanda é direto e equivalente ao percentual informado pela CCEE para a distribuidora. Nos casos em que o desconto é aplicado na parcela TUSD ponta, na modalidade horossazonal verde, existe um valor acrescentado após a aplicação do desconto, conforme a Equação 5.10:

$$TUSD_P = (TUSD_P - TUSD_{FP}) \cdot \text{desconto} + TUSD_{FP} \quad (5.10)$$

5.3.2.4 A fatura da gestora

Na análise de migração para o Ambiente de Contratação Livre considera-se a contratação de uma gestora de energia para assessorar o consumidor. A gestora de energia é a empresa responsável por fazer a gestão da energia do consumidor livre e isso incluirá realizar o processo de pré-migração, representar o consumidor como agente na CCEE, fazer o balanço mensal do consumo informando o consumidor através de relatórios mensais e algumas empresas contam com inteligência de mercado para recontração de energia futura.

A contratação deste tipo de empresa não é obrigatória apesar de ser muito indicada. Para a remuneração considera-se um custo fixo em torno de R\$ 3.500,00 mensais.

5.3.3 Análise dos custos

Após mapeados os custos do Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre, basta inserir os dados para avaliar se há ganho migrando.

A Tabela 5.4 exemplifica uma forma alocar os dados a fim de realizar a comparação:

Tabela 5.4 – Método de comparação de custos

Ambiente de Contratação Regulada				
	Medido	Tarifa sem Tributos	Tarifa com Tributos	Custo (R\$)
Demanda P (kW)				R\$
Demanda FP (kW)				R\$
Consumo P (MWh)				R\$
Consumo FP (MWh)				R\$
TUSD P (MWh)				R\$
TUSD FP (MWh)				R\$
Subtotal	-			R\$
Gerador (MWh)				R\$
Total				R\$

Ambiente de Contratação Livre				
	Medido	Tarifa sem tributos	Tarifa com Tributos	Custo (R\$)
Demanda P (kW)				R\$
Demanda FP (kW)				R\$
Tusd P (MWh)				R\$
Tusd FP (MWh)				R\$
Sub-total	-	-		R\$
Energia Livre (MWh)				R\$
Perdas (MWh)				R\$
ESS/ESE/EER/CT (MWh)				R\$
Rem. (R\$/mês)				R\$
Total	-	-		R\$

Economia Líquida	
Mensal (R\$)	R\$
Annual (R\$)	R\$
Percentual (%)	%

A metodologia finaliza após obtido os custos totais dos dois ambientes sendo possível comparar o ganho e analisar se a migração para o Ambiente de Contratação Livre é vantajosa para o consumidor.

6 ESTUDO DE CASO: UM HOSPITAL UNIVERSITÁRIO

Para analisar a viabilidade técnica e econômica de migração de um consumidor para o Ambiente de Contratação Livre foi considerado o Hospital Universitário Professor Polydoro Ernani de São Thiago (HU) pertencente à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O HU opera na cidade de Florianópolis, no estado de Santa Catarina, e é atendido pela distribuidora Celesc.

6.1 Dados de Entrada

A partir da análise das faturas de energia elétrica, o histórico do perfil de consumo e demanda dos últimos 12 meses do HU puderam ser tabulados conforme a Tabela 6.1. A partir do histórico dos últimos 12 meses foi possível obter as médias do consumo ponta e fora ponta, que foram utilizadas na análise (Figura 6.1).

Tabela 6.1 – Dados das faturas de energia para análise.

Mês/2016-2017	Demanda Contratada P [kW]	Demanda Contratada FP [kW]	Consumo P [MWh]	Consumo FP [MWh]	Consumo Total [MWh]
Setembro	1350	1350	31,602	353,248	384,850
Outubro	1350	1350	29,588	346,463	376,051
Novembro	1350	1350	32,294	393,209	425,503
Dezembro	1350	1350	34,507	415,312	449,819
Janeiro	1350	1350	40,260	507,022	547,282
Fevereiro	1350	1350	38,939	468,103	507,042
Março	1350	1350	45,067	501,175	546,242
Abril	1350	1350	34,629	420,551	455,180
Mai	1350	1350	35,173	359,285	394,458
Junho	1350	1350	32,138	347,589	379,727
Julho	1350	1350	32,151	323,910	356,061
Agosto	1350	1350	34,636	327,897	362,533

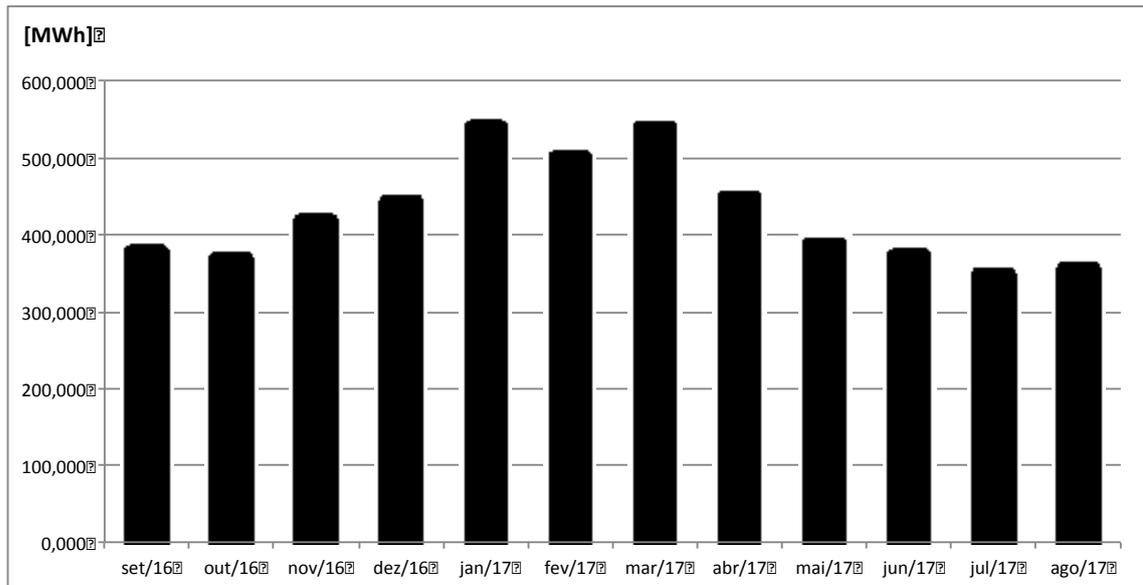


Figura 6.1 - Histórico de Consumo do Hospital Universitário 2016/2017.

O HU é um tipo de consumidor que tem perfil sazonal, consumindo mais energia nos meses de verão e menos energia nos meses de inverno. O fato ocorre principalmente pelo aumento do uso do ar condicionado. Na Tabela 6.1 e na Figura 6.1 é possível visualizar essa variação no consumo de energia. O HU é enquadrado como consumidor do Poder Público, possui classe de tensão A4, na modalidade horossazonal verde e não utiliza grupo de geradores no horário de ponta.

6.2 Análise da Viabilidade Técnica e Econômica

Após compreendido o perfil do consumidor, pode-se dar início à análise da viabilidade técnica e econômica.

Conforme foi discutido anteriormente, para viabilidade técnica, a demanda contratada pelo consumidor deve ser de no mínimo 500 kW. O HU possui uma demanda contratada de 1350 kW, dessa maneira, os requisitos técnicos são atendidos.

Para analisar a viabilidade econômica, foram utilizados como base os dados de consumo do HU e as tarifas aplicadas pela distribuidora Celesc, que são aquelas apresentadas na Tabela 5.3.

Conforme apresentado no Capítulo 5, a correta adequação da modalidade tarifária é verificada a partir da Equação 5.1. O fator de carga de ponta do HU é de 39%, justificando seu enquadramento horossazonal verde.

Para o consumidor em análise, por ter demanda entre 500 kW e 3000 kW, sua classificação é como consumidor especial, dessa forma, a contratação da energia obrigatoriamente será de fontes incentivadas. A energia utilizada na análise será aquela com desconto de 50% nas tarifas de distribuição, que atualmente é a energia com maior liquidez no mercado. O preço da energia incentivada 50% para o ano de 2019 é de R\$ 235/MWh, tendo como referência os preços praticados na segunda semana de outubro de 2017. Os preços apresentados no mercado incluem o valor de 9,25% referente aos tributos PIS/COFINS. Por se tratar de um consumidor do Poder Público, esse tributo não será aplicado para o HU, resultando em um valor de energia de R\$ 213,26/MWh. Para o ano de 2018, devido à escassez de chuva atual, os preços de energia estão elevados, fazendo com que potencial de ganho seja menor se comparado ao ano de 2019. Para a análise, o preço de energia do ano de 2019 será utilizado para obtenção dos resultados.

A Tabela 6.2 apresenta os cálculos comparando o custo no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, considerando a energia incentivada 50%. Para o consumo ponta e fora ponta foram utilizados os valores de 35,082 MWh e 396,980 MWh, que são os valores das médias dos últimos 12 meses.

Tabela 6.2 – Comparação dos custos entre o ACR e ACL

Ambiente de Contratação Regulada				
	Medido	Tarifa sem Tributos	Tarifa com Tributos	Custo (R\$)
Demanda P (kW)	1350 kW	R\$ 0,00 / kW	R\$ 0,00 / kW	R\$ -
Demanda FP (kW)	1350 kW	R\$ 12,65 / kW	R\$ 16,87 / kW	R\$ 22.774,50
TUSD P (MWh)	35,082 kWh	R\$ 746,48 / MWh	R\$ 995,31 / MWh	R\$ 34.917,47
TUSD FP (MWh)	396,980 kWh	R\$ 46,00 / MWh	R\$ 61,33 / MWh	R\$ 24.346,80
Consumo P (MWh)	35,082 kWh	R\$ 409,81 / MWh	R\$ 546,41 / MWh	R\$ 19.169,16
Consumo FP (MWh)	396,980 kWh	R\$ 264,68 / MWh	R\$ 352,91 / MWh	R\$ 140.098,33
Subtotal	-	-	-	R\$ 241.306,26
Gerador (MWh)	-	-	-	R\$ -
Total				R\$ 241.306,26

Ambiente de Contratação Livre				
	Medido	Tarifa sem tributos	Tarifa com Tributos	Custo (R\$)
Demanda P (kW)	1.350 kW	R\$ 0,00 / kW	R\$ 0,00 / kW	R\$ -
Demanda FP (kW)	1.350 kW	R\$ 6,33 / kW	R\$ 8,43 / kW	R\$ 11.380,50
TUSD P (MWh)	35,082 MWh	R\$ 396,24 / MWh	R\$ 528,32 / MWh	R\$ 18.534,52
TUSD FP (MWh)	396,980 MWh	R\$ 46,00 / MWh	R\$ 61,33 / MWh	R\$ 24.346,80
Sub-total	-	-	-	R\$ 54.261,82
Energia Livre (MWh)	432,062 MWh	R\$ 213,26 / MWh	R\$ 284,35 / MWh	R\$ 122.856,92
Perdas (MWh)	2,160 MWh	R\$ 213,26 / MWh	R\$ 284,35 / MWh	R\$ 614,28
ESS/ESE/EER/CT (MWh)	434,223 MWh	R\$ 10,00 / MWh	R\$ 10,00 / MWh	R\$ 4.342,23
Rem. (R\$/mês)	-	-	-	R\$ 3.000,00
Total				R\$ 185.075,25

Como é possível perceber, por se tratar de um consumidor especial e enquadrado na modalidade horossazonal verde, as tarifas de demanda fora ponta e TUSD ponta recebem descontos no Ambiente de Contratação Livre, o que reduz consideravelmente o valor que será pago pelo consumidor à Celesc.

Conforme explanado no Capítulo 5, os custos do Ambiente de Contratação Livre são destacados, visto que no Ambiente de Contratação Regulada as perdas e encargos estão inclusos nas tarifas do consumo.

Pelo fato do HU ser um consumidor do Poder Público, os tributos de PIS/COFINS não foram inclusos nas tarifas, apenas o valor de ICMS, sendo para o estado de Santa Catarina 25%.

No Ambiente de Contratação Livre, o montante de energia contratada é a soma do consumo ponta e fora ponta e para as perdas, é considerado um acréscimo de 0,5% do montante total de energia. Em relação aos encargos, como estipulado no capítulo anterior, o valor de R\$ 10/MWh é considerado na análise.

Também, o valor de R\$ 3.000,00 é considerado para remuneração do gestor de energia.

6.3 Resultados

Analisando a Tabela 6.2, observa-se que em ambos Ambientes de Contratação o custo com energia é o mais representativo. No Ambiente de Contratação Regulada o custo da energia é de R\$ 159.267,49, no Ambiente de Contratação Livre esse custo é de R\$ 127.813,43, aproximadamente 20% mais barato. Em relação à distribuição, devido ao desconto gerado pelo consumo de energia incentivada, o custo no ACL é 34% menor, sendo R\$ 54.261,82, enquanto no Ambiente de Contratação Regulada o custo é de R\$ 82.038,77.

A Tabela 6.3 apresenta o potencial de economia do HU, migrando no ano de 2019, com a energia incentivada 50% no valor de R\$ 213,26/MWh.

Tabela 6.3 – Economia líquida do HU no ano de 2019

Economia Líquida	
Mensal (R\$)	R\$ 56.231,01
Anual (R\$)	R\$ 674.772,12
Percentual (%)	23,30%

Dessa maneira, verifica-se que existe um potencial de economia representativo com a migração desse consumidor para o Ambiente de Contratação Livre, sendo uma economia anual de R\$ 674.772,12.

Ainda, caso fossem considerados contratos de energia mais longos, sendo considerados os anos de 2018, 2020 e 2021, o potencial de economia se encontra na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Economia líquida do HU para 2019, 2020, 2021.

ANO	PREÇOS - INCENTIVADA 50%	ECONOMIA LÍQUIDA	
2018	R\$ 281,32 / MWh	R\$ 17 mil/mês	7%
2019	R\$ 213,26 / MWh	R\$ 56 mil/mês	23%
2020	R\$ 181,50 / MWh	R\$ 75 mil/mês	31%
2021	R\$ 176,96 / MWh	R\$ 77 mil/mês	32%

Os preços utilizados para os anos de 2018, 2020 e 2021 também foram os preços que o mercado vinha praticando no momento da análise, descontando o valor do PIS/COFINS. Contratos que são firmados com os fornecedores por longos períodos de tempo tendem a ter preços mais atrativos, conforme apresentado na Tabela 6.4.

Portanto, para os anos de 2018, 2019, 2020 e 2021 existe um potencial de redução de custos relevante com a migração do HU. Ressalta-se que os resultados obtidos consideraram o perfil de consumo desse consumidor especificamente, as tarifas aplicadas pela distribuidora e os preços de energia praticados no mercado na segunda semana de outubro de 2017, sendo inviável a extrapolação desses resultados para qualquer outro consumidor potencialmente livre.

7 CONCLUSÃO

O propósito desse Trabalho de Conclusão de Curso foi desenvolver uma Metodologia para analisar a viabilidade de migração de um consumidor cativo para o Ambiente de Contratação Livre, a metodologia foi aplicada ao Hospital Universitário pertencente a Universidade Federal de Santa Catarina, localizado na cidade de Florianópolis – SC.

Para tal, de forma sucinta, as principais características da cadeia produtiva de energia elétrica foram apresentadas, sendo explanadas as áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, seus principais agentes governamentais e um breve histórico do setor elétrico no brasileiro. Também, para melhor compreensão dos assuntos abordados no trabalho, foram apontados os principais conceitos técnicos utilizados na comercialização de energia elétrica, como carga, demanda, consumo, tensão de fornecimento, fator de potência e curva de carga.

Após importantes reformas no setor elétrico brasileiro, iniciadas em meados da década de 1990, foi possível desverticalizar as atividades de geração, transmissão e distribuição, retirando desta última a exclusividade da comercialização de energia elétrica, ao implementar a competição no âmbito de compra e venda de energia elétrica.

Diante disso, o presente trabalho abordou os dois ambientes de contratação de energia existentes no Brasil, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivos para geradoras, distribuidoras de energia e consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que participam geradoras, comercializadoras e consumidores livres. No ACR, o consumidor não tem a possibilidade de negociar os preços da energia elétrica e fica sujeito aos reajustes e bandeiras tarifárias, não tendo previsibilidade orçamentaria. Em contrapartida, no ACL, há liberdade para os grandes e médios consumidores negociarem diretamente com o fornecedor os preços da energia, prazos e condições, proporcionando previsibilidade de seus custos e consequentemente, os tornando mais competitivos no mercado.

Em conformidade com o estabelecido, a Metodologia foi desenvolvida com o objetivo de verificar a viabilidade de migração de qualquer consumidor cativo para o Ambiente de Contratação Livre. Para isto, foi necessário especificar e formular todos os custos da fatura de energia em ambos ambientes de contratação, sendo considerados os montantes de consumo, custo pelo uso do sistema de distribuição, da energia, de encargos, pela utilização de grupo gerador e da gestora de energia. Posteriormente, a fim de facilitar a análise, foi indicada uma tabela destacando todos os custos do ACR e ACL separadamente, dessa maneira, os custos totais dos dois ambientes podem ser obtidos, comparados e analisados. Além disso, são

indicados os requisitos técnicos necessários para o consumidor se tornar livre, os quais envolvem valores de demanda utilizada.

Em relação ao estudo de caso, em que foi aplicada a Metodologia desenvolvida e utilizado o perfil de consumo do Hospital Universitário Professor Polydoro Ernani de São Thiago (HU), pode-se concluir que existe um potencial de economia líquida de 23%, sendo economizados R\$ 56.131,01 mensais na condição de vigência de bandeira verde no Ambiente de Contratação Livre, ou seja, sem acréscimos nas tarifas no ACR. Ressalta-se que foi utilizado o preço de energia que o mercado estava praticando no momento da análise, sendo considerada energia incentivada com desconto de 50% na tarifa de distribuição.

Portanto, o Ambiente de Contratação Livre também intitulado como Mercado Livre de Energia é uma possibilidade atraente para muitos consumidores cativos que atendem o requisito técnico de migração, sendo necessária a demanda contratada da unidade consumidora, ou conjunto de unidades consumidoras localizadas em área contígua ou sob mesma raiz de CNPJ, ser maior ou igual a 500 kW.

Uma das desvantagens ocorre caso a estratégia de contratação de energia não esteja adequada aos montantes de consumo informados ao fornecedor, dessa maneira, o consumidor fica exposto ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) nos meses em que houver excesso ou insuficiência de energia.

Apesar dessa particularidade do Ambiente de Contratação Livre, por meio deste estudo ficou evidente, que os atuais consumidores livres usufruem de inúmeras vantagens, tais como: redução de custos com energia elétrica, proteção contra bandeiras tarifárias, previsibilidade orçamentaria e não é necessária a utilização de grupos geradores pois o preço da energia é o mesmo 24h por dia, não existindo mais diferenciação de horário ponta e fora ponta.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. ***Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica***. Disponível em: <
http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>
 Acessado em: 7 de setembro de 2017.
- ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. ***Redes de Energia Elétrica***. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>> Acessado em: 23 de setembro de 2017.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. ***BIG - Banco de Informações de Geração***. Disponível em:
 <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acessado em: 10 de outubro de 2017.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET***. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>> Acessado em: 17 de setembro de 2017.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Resolução Normativa ANEEL nº 414***. Disponível em: <Agência Nacional de Energia Elétrica:
http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf> Acessado em: 15 de outubro de 2017.
- ANEEL. (2009). ***Atlas de energia elétrica do Brasil***. ANEEL, 1ª Edição.
- ANEEL. (2013). ***Por dentro da conta de luz***. Brasília, DF, Brasil: ANEEL. Utilidade Pública - 6ª Edição.
- BAGATTELI S. G. ***Gestão Estratégica de Energia Elétrica***. FURB, Blumenau, 2012.
- BARROS B. F. et. al. ***Gerenciamento de Energia***. Érica, São Paulo, 2014.
- BATISTA O. E. ***Redução do custo da energia elétrica em ambientes industriais por meio de uma estratégia de baixo custo em gestão energética***. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
- BERKOWITZ D. G. ***Gestão estratégica de energia elétrica e seus reflexos no desenvolvimento regional***. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.
- BERKOWITZ D. G. ***Glossary of Terms Related to Load Management***. ***IEEE Power Engineering Review***. PAS-104 v. 2381-2392 p. Disponível em: <
<http://ieeexplore.ieee.org/document/4113397/>> Acessado em: Setembro de 2017.
- CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL. ***Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição***. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/caderno_tematico_5_2005.pdf/211016e2-2170-4ddf-b06f-ee2e7c4d19c5> Acessado em: 21 de outubro de 2017.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Encargos de Serviço do Sistema - ESS**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?_adf.ctrl-state=1b18ilryv9_4&_afLoop=175315634186494#!%40%40%3F_afLoop%3D175315634186494%26_adf.ctrl-state%3Dmp0w6uz6f_4> Acessado em: 22 de outubro de 2017.

CCEE. (2010). **Visão Geral das Operações na CCEE**. Disponível em: <http://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf> Acessado em: 5 de outubro de 2017.

CELESC-DIS. (2017). **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.286, 15 DE AGOSTO DE 2017**.

COMERC ENERGIA. (2017). Material disponibilizado pela empresa Comerc Energia. Florianópolis, Brasil.

COTRIM A. M. B. **Instalações Elétricas**. Makron Books, São Paulo, 1992.
DECRETO 5.163. (30 de julho de 2004). **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM> Acessado em: 08 de maio de 2016.

DOS REIS L. B. **Geração de Energia Elétrica**. Manole, Barueri, 2011.
ENERGIA, B. M. (2016). **Visão Geral**. Disponível em: <<http://www.mercadolivredeenergia.com.br/>> Acessado em: 01 de setembro de 2017.

EPE. (Fevereiro de 2015). **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética.

INSTITUTO, A. (2013). **Entenda a indústria de energia elétrica**. Acesso em 02 de setembro de 2017, disponível em INSTITUTO ABRADÉE DE ENERGIA: <http://abradee.org.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/category/9-livro-6>

LEI 9.074. (07 de julho de 1995). **LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm> Acessado em: 02 de setembro de 2017.

LEI 9.427. (26 de dezembro de 1996). **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm> Acessado em: 10 de setembro de 2017.

MARTINS A. C. **O mercado livre de energia no brasil: estudo de caso de um consumidor potencialmente livre**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

NETO O. F. **O mercado livre de energia no brasil: estudo de caso sobre a precificação da modulação horária declarada**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

NISKIER J., MACINTYRE A. J. **Instalações Elétricas**. Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro, 1986.

PLD, A. . (13 de dezembro de 2016). **ANEEL homologa limites do PLD para 2017**.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-homologa-limites-do-pld-para-2017/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR> Acessado em: 08 de setembro de 2017.

RENOVÁVEIS, C. (2017). **Visão Geral do Setor de Energia Elétrica**. Disponível em:

<<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idMateria=AkoBa9mYkpUTLaBaib5eaQ==>> Acessado em: 02 de outubro de 2017.

RESOLUÇÃO 414. (9 de setembro de 2010). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica.

RESOLUÇÃO 77. (18 de agosto de 2004). **Resolução Normativa nº 77**. Brasil: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

TRACTEBEL. (2017). **Mercado Cativo**. Disponível em:

<<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/conheca-o-mercado-de-energia/cadeia-produtiva/mercado-cativo>> Acessado em: 28 de agosto de 2017.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Deus por me permitir receber inúmeros ensinamentos educacionais e interpessoais em todo o período da graduação, também, por ter me concebido o ânimo necessário nos momentos difíceis.

Agradeço a minha família, pelo apoio e incentivo durante todo o período de graduação, especialmente aos meus pais, Odete e Cláudio e irmãos Cássio e Vinícius. Obrigada também as minhas queridas avós, Ondina pelo carinho imensurável e Iseta pelas inúmeras orações. Gostaria de agradecer também, ao Juliano Bulla e toda sua família, por terem sido minha segunda família durante todos esses anos, não medindo esforços para me contentar.

Agradeço também aos colegas e principalmente a todos os amigos que fiz durante a graduação, inclusive ao pessoal da ENEjr e Coral Encanta UFSC, pelo aprendizado e companheirismo.

Agradeço ainda, as minhas amigas que sempre estiveram presentes e trouxeram alegria e tranquilidade em inúmeros momentos: Karin, Leticia e Sílvia. Não poderia deixar de agradecer ao Agleson, por sempre me manter sorridente. Agradeço também ao Gabriel, por todo apoio e motivação no ano de 2017.

Agradeço à todos os colegas da empresa Comerc Energia, pelo conhecimento transmitido e parceria nesse último semestre de graduação.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, a todos os professores que em algum momento contribuíram para o meu aprendizado, em especial ao meu orientador Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli por ser um exemplo de profissional da área educacional, por ter me orientado pacientemente e com excelência em todo esse período.