

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNA RAMOS DE CARVALHO

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**GESTÃO DE ENERGIA DO MERCADO CATIVO
METODOLOGIA E ESTUDO DE CASOS PARA REDUÇÃO DE
CUSTOS EM MÉDIA TENSÃO**

Porto Alegre

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**GESTÃO DE ENERGIA DO MERCADO CATIVO
METODOLOGIA E ESTUDO DE CASOS PARA REDUÇÃO DE
CUSTOS EM MÉDIA TENSÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Altamiro Amadeu Susin

Porto Alegre
2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNA RAMOS DE CARVALHO

**GESTÃO DE ENERGIA DO MERCADO CATIVO
METODOLOGIA E ESTUDO DE CASOS PARA REDUÇÃO DE
CUSTOS EM MÉDIA TENSÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Atividade de “Projeto de Diplomação”, do Curso de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Altamiro Amadeu Susin

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Altamiro Amadeu Susin

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Eng^a. Eliane Lopes

Electric Consultoria e Serviços

Porto Alegre, Novembro de 2021

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais, Silvana Ramos de Carvalho e Júlio César Alves de Carvalho. Esta conquista é nossa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Dr. Altamiro Amadeu Susin, por toda orientação e confiança em mim.

Ao meu pai, por ter me inspirado a seguir carreira na engenharia e ser a minha maior referência profissional.

À minha mãe, por todo apoio incondicional.

Aos meus irmãos, por tornarem os meus dias mais leves e felizes.

Ao meu namorado e amigas, pelas doses de motivação diária.

À Eng^a Eliane Lopes, por ser uma referência para mim dentro e fora do ambiente de trabalho.

À empresa Electric Consultoria, por ter sido a minha experiência profissional mais marcante e especial.

E por fim, mas não menos importante, agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul por me proporcionar uma formação profissional de excelência.

“Toda conquista começa com a decisão de tentar”

Gail Devers

RESUMO

Nas notas técnicas disponibilizadas pela ANEEL junto às resoluções que homologam as tarifas das distribuidoras, observa-se que a classe de consumidores de média tensão representa um montante de consumo muito significativo dentro do ambiente de contratação regulado (ACR). Na prática, instalações de média tensão são empreendimentos comerciais, hospitalares, rurais e industriais de pequeno e médio porte, cuja demanda contratada é inferior a 500 kW, o que inviabiliza que eles adquiram energia no mercado livre (ACL). Cada vez mais unidades consumidoras deste perfil estão terceirizando o acompanhamento das suas faturas de energia elétrica à medida que contratam especialistas do setor elétrico para que realizem a devida análise das suas contas e lhes apresentem assim um portfólio de opções para otimização de custos.

A Gestão de Energia do Mercado Cativo (Gestão de Energia ACR) consiste no serviço de análise e acompanhamento de faturas de energia elétrica, com o objetivo de garantir que o cliente está despendendo do menor orçamento possível com este insumo. É um trabalho realizado por empresas de engenharia especializadas, que possuem não só o conhecimento técnico necessário, mas também a expertise das normas que regem o setor elétrico brasileiro.

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para a devida implementação da Gestão de Energia ACR aplicada por uma empresa do setor de energia, localizada em Porto Alegre, Rio Grande do Sul, e especialista há 30 anos em consultoria para o setor elétrico. O público alvo aqui foi definido utilizando como base, principalmente, a análise da cartela de clientes deste serviço da empresa em questão, na qual observou-se uma predominância dos consumidores de média tensão A4 pertencentes às classes comercial e industrial. O presente trabalho foi distribuído em 6 capítulos: primeiramente foi fornecido um breve contexto histórico do setor elétrico brasileiro e então foram mapeados os capítulos pertinentes da normativa de referência por trás do desenvolvimento do trabalho, a Resolução Normativa 414 da ANEEL. Na sequência, as quatro etapas da metodologia proposta foram discutidas e três *cases* de sucesso da empresa do setor de energia foram comentados. Por fim, foram realizadas as devidas conclusões acerca do trabalho desenvolvido.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro; Mercado de Energia Elétrica; Ambiente de Contratação Regulado, Consumidores de Média Tensão, Resolução Normativa 414.

ABSTRACT

ANEEL always discloses technical notes besides the legal documents that ratify the distributors' tariffs, in which often is noticed that the medium voltage consumer class represents a very significant consumption amount within the Regulated Energy Market (REM). In practice, medium voltage installations are small and medium-sized commercial, hospital, rural and industrial companies, whose contracted demand value is less than 500 kW, which makes their entry in the Energy Free Market (EFM) not possible. This type of energy customer often hires a specialized company to monitor their electricity bills, with the goal of decreasing their energy budget.

Energy Management in the Regulated Energy Market (REM Energy Management) is a service which provides to the customer the analysis and monitoring of its electric energy bills, with the goal of guaranteeing the lowest possible energy budget for the client. This work requires specialized engineering companies, which not only have the necessary technical knowledge, but also an expertise in the standards that govern the Brazilian electricity sector.

This paper proposes a methodology for the proper implementation of the REM Energy Management service applied by a company in the energy sector, located in Porto Alegre, Rio Grande do Sul, that has been for 30 years a specialist in consultancy for the electricity sector. The target audience is the medium voltage commercial and industrial customers of the Regulated Energy Market and it was defined after the analysis of the REM Energy Management portfolio of clients. The present work is divided into 6 chapters: first, a brief historical context of the Brazilian electricity sector was provided, and then the author mapped the relevant chapters of the reference document behind the development of the work, Normative Resolution 414 by ANEEL. Next, the four stages of the proposed methodology were discussed: audit of the energy bill cost, tariff modality, demand contract and power factor. Finally, three successful cases of the energy sector company were discussed and then the appropriate work conclusions were made.

Keywords: Brazilian Electric Sector; Electric Energy Market; Regulated Contracting Environment, Medium Voltage Consumers, Normative Resolution 414.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA	12
1.2. MOTIVAÇÃO	15
1.3. OBJETIVOS	15
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	16
3. A RESOLUÇÃO NORMATIVA 414	19
3.1. <i>DEFINIÇÕES</i>	19
3.1.1. Definições Gerais	20
3.1.2. Definições Técnicas.....	21
3.1.3. Definições Econômico-Financeiras	23
3.2. <i>UNIDADE CONSUMIDORA</i>	25
3.2.1. Seção 2: Classificação	25
3.2.2. Seção 10: Iluminação Pública.....	26
3.3. <i>MODALIDADE TARIFÁRIA</i>	27
3.3.1. Seção 2: Tarifas Horárias.....	27
3.3.2. Seção 3: Enquadramento	27
3.4. <i>CONTRATOS</i>	28
3.4.1. Seção 1: Especificação	28
3.4.2. Seção 2: Eficiência Energética e do Montante Contratado.....	30
3.5. <i>MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO</i>	30
3.5.1. Seção 1: Disposições Gerais da Medição	30
3.6. <i>LEITURA</i>	31
3.6.1. Seção 1: Período de Leitura.....	31
3.6.2. Seção 3: Impedimento de Acesso	31
3.7. <i>COBRANÇA E PAGAMENTO</i>	32
3.7.1. Seção 1: Período Faturado	32
3.7.2. Seção 2: Ultrapassagem.....	32
3.7.3. Seção 3: Perdas na Transformação	33
3.7.4. Seção 4: Fator de Potência e do Reativo Excedente	33
3.7.5. Seção 6: Opção de Faturamento	36
3.7.6. Seção 8: Faturamento do Grupo A	37
3.7.7. Seção 15: Faturamento Incorreto.....	38

3.8.	<i>FATURA</i>	39
3.8.1.	Seção 1: Informações Constantes na Fatura	39
3.9.	<i>INADIMPLEMENTO</i>	41
3.9.1.	Seção 1: Acréscimos Moratórios	41
3.10.	<i>RESPONSABILIDADES DA DISTRIBUIDORA</i>	41
3.10.1.	Seção 1: Período de Testes e Ajustes.....	42
3.11.	<i>RESPONSABILIDADES DO CONSUMIDOR</i>	43
3.11.1.	Seção 2: Aumento de Carga	43
4.	A GESTÃO DE ENERGIA	43
4.1.	<i>AUDITORIA DA FATURA</i>	45
4.1.1.	Análise Visual da Fatura	46
4.1.2.	Pesquisas Externas	51
4.1.3.	Diretrizes de Cálculo	55
4.2.	<i>MODALIDADE TARIFÁRIA</i>	63
4.2.1.	Definições da Resolução 414	63
4.2.2.	Premissas da Simulação	64
4.2.3.	Implementação em EXCEL	66
4.3.	<i>CONTRATO DE DEMANDA</i>	69
4.3.1.	Definições da Resolução 414	70
4.3.2.	Premissas da Análise	71
4.4.	<i>FATOR DE POTÊNCIA</i>	77
4.4.1.	Definições da Resolução 414	77
4.4.2.	Premissas da Análise	78
5.	CASES DE SUCESSO	81
5.1.	<i>CASE 1</i>	81
5.1.1.	Cenário Inicial	82
5.1.2.	Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia	82
5.2.	<i>CASE 2</i>	84
5.2.1.	Cenário Inicial	84
5.2.2.	Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia	86
5.3.	<i>CASE 3</i>	87
5.3.1.	Cenário Inicial	88
5.3.2.	Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia	89
6.	CONCLUSÃO	91
	REFERÊNCIAS	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mercado CEEE-D no Período de Referência (nov/19 a out/20)	13
Figura 2 – Unidades Consumidoras e Consumo Mensal CEEE-D	14
Figura 3 – Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro	17
Figura 4 – Visão Geral da Metodologia Proposta	44
Figura 5 – Fatura Grupo A – Ciclo de Faturamento	47
Figura 6 – Fatura Grupo A – Tributos	48
Figura 7 – Fatura Grupo A – Identificação do Consumidor	49
Figura 8 – Fatura Grupo A – Dados Técnicos Obrigatórios da Tarifa Verde	50
Figura 9 – Fatura Grupo A– Dados Técnicos Obrigatórios da Tarifa Azul	51
Figura 10 – Fatura Grupo A - Bandeiras Tarifárias	52
Figura 11 – Resolução Homologatória nº 2.640 de 19/11/19 – Tarifas A4 ANEEL	54
Figura 12 – Resolução Homologatória nº 2.640 de 19/11/19 – Tarifas B1 ANEEL	55
Figura 13 – Faturamento da Demanda – Tarifa Verde	58
Figura 14 – Faturamento da Demanda durante o Período de Testes – Tarifa Verde	59
Figura 15 – Fatura Grupo A– Ultrapassagem de Demanda	60
Figura 16 – Fatura Grupo A da CEEE-D – Consumo Reativo Excedente	62
Figura 17 – Fatura Grupo A da CEEE-D – Demanda Reativa Excedente	62
Figura 18 – Preenchimento das Tarifas ANEEL	67
Figura 19 – Aba MÊS 1 da Planilha	67
Figura 20 – Fatura Janeiro/2019	68
Figura 21 – Análise de Modalidade Tarifária	68
Figura 22 – Implementação em EXCEL	68
Figura 23 – Consumidor sem Sazonalidade	72
Figura 24 – Otimização do Contrato de Demanda – Tarifa Verde	73
Figura 25 – Consumidor com Sazonalidade	74
Figura 26 – Contrato de Demanda Conservador - Tarifa Verde	75
Figura 27 – Contrato de Demanda Liberal – Tarifa Verde	76
Figura 28 – Histórico financeiro - 12 meses de Faturas	82
Figura 29 – Simulações Tarifa A4 Azul	83
Figura 30 – Fatura Jan/20	83

Figura 31 – Custo da Energia em 2018/2019	85
Figura 32 – Máximas Demandas do Período	85
Figura 33 – Custo Energia 2019/2020	86
Figura 34 – Máximas Demandas do Período	87
Figura 35 – Histórico de Multas	88
Figura 36 – Análise Memória de Massa	89
Figura 37 – Fatura Jan/19	90
Figura 38 – Histórico Multas 2019	90

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Ambientes de Contratação de Energia	14
Quadro 2 – Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro	18
Quadro 3 – Bandeiras Tarifárias	52
Quadro 4 – Tarifas A4 de Consumo Ativo – CEEE 2019	57
Quadro 5 – Tarifas A4 de Demanda Ativa – CEEE 2019	58
Quadro 6 – Tarifa B1 de Consumo Reativo Excedente – CEEE 2019	61
Quadro 7 – Comparação Jan/20	84
Quadro 8 – Resultados	87

LISTA DE ABREVIATURAS

REN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
P	Posto Horário Ponta
FP	Posto Horário Fora Ponta

1. INTRODUÇÃO

1.1. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA

A energia elétrica é um requisito básico para o funcionamento de qualquer empreendimento, sendo considerada, portanto, um insumo. A Resolução Normativa 414 de 9 de setembro de 2010, elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, é a norma brasileira vigente responsável por estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil. Ela define consumidor como qualquer pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, que por sua vez, é definida como o agente titular de concessão federal, responsável por prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica. Este serviço é cobrado mensalmente dos consumidores por meio da fatura de energia elétrica, que é definida como o documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor em função da disponibilização e uso da energia. Desta forma, a energia elétrica representa uma despesa mensal para o funcionamento de todo e qualquer empreendimento e, portanto, deve ser considerada no orçamento anual da empresa.

De acordo com a REN 414, o faturamento realizado pela distribuidora varia de acordo com o nível de tensão em que a instalação está conectada: o grupo A refere-se a unidades cujo fornecimento é efetuado em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, e é caracterizado pelo uso da tarifa binômia (conjunto de valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável). Já o grupo B refere-se a unidades cujo fornecimento é efetuado em tensão inferior a 2,3 kV, sendo caracterizado pelo uso da tarifa monômia (valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa). Dentro destes dois grupos há subgrupos, os quais são utilizados não só como referência para a aplicação das tarifas na fatura de energia, mas também para limitar ainda mais as faixas de tensão de fornecimento do grupo A e para categorizar o tipo de atividade exercida em cada unidade consumidora do grupo B.

O segmento de distribuição é responsável pelo rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão e fornecimento de energia elétrica ao consumidor, de acordo com ANEEL (2015). O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e

inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). É possível observar que uma fatura de distribuição do grupo B é mais simples quando comparada à uma fatura de distribuição do grupo A. A REN 414 prevê que os consumidores de baixa tensão devem ser cobrados apenas pelo consumo ativo total de energia elétrica, enquanto os consumidores de média e alta tensão devem ser cobrados por uma série de itens, tais como: consumo ativo de acordo com intervalos de utilização do dia, montante de uso do sistema de distribuição, multas relativas à eficiência energética da instalação, entre outros. Este maior grau de complexidade atrelado ao faturamento do grupo A é pertinente para a distribuidora, uma vez que garante uma maior segurança e confiabilidade no seu planejamento e operação. Sob o ponto de vista do consumidor de média e alta tensão, muitas vezes há um desconhecimento generalizado acerca dos conceitos técnicos e econômicos básicos relacionados ao seu próprio fornecimento de energia, e isto pode acarretar o uso indiscriminado de energia e uma despesa com energia elétrica superfaturada. Indústrias de refrigeração, por exemplo, possuem grandes freezers que precisam ser energizados sem interrupção, enquanto farmácias 24 horas demandam iluminação e climatização constantemente.

Anualmente, a ANEEL realiza a homologação de um reajuste ou revisão tarifário para cada distribuidora, com o objetivo de promover o equilíbrio econômico-financeiro dos valores cobrados pelos serviços prestados, e libera uma nota técnica que apresenta uma análise desta resolução homologatória em questão. Na nota técnica que apresenta a análise do resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, é possível observar a representatividade dos subgrupos e classes de consumidores dentro da área de concessão desta distribuidora gaúcha:

Figura 1: Mercado CEEE-D no Período de Referência (nov/19 a out/20).

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	6.390.564	3.005.861.409,93
A2 (88 a 138 kV)	3.727	1.433.692,42
A3 (69 kV)	54.921	21.442.654,22
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.418.908	668.992.937,09
As	22.754	12.217.445,47
BT (menor que 2,3 kV)	4.890.254	2.301.774.680,73
Suprimento	47.615	16.705.373,68
Demais Livres	1.454.271	256.172.037,03
Geração	-	18.506.171,28
Total	7.892.450	3.297.244.991,92

Fonte: ANEEL (2020).

Figura 2: Unidades Consumidoras e Consumo Mensal CEEE-D.

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.493.587	261.200	43,6%
Industrial	10.716	146.939	24,5%
Comercial	155.989	107.992	18,0%
Rural	92.683	24.770	4,1%
Iluminação Pública	99	19.441	3,2%
Poder Público	8.019	18.512	3,1%
Serviço Público	924	16.701	2,8%
Demais classes	107	4.020	0,7%
Total	1.762.124	599.575	100%

Fonte: ANEEL (2020).

A partir da análise das figuras 1 e 2, é possível constatar que as classes comercial e industrial de média tensão A4 representam o montante de consumo mais significativo dentro do planejamento energético do grupo A da CEEE-D e este é um padrão observado para grande parte das distribuidoras. Na prática, as unidades consumidoras A4 representam instalações de pequeno e médio porte, pertencentes ao ambiente de contratação regulado e cuja demanda contratada é inferior a 500 kW, que é o valor mínimo exigido para a entrada no ambiente de livre de energia, de acordo com ANEEL (2021).

Quadro 1: Ambientes de Contratação de Energia.

Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou Mercado Cativo	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.
Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre	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.

Fonte: adaptado ANEEL (2021).

Observa-se que empresas com empreendimentos de média e alta tensão frequentemente terceirizam o acompanhamento de suas faturas de energia, contratando assim especialistas do setor elétrico para que realizem a devida análise das contas e lhes apresentem um portfólio de opções para otimização de custos. A este serviço é dado o nome de Gestão de Energia.

1.2. MOTIVAÇÃO

A Gestão de Energia consiste no serviço de acompanhamento e análise dos custos com energia elétrica de uma unidade consumidora e tem como objetivo principal garantir que o cliente está despendendo do menor orçamento anual possível com este insumo. Este é um trabalho realizado por empresas de engenharia especializadas, que possuem não só o conhecimento técnico necessário, mas também a expertise das normas que regem o setor elétrico brasileiro, afinal são elas que estabelecem como deve ser a relação entre o consumidor e os demais agentes (geradoras, transmissoras, distribuidoras, entre outros). A estratégia de Gestão de Energia varia de acordo com o ambiente de contratação do consumidor (ACR ou ACLR) e também depende das diretrizes utilizadas pela empresa de engenharia. É de suma importância que exista uma metodologia por trás da Gestão de Energia, pois assim evita-se a falta de padronização do serviço fornecido para os diferentes clientes da cartela de uma empresa.

1.3. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para a Gestão de Energia do Mercado Cativo (Gestão de Energia ACR) aplicada por uma empresa do setor de energia, localizada em Porto Alegre, Rio Grande do Sul, que é especialista há 30 anos no setor elétrico brasileiro. O Mercado Cativo da distribuidora CEEE-D detém a maior representatividade dentro da cartela de clientes desta empresa, tendo como destaque os consumidores A4 comerciais e industriais, que serão o público alvo por aqui.

A base da metodologia proposta é a análise técnica e financeira dos itens discriminados na fatura de energia do consumidor, utilizando como referência as diretrizes da REN 414. O

objetivo principal consiste em identificar oportunidades para redução de custos visando o horizonte anual, a partir da implementação de quatro etapas:

1. Auditoria do valor cobrado na fatura;
2. Simulação de modalidade tarifária;
3. Análise do montante de uso do sistema de distribuição (contrato de demanda);
4. Análise do fator de potência da instalação.

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é distribuído em 6 capítulos, incluindo este introdutório. No Capítulo 2 é repassado brevemente o histórico do setor elétrico brasileiro para então o panorama atual ser contextualizado. No Capítulo 3 são mapeados os conceitos e diretrizes abordados na REN 414, que servirão de base para o desenvolvimento da metodologia. No Capítulo 4 são definidas as quatro etapas da Gestão de Energia ACR e o respectivo roteiro para a implementação de cada uma delas. No Capítulo 5 são apresentados três *cases* de sucesso em que a metodologia foi aplicada pela autora, dentro da empresa do setor de energia. Por fim, no Capítulo 6, é realizada a conclusão referente ao trabalho que foi desenvolvido.

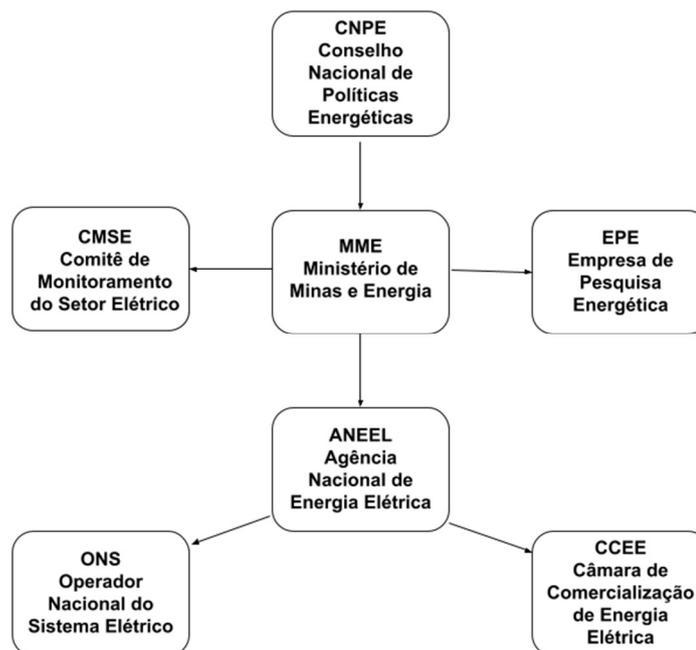
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com NERY (2012), a história do setor elétrico brasileiro iniciou no final do século XIX quando, impulsionadas pelos lucros obtidos da cultura cafeeira, as grandes cidades começaram a se desenvolver, e assim surgiu a necessidade de iluminação pública de pontos estratégicos do perímetro urbano. Adentrando o século XX, o Brasil logo já recebeu investimentos estrangeiros para a exploração dos serviços públicos de infraestrutura relacionados à eletricidade, uma vez que o país demonstrava não só uma ampla demanda para tal como também um excelente potencial hidrelétrico. Desde então surgiram as primeiras tratativas, por parte do Governo, para a criação de mecanismos de regulação do setor e foi na década de 30, a partir do governo Vargas, que o Estado passou a de fato assumir um papel mais intervencionista.

NERY (2012) descreve a década de 70 como um período de grande crescimento para o Brasil, entretanto este avanço ocorria em ritmos diferentes para cada região do país e estas diferenças regionais acabavam causando distorções nos custos de produção e distribuição de energia elétrica. Desta forma, no final da década de 90 foi lançado, pelo Ministério de Minas e Energia - MME, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, cujo principal objetivo seria “desregular gradativamente os setores de geração e comercialização para permitir maior competitividade e manter os monopólios naturais de transmissão e distribuição como serviços públicos, concedidos sob regulação.

O início dos anos 2000 foi marcado por uma crise energética ocasionada por um período de forte estiagem, que deplecionou os reservatórios das grandes usinas hidrelétricas do país. NERY (2012) relata que, após esta crise, o Governo passou a se resguardar a partir da geração térmica e a incentivar o surgimento de pequenas centrais hidrelétricas e de fontes não convencionais, tais como a eólica e a solar. Também foi criada a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, uma empresa pública federal responsável pelo planejamento eletroenergético a longo prazo, e outros órgãos com o objetivo de tornar o setor mais robusto e menos suscetível a colapsos. Atualmente, o setor elétrico brasileiro conta com concessões tanto estatais quanto privadas nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, as quais são gerenciadas pelo Governo Federal através de uma série de órgãos competentes, apresentados na Figura 3.

Figura 3: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: adaptado NERY (2012).

Quadro 2: Estrutura Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE	É um órgão de assessoramento do presidente da República, cuja função é formular políticas nacionais e diretrizes para o setor de energia.
Ministério de Minas e Energia - MME	É o órgão encarregado da formulação, planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional.
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE	Foi constituído no âmbito do MME e está sob sua coordenação direta. Tem como função principal acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, incluindo o SIN e os sistemas isolados.
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	É uma empresa pública federal, subordinada ao MME, responsável pelo planejamento de longo prazo do setor eletroenergético.
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	É uma autarquia especial criada por lei específica, vinculada ao MME, com o poder de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes formuladas pelo Governo Federal.
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. Suas atividades são a coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN. É responsável pela operação física do sistema e pelo despacho energético centralizado de todas as centrais geradoras com potência instalada igual ou superior a 30 MW e daquelas que, mesmo com potências menores, influenciam na Rede Básica (instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV).
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. Viabiliza a comercialização de energia elétrica no SIN e administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação. É responsável pela operação comercial do sistema.

Fonte: adaptado NERY (2012).

A estrutura do setor elétrico brasileiro é complexa, entretanto, assim como qualquer outro sistema de energia, a sua função primordial é o fornecimento de eletricidade de forma segura e ininterrupta para o consumidor final. Para grande parte dos consumidores brasileiros, o setor elétrico é sintetizado sob a forma da distribuidora de energia, que é o agente com o qual eles têm contato direto, uma vez que detém o monopólio natural do serviço. O serviço prestado pela distribuidora é regido, principalmente, pelos seguintes estatutos:

- O Regulamento de Instalações Consumidoras em Baixa Tensão (RIC BT) e Média Tensão (RIC MT), elaborados pela própria distribuidora e que têm por objetivo padronizar e estabelecer as condições gerais para o fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras sob a sua área de concessão;
- Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, que são documentos, elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- A Resolução Normativa Nº 414 de 9 de setembro de 2010, elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que estabelece as condições gerais para o fornecimento de energia elétrica.

3. A RESOLUÇÃO NORMATIVA 414

A Resolução Normativa 414 de 9 de setembro de 2010 foi elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica e tem por função, conforme definido no Artigo 1º da própria Resolução, “estabelecer, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores”. O documento possui ao todo 17 capítulos e 8 anexos, e a seguir serão destacados os capítulos e informações pertinentes a este trabalho.

3.1. DEFINIÇÕES

O primeiro capítulo da REN 414 chama-se “das definições”, e possui um único artigo (Artigo 2º), no qual são contempladas as definições necessárias para que sejam satisfeitos os

fins e efeitos da Resolução em questão. Para fins didáticos, as definições foram adaptadas e agrupadas em três categorias: definições gerais, definições técnicas e definições econômico-financeiras. Alguns conceitos já foram abordados no capítulo introdutório deste trabalho, mas serão trazidos novamente.

3.1.1. Definições Gerais

- Distribuidora: agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica;
- Concessionária: agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominado “distribuidora”;
- Consumidor: pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos, sendo:
 - a) consumidor especial: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração, 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;
 - b) consumidor livre: agente da CCEE, da categoria de comercialização, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, o requisito mínimo de carga maior ou igual a 1500 kW; e
 - c) consumidor potencialmente livre: aqueles cujas unidades consumidoras não adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre.
- Unidade consumidora: conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas;

- Período seco: período de 7 ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de maio a novembro;
- Período úmido: período de 5 ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;
- Iluminação pública: serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual.

3.1.2. Definições Técnicas

- Medição: processo realizado por equipamento que possibilite a quantificação e o registro de grandezas elétricas associadas à geração ou consumo de energia elétrica, assim como à potência ativa ou reativa, quando cabível;
- Aferição de medidor: verificação realizada pela distribuidora, na unidade consumidora ou em laboratório, dos valores indicados por um medidor e sua conformidade com as condições de operação estabelecidas na legislação metrológica;
- Carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW);
- Eficiência energética: procedimento que tem por finalidade reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética;
- Energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh);
- Fator de carga: razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado;
- Fator de demanda: razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora;
- Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado;

- Tensão primária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV;
- Tensão secundária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados inferiores a 2,3 kV;
- Potência ativa: quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW);
- Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:
 - a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW);
 - b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).
- Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente;
- Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento;
- Montante de uso do sistema de distribuição – MUSD: potência ativa média, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela geração ou carga, expressa em quilowatts (kW);
- Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de

distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
 - b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
 - c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
 - d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
 - e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
 - f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
- Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:
 - a) subgrupo B1 – residencial;
 - b) subgrupo B2 – rural;
 - c) subgrupo B3 – demais classes; e
 - d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

3.1.3. Definições Econômico-Financeiras

- Fatura: 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 de serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento;
- Posto tarifário: período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão:
 - a) posto tarifário ponta: período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela

ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e alguns feriados;

b) posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no posto de ponta.

- Ciclo de faturamento: período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora, conforme intervalo de tempo estabelecido nesta Resolução;
- Bandeiras tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora por meio da Tarifa de Energia, os custos atuais da geração de energia elétrica;
- Revisão tarifária periódica: revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária;
- Tarifa: valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, sendo:
 - a) tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia;
 - b) tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;
- Tarifa binômia de fornecimento: aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável;
- Tarifa monômia de fornecimento: aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômia;
- Encargo de uso do sistema de distribuição: valor em Reais (R\$) devido pelo uso das instalações de distribuição, calculado pelo produto da tarifa de uso pelos respectivos montantes de uso do sistema de distribuição e de energia contratados ou verificados;

- Modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:
 - a) modalidade tarifária convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
 - b) modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
 - c) modalidade tarifária convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
 - d) modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
 - e) modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

3.2. UNIDADE CONSUMIDORA

O segundo capítulo da REN 414 chama-se “da unidade consumidora”, e é dividido em dez seções, dentre as quais apenas as seções 2 e 10 são pertinentes a este trabalho.

3.2.1. Seção 2: Classificação

A distribuidora deve classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica, cabendo a ela analisar todos os elementos de caracterização da unidade consumidora, objetivando a aplicação da tarifa a que o

consumidor tiver direito, conforme definido no Artigo 4º. A aplicação das tarifas deve observar as classes estabelecidas no Artigo 5º:

- Residencial;
- Industrial;
- Comercial;
- Rural;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviço Público.

Neste trabalho as classes industrial e comercial compõem o objeto de estudo. A classe industrial caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade industrial, conforme definido na Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE, assim como o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial. Já a classe comercial, serviços e outras atividades caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, à exceção dos serviços públicos ou de outra atividade não prevista nas demais classes.

3.2.2. Seção 10: Iluminação Pública

O Artigo 24º estabelece que, para fins de faturamento da energia elétrica destinada à iluminação pública ou à iluminação de vias internas de condomínios, o tempo a ser considerado para consumo diário deve ser de 11 horas e 52 minutos, ressalvado o caso de logradouros que necessitem de iluminação permanente, em que o tempo é de 24 horas por dia do período de fornecimento. A tarifa aplicável ao fornecimento de energia elétrica para iluminação pública é a Tarifa B4a.

3.3. MODALIDADE TARIFÁRIA

O quarto capítulo da REN 414 chama-se “das modalidades tarifárias”, e é dividido em quatro seções, dentre as quais apenas as seções 2 e 3 são pertinentes a este trabalho.

3.3.1. Seção 2: Tarifas Horárias

O Artigo 55^a descreve a forma como a modalidade tarifária horária azul é aplicada. Para a demanda de potência (kW), considera-se:

- Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); e
- Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW).

Já para o consumo de energia (MWh), considera-se:

- Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e
- Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).

De acordo com o Artigo 56^o, a modalidade tarifária horária verde é aplicada considerando-se uma tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW). Para o consumo de energia (MWh), considera-se:

- Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e
- Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).

3.3.2. Seção 3: Enquadramento

O Artigo 57^o prevê que unidades consumidoras pertencentes ao grupo A devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias conforme os seguintes critérios:

- Na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;
- Na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e

- Na modalidade tarifária convencional binômia, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

A alteração de modalidade tarifária deve ser efetuada nos seguintes casos:

- A pedido do consumidor, desde que a alteração precedente tenha sido anterior aos 12 últimos ciclos de faturamento;
- A pedido do consumidor, desde que este seja apresentado em até 3 ciclos completos de faturamento posteriores à revisão tarifária da distribuidora; ou
- Quando ocorrer alteração na demanda contratada ou na tensão de fornecimento que impliquem em novo enquadramento.

3.4. CONTRATOS

O quinto capítulo da REN 414 chama-se “dos contratos”, e é dividido em cinco seções, dentre as quais apenas as seções 1 e 2 são pertinentes a este trabalho.

3.4.1. Seção 1: Especificação

O Artigo 61º prevê que o Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD devem ser celebrados com consumidores especiais, livres e potencialmente livres e que devem conter, além das cláusulas essenciais aos contratos, outras relacionadas a:

- Identificação do ponto de entrega;
- Capacidade de demanda do ponto de entrega;
- Definição do local e procedimento para medição e informação de dados;
- Propriedade das instalações;
- Valores dos encargos de conexão, quando couber;
- Forma e condições para a prestação dos serviços de operação e manutenção;
- Tensão contratada;
- MUSD contratado único para a vigência do contrato e, quando cabível, por postos tarifários;

- Aplicação automática do período de testes, nos casos relacionados nesta Resolução;
- Condições de acréscimo e redução do MUSD contratado;
- Datas de início e prazos de vigência;
- Posto tarifário ponta e fora de ponta, quando cabível;
- Modalidade tarifária e critérios de faturamento;
- Condições de aplicação das cobranças por ultrapassagem e por reativos excedentes;
- Condições de prorrogação e encerramento das relações contratuais;
- Condições de aplicação de descontos ao consumidor conforme legislação específica;
- Obrigatoriedade de observância das normas e padrões vigentes;
- Necessidade de apresentação de projeto de eficiência energética, antes de sua implementação; e
- Critérios de inclusão no subgrupo AS, quando pertinente.

A distribuidora deve atender as solicitações de redução do MUSD, desde que efetuadas por escrito e com antecedência mínima de 180 dias de sua aplicação, sendo vedada mais de uma redução em um período de 12 meses. Já as solicitações de aumento do MUSD devem ser efetuadas por escrito, observado o prazo máximo de 30 dias, entre outros fatores. Para contratação do MUSD deve ser observado, ao menos em um dos postos horários, o montante mínimo de 30 kW para consumidores potencialmente livres.

De acordo com o Artigo 62º, o Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER deve ser celebrado com consumidores potencialmente livres, bem como com consumidores especiais e livres, cujo atendimento se dê parcialmente sob condições reguladas, e deve conter, além das cláusulas essenciais aos contratos, outras relacionadas a:

- Montante de energia elétrica contratada;
- Condições de acréscimo e redução do montante de energia elétrica contratada, para os consumidores livres e especiais;
- Data de início e prazo de vigência;
- Posto tarifário ponta e fora de ponta;
- Critérios de faturamento; e
- Condições de prorrogação e encerramento das relações contratuais.

3.4.2. Seção 2: Eficiência Energética e do Montante Contratado

De acordo com o Artigo 65º, a distribuidora deve ajustar o contrato vigente, a qualquer tempo, sempre que solicitado pelo consumidor, em razão da implementação de medidas de eficiência energética que resultem em redução da demanda de potência, comprováveis pela distribuidora, ressalvado o disposto no contrato acerca do ressarcimento dos investimentos não amortizados durante a vigência do contrato.

3.5. MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

O sexto capítulo da Resolução Normativa 414 chama-se “da medição para faturamento”, e é dividido em duas seções, dentre as quais apenas a seção 1 é pertinente a este trabalho.

3.5.1. Seção 1: Disposições Gerais da Medição

O Artigo 73º prevê que o medidor e demais equipamentos de medição devem ser fornecidos e instalados pela distribuidora, às suas expensas, exceto quando previsto o contrário em legislação específica. Fica a critério da distribuidora escolher os medidores, padrões de aferição e demais equipamentos de medição que julgar necessários, assim como sua substituição ou reprogramação, quando considerada conveniente ou necessária, observados os critérios estabelecidos na legislação metrológica aplicáveis a cada equipamento. A substituição de equipamentos de medição deve ser comunicada ao consumidor, por meio de correspondência específica, quando da execução desse serviço, com informações referentes ao motivo da substituição e às leituras do medidor retirado e do instalado.

O Artigo 76º, por sua vez, determina que o fator de potência da unidade consumidora, para fins de cobrança, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A.

3.6. LEITURA

O sétimo capítulo da REN 414 chama-se “da leitura”, e é dividido em três seções, dentre as quais as seções 1 e 3 são pertinentes a este trabalho.

3.6.1. Seção 1: Período de Leitura

De acordo com o Artigo 84º, a distribuidora deve efetuar as leituras em intervalos de aproximadamente 30 dias, observados o mínimo de 27 e o máximo de 33 dias, de acordo com o calendário de leitura. Mediante anuência do consumidor, para o faturamento final a distribuidora pode utilizar a leitura efetuada pelo mesmo ou estimar o consumo e demanda finais utilizando a média aritmética dos valores faturados nos 12 últimos ciclos de faturamento, proporcionalizando o consumo de acordo com o número de dias decorridos no ciclo até a data de solicitação do encerramento.

3.6.2. Seção 3: Impedimento de Acesso

O Artigo 87º prevê que, ocorrendo impedimento de acesso para fins de leitura, os valores faturáveis de energia elétrica e de demanda de potência, ativas e reativas excedentes, devem ser as respectivas médias aritméticas dos valores faturados nos 12 últimos ciclos de faturamento anteriores à constatação do impedimento, exceto para a demanda de potência ativa cujo montante faturável deve ser o valor contratado, quando cabível.

Este procedimento pode ser aplicado por até 3 ciclos consecutivos e completos de faturamento, devendo a distribuidora, tão logo seja caracterizado o impedimento, comunicar ao consumidor, por escrito, sobre a obrigação de manter livre o acesso à unidade consumidora e da possibilidade da suspensão do fornecimento. A partir do quarto ciclo de faturamento, persistindo o impedimento de acesso, a distribuidora deve faturar exclusivamente o custo de disponibilidade ou a demanda contratada, conforme o caso. O acerto de faturamento deve ser realizado até o segundo faturamento subsequente à regularização da leitura, descontadas as grandezas faturadas ou o consumo equivalente ao custo de disponibilidade do sistema, quando for o caso, aplicando-se a tarifa vigente.

3.7. COBRANÇA E PAGAMENTO

O oitavo capítulo da REN 414 chama-se “da cobrança e pagamento”, e é dividido em dezoito seções, dentre as quais as seções 1, 2, 3, 4, 6, 8 e 15 são pertinentes a este trabalho.

3.7.1. Seção 1: Período Faturado

O Artigo 88º prevê que o faturamento, incluído o consumo de energia elétrica e demais cobranças, deve ser efetuado pela distribuidora com periodicidade mensal. De acordo com o Artigo 92º, caso haja alteração na tarifa no decorrer do ciclo de faturamento, deve ser aplicada uma tarifa proporcional, determinada pela equação 1:

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (1)$$

Sendo:

TP , a tarifa proporcional a ser aplicada ao faturamento do período;

T_i , a tarifa em vigor durante o período “i” de fornecimento;

P_i , o número de dias em que esteve em vigor a tarifa “i” de fornecimento; e

$\sum_{i=1}^n P_i$, o número de dias de efetivo fornecimento, decorridos entre 2 datas consecutivas de leitura.

3.7.2. Seção 2: Ultrapassagem

O Artigo 93º prevê que, quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem conforme a seguinte equação:

$$D_{ULT}(p) = [PAM(p) - PAC(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(p) \quad (2)$$

Sendo:

- $D_{ULT}(p)$, o valor correspondente à demanda de potência ativa ou MUSD excedente, por posto tarifário “p”, quando cabível, em Reais (R\$);
- $PAM(p)$, a demanda de potência ativa ou MUSD medidos, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- $PAC(p)$, a demanda de potência ativa ou MUSD contratados, por posto tarifário “p” no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- $VR_{DULT}(p)$, o valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou as TUSD-Consumidores-Livres; e
- p , o indicador do posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia.

3.7.3. Seção 3: Perdas na Transformação

De acordo com o Artigo 94º, para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores, a distribuidora deve acrescentar aos valores medidos de energia e de demanda, ativas e reativas excedentes, a seguinte compensação de perdas:

- 1% (um por cento) nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV; ou
- 2,5% (dois e meio por cento) nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV.

3.7.4. Seção 4: Fator de Potência e do Reativo Excedente

De acordo com o Artigo 95º, o fator de potência de referência f_R , indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças a seguir.

O Artigo 96º prevê que, para unidade consumidora que possua equipamento de medição apropriado, incluída aquela cujo titular tenha celebrado o CUSD, os valores correspondentes à

energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as equações 3 e 4:

$$E_{RE}(p) = \sum_{T=1}^{n1} [EEAM_T \times (\frac{f_R}{f_T} - 1)] \times VR_{ERE} \quad (3)$$

$$D_{RE}(p) = [MAX_{T=1}^{n2} \times (PAM_T * \frac{f_R}{f_T}) - PAF(p)] \times VR_{DRE} \quad (4)$$

Sendo:

$E_{RE}(p)$, o valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência f_R , no período de faturamento, em Reais (R\$);

$EEAM_T$, o montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R , o fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T , o fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 hora, durante o período de faturamento.

VR_{ERE} , o valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$D_{RE}(p)$, o valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR” no período de faturamento, em Reais (R\$);

PAM_T , a demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 hora “T”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$PAF(p)$, a demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{DRE} , o valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul e das TUSD-Consumidores Livres, conforme esteja em vigor o Contrato de Fornecimento ou o CUSD, respectivamente;

MAX , a função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “p”;

T , o indicador de intervalo de 1 hora, no período de faturamento;

p , o indicador de posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia;
 $n1$, o número de intervalos de integralização “T” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta; e
 $n2$, o número de intervalos de integralização “T”, por posto tarifário “p”, no período de faturamento.

Para a apuração do $E_{RE}(p)$ e $D_{RE}(p)$, deve-se considerar:

- O período de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência f_T inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 hora “T”; e
- O período diário complementar ao item acima, apenas os fatores de potência f_T inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 hora “T”.

O período de 6 horas deve ser informado pela distribuidora aos respectivos consumidores com antecedência mínima de 1 ciclo completo de faturamento. Na cobrança da demanda de potência reativa excedente, quando o VR_{DRE} for nulo, a distribuidora deve utilizar valor correspondente ao nível de tensão imediatamente inferior.

O Artigo 97º prevê que, para unidade consumidora que não possua equipamento de medição que permita a aplicação das equações apresentadas acima, os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as equações 5 e 6:

$$E_{RE}(p) = EEAM \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \times VR_{ERE} \quad (5)$$

$$D_{RE}(p) = (PAM \times \frac{f_R}{f_T} - PAF) \times VR_{DRE} \quad (6)$$

Sendo:

$E_{RE}(p)$, o valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida

pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

EEAM, o montante de energia elétrica ativa medida durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R , o fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T , o fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

VR_{ERE} , o valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$D_{RE}(p)$, o valor correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

PAM , a demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

PAF , a demanda de potência ativa faturável no período de faturamento, em quilowatt (kW); e

VR_{DRE} , o valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul.

3.7.5. Seção 6: Opção de Faturamento

O Artigo 100º prevê que unidades consumidoras ligada em tensão primária podem optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios:

- A potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- A potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- A unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- Quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 da carga instalada total.

De acordo com o Artigo 101º, quando a unidade consumidora tiver carga instalada superior a 75 kW e for atendida por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, o consumidor pode optar pela mudança para o grupo A, com aplicação da tarifa do subgrupo AS.

3.7.6. Seção 8: Faturamento do Grupo A

O Artigo 104º define como deve ser realizado o faturamento de unidade consumidora do grupo A, observadas as respectivas modalidades.

Para a demanda faturável um único valor, correspondente ao maior valor dentre os definidos a seguir:

- Demanda contratada ou demanda medida, exceto para unidade consumidora da classe rural ou reconhecida como sazonal; ou
- Demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% da maior demanda medida em qualquer dos 11 ciclos de faturamento anteriores, no caso de unidade consumidora da classe rural ou reconhecida como sazonal.

Para o consumo de energia elétrica ativa, utilizar a seguinte equação:

$$FEA(p) = EEAM(p) \times TE_{COMP}(p) \quad (7)$$

Sendo:

$FEA(p)$, o faturamento da energia elétrica ativa, por posto tarifário “p”, em Reais (R\$);

$EEAM(p)$, o montante de energia elétrica ativa medido em cada posto tarifário “p” do ciclo de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

$TE_{COMP}(p)$, para os consumidores especiais ou livres com CCER celebrado, a tarifa de energia “TE” das tarifas de fornecimento, por posto tarifário “p”, aplicáveis aos subgrupos do grupo A, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh) ou, para as demais unidades consumidoras, a tarifa final de energia elétrica ativa homologada por posto tarifário “p”;

p , o indicador do posto tarifário, ponta ou fora de ponta, para as modalidades tarifárias horárias.

Ao faturamento do MUSD, aplica-se integralmente o disposto nesta seção. Aos consumidores que celebrem o CUSD, a parcela da TUSD fixada em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh) deve incidir sobre o montante total de energia elétrica ativa medida, observando-se, quando pertinente, os respectivos postos tarifários.

3.7.7. Seção 15: Faturamento Incorreto

O Artigo 113º prevê que a distribuidora quando, por motivo de sua responsabilidade, faturar valores incorretos, faturar pela média dos últimos faturamentos sem que haja previsão nesta Resolução ou não apresentar fatura, sem prejuízo das sanções cabíveis, deve observar os seguintes procedimentos:

- Faturamento a menor ou ausência de faturamento: providenciar a cobrança do consumidor das quantias não recebidas, limitando-se aos últimos 3 ciclos de faturamento imediatamente anteriores ao ciclo vigente. A distribuidora deve parcelar o pagamento em número de parcelas igual ao dobro do período apurado ou, por solicitação do consumidor, em número menor de parcelas, incluindo as parcelas nas faturas de energia elétrica subsequentes.
- Faturamento a maior: providenciar a devolução ao consumidor, até o segundo ciclo de faturamento posterior à constatação, das quantias recebidas indevidamente nos últimos 36 ciclos de faturamento imediatamente anteriores à constatação. A distribuidora deve providenciar a devolução das quantias recebidas indevidamente acrescidas de atualização monetária com base na variação do IGP-M e juros de mora de 1% ao mês calculados pro rata die, em valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável. Quando houver solicitação específica do consumidor, a devolução deve ser efetuada por meio de depósito em conta-corrente ou cheque nominal.

Caso o valor a devolver seja superior ao valor da fatura, o crédito remanescente deve ser compensado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo de crédito possível em cada ciclo.

3.8. FATURA

O nono capítulo da REN 414 chama-se “da fatura”, e é dividido em cinco seções, dentre as quais apenas a seção 1 é pertinente a este trabalho.

3.8.1. Seção 1: Informações Constantes na Fatura

O Artigo 119º descreve quais itens uma fatura de energia elétrica deve conter sob caráter obrigatório e facultativo. Obrigatoriamente são previstos:

- Nome do consumidor;
- Número de inscrição no CNPJ, CPF ou RANI;
- Código de identificação da unidade consumidora;
- Classe e subclasse da unidade consumidora;
- Endereço da unidade consumidora;
- Números de identificação dos medidores de energia elétrica ativa e reativa e respectivas constantes de multiplicação da medição;
- Datas e registros das leituras anterior e atual dos medidores, e a data prevista para a próxima leitura;
- Data de apresentação e de vencimento;
- Grandezas e respectivos valores relativos aos produtos e serviços prestados, discriminando-se as tarifas aplicadas em conformidade com as Resoluções Homologatórias publicadas pela ANEEL;
- Valor total a pagar;
- Aviso de que informações sobre as condições gerais de fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e tributos se encontram à disposição dos consumidores, para consulta, nos postos de atendimento da distribuidora e na página da internet, quando houver;
- Valores correspondentes à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos, conforme regulamentação específica, aos consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B;

- Número de telefone da central de teleatendimento, da ouvidoria, quando houver, e outros meios de acesso à distribuidora para solicitações ou reclamações, em destaque;
- Número de telefone da central de teleatendimento da agência estadual conveniada, quando houver; e
- Número da central de teleatendimento da ANEEL.

Quando pertinente são previstos, entre outros itens:

- Multa por atraso de pagamento e outros acréscimos moratórios individualmente discriminados;
- Data e hora da ultrapassagem de demanda, quando viável tecnicamente;
- Percentual do reajuste tarifário, o número da Resolução que o autorizou e a data de início de sua vigência, na primeira fatura que incidir os efeitos da Resolução Homologatória da revisão ou reajuste tarifário;
- Valor da Contribuição para custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP);
- Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
- Contribuição Social para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep) – (PIS/ Pasep); e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).
- A distribuidora deve informar na fatura, de forma clara e inteligível, os seguintes dados:
Nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- Limites mensais, trimestrais e anuais definidos para os indicadores de continuidade individuais;
- Valores mensais apurados para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC);
- Valor mensal do encargo de uso do sistema de distribuição;
- Período de referência da apuração;
- Eventuais créditos a que o consumidor tenha direito, assim como quando ocorrer violação dos limites de continuidade individuais, relativos à unidade consumidora de sua responsabilidade;

- Valor da tensão de fornecimento do sistema no ponto de entrega e os respectivos limites adequados, expressos em volts (V), para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV; e
- Valor da tensão contratada e os respectivos limites adequados, expressos em volts (V) ou quilovolts (kV), para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 2,3 kV.

3.9. INADIMPLEMENTO

O décimo capítulo da REN 414 chama-se “do inadimplemento”, e é dividido em três seções, dentre as quais apenas a seção 1 é pertinente a este trabalho.

3.9.1. Seção 1: Acréscimos Moratórios

De acordo com o Artigo 126º, na hipótese de atraso no pagamento da conta de energia elétrica, sem prejuízo da legislação vigente, faculta-se a cobrança de multa, atualização monetária com base na variação do IGP-M e juros de mora de 1% ao mês. Para a cobrança de multa, deve-se observar o percentual máximo de 2%. A multa e os juros de mora incidem sobre o valor total da fatura, excetuando-se:

- A Contribuição de Iluminação Pública – CIP, a qual se sujeita às multas, atualizações e juros de mora estabelecidos na legislação específica;
- Os valores relativos à cobrança de atividades acessórias ou atípicas, contribuições ou doações de interesse social;
- As multas e juros de períodos anteriores.

3.10. RESPONSABILIDADES DA DISTRIBUIDORA

O décimo segundo capítulo da Resolução Normativa 414 chama-se “das responsabilidades da distribuidora”, e é dividido em oito seções, dentre as quais apenas a seção 1 é pertinente a este trabalho.

3.10.1. Seção 1: Período de Testes e Ajustes

O Artigo 134º prevê que a distribuidora deve aplicar o período de testes, com duração de três ciclos consecutivos e completos de faturamento, com o propósito de permitir a adequação da demanda contratada e a escolha da modalidade tarifária, nas situações seguintes:

- Início do fornecimento;
- Mudança para faturamento aplicável a unidades consumidoras do grupo A, cuja opção anterior tenha sido por faturamento do grupo B;
- Enquadramento na modalidade tarifária horária azul; e
- Acréscimo de demanda, quando maior que 5% da contratada.

É previsto que, durante o período de testes, a demanda a ser considerada pela distribuidora para fins de faturamento deve ser a demanda medida, exceto na situação em que a distribuidora deve considerar o maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada anteriormente à solicitação de acréscimo. O faturamento mínimo de demanda para os consumidores do ambiente de contratação regulado é de 30 kW em ao menos um dos postos tarifários. Quando do enquadramento na modalidade tarifária horária azul, o período de testes abrangerá exclusivamente o montante contratado para o posto tarifário ponta.

Durante o período de teste, aplica-se a cobrança por ultrapassagem de demanda quando os valores medidos excederem o somatório de:

- A nova demanda contratada ou inicial;
- 5% (cinco por cento) da demanda anterior ou inicial; e
- 30% (trinta por cento) da demanda adicional ou inicial.

Faculta-se ao consumidor solicitar novos acréscimos de demanda durante o período de testes. Também é possível que, ao final do período de testes, o consumidor solicite uma redução de até 50% da demanda adicional ou inicial contratada, devendo, nos casos de acréscimo de demanda, resultar em um montante superior a 105% da demanda contratada anteriormente. A distribuidora tem o poder de dilatar o período de testes, mediante solicitação justificada do consumidor.

3.11. RESPONSABILIDADES DO CONSUMIDOR

O décimo terceiro capítulo da REN 414 chama-se “das responsabilidades do consumidor”, e é dividido em três seções, dentre as quais apenas a seção 2 é pertinente a este trabalho.

3.11.1. Seção 2: Aumento de Carga

A seção 2 é composta unicamente pelo Artigo 165º, que determina que o consumidor deve submeter previamente à apreciação da distribuidora o aumento da carga ou da geração instalada que exigir a elevação da potência injetada ou da potência demandada.

4. A GESTÃO DE ENERGIA

Para PROCEL (2009), a compreensão da forma como é cobrada a energia elétrica é fundamental, uma vez que a conta de luz reflete o modo como a energia elétrica é utilizada e a sua análise, por um período de tempo adequado, permite estabelecer relações importantes entre hábitos e consumo. O serviço de Gestão de Energia prestado pela empresa do setor de energia considera como referência o horizonte de tempo anual e é dividido em duas vertentes, que são descritas em seu site:

- Gestão de Energia no Mercado Livre (Gestão de Energia ACL): serviço que atende as necessidades de consumidores que precisam comprar energia e ter seus ativos geridos, buscando sempre maximização dos resultados na compra e venda de energia.
- Gestão de Energia no Mercado Cativo (Gestão de Energia ACR): serviço que utiliza a expertise no setor elétrico brasileiro para reduzir os custos operacionais com energia do consumidor, buscando sempre entender as particularidades no consumo de energia elétrica de cada instalação e assim inovar com alternativas que possam gerar benefícios a esta categoria de consumo.

A Gestão de Energia ACR é contratada por aproximadamente 70% dos clientes que compõem a cartela da empresa do setor de energia, sendo 90% deles consumidores de média tensão do subgrupo A4 da classe das classes comercial e industrial. Tendo isso em mente, a

autora propõe, neste trabalho, o desenvolvimento de uma metodologia para a devida implementação da Gestão de Energia ACR, voltada para o consumidor de média tensão, o qual representa a maior relevância dentro deste cenário. A visão geral da metodologia proposta é apresentada abaixo:

Figura 4: Visão Geral da Metodologia Proposta.



Fonte: a Autora.

É possível observar no organograma acima que a Gestão de Energia ACR é composta por quatro etapas independentes. Sob o ponto de vista de redução de custos, as quatro etapas são complementares. Neste trabalho, a autora sugere uma ordem a ser seguida para a devida implementação da metodologia, com o objetivo de tornar o processo mais sistemático e assertivo:

1. Primeiramente realiza-se a auditoria do valor cobrado nas últimas 12 faturas de energia do cliente, com o objetivo de validar o faturamento realizado pela distribuidora.
2. Na sequência inicia-se a etapa de simulações de modalidades tarifárias, em que será identificado o enquadramento tarifário mais vantajoso para o cliente sob a perspectiva anual.
3. Logo após vem o “carro chefe” da Gestão de Energia ACR, que é a análise do contrato de demanda. Nesta etapa serão comparados os máximos valores registrados de demanda nos últimos 12 meses em relação à demanda contratada neste período, com o objetivo de promover a redução do orçamento anual despendido com energia pelo cliente.

4. Por fim, há a etapa de análise do fator de potência ou do consumo reativo da instalação, uma vez que o consumo reativo excedente (ou baixo fator de potência) acarreta a cobrança de multa na fatura de energia.

De acordo com PROCEL (2009), a existência de alternativas de enquadramento tarifário permite a alguns consumidores escolher o enquadramento e valor contratual de demanda que resultem em menor despesa com a energia elétrica. Essa decisão, entretanto, só deve ser tomada após adequada verificação dos padrões de consumo e demanda nos segmentos horários (ponta e fora de ponta) e sazonais (períodos seco e úmido). Embora esta análise completa exija certa experiência e conhecimento técnico, PROCEL (2009) afirma que qualquer pessoa pode identificar as oportunidades de redução de despesas com a energia elétrica e sugere uma metodologia, que pode ser implementada com programas computacionais específicos ou com uma planilha EXCEL, dividida em duas etapas: a correção do fator de potência e o enquadramento tarifário e determinação do valor da demanda contratual.

A empresa do setor de energia desenvolveu um *software* para a realização da Gestão de Energia de seus clientes. No caso do serviço de Gestão de Energia ACR, o produto final é um relatório personalizado que avalia técnica e financeiramente a fatura de energia do mês, comparando-a com a performance do mês anterior e do ano anterior, entre outras análises. A metodologia proposta neste trabalho engloba parte da lógica por trás do algoritmo deste software e será implementada em EXCEL pela autora no presente capítulo.

A seguir, as quatro etapas da metodologia proposta pela autora serão detalhadas com base nas diretrizes da REN 414, que foram mapeadas no capítulo 3, e com o auxílio de faturas de energia do subgrupo A4 da classe comercial da CEEE-D, que foram disponibilizadas pela empresa do setor de energia.

4.1. AUDITORIA DA FATURA

O procedimento de auditoria do valor cobrado em uma fatura de energia tem por objetivo assegurar que a distribuidora realizou o faturamento correto no mês em questão. A auditoria proposta neste trabalho utiliza as diretrizes da REN 414 em conjunto com os dados apresentados em uma fatura de distribuição de energia de um cliente potencialmente livre (consumidor ACR) do subgrupo A4. Não é usual que a distribuidora realize o faturamento de forma incorreta,

entretanto, uma vez que o principal objetivo da Gestão de Energia ACR é promover qualquer redução possível no custo com energia do cliente, é sensato verificar todos os pontos que possam apresentar inconsistências. A implementação da auditoria será realizada em EXCEL pela autora e apresentada junto à simulação de modalidade tarifária, no subcapítulo 4.1.2.

4.1.1. Análise Visual da Fatura

Nesta primeira etapa são identificadas, na fatura de energia, algumas informações que representam pré-requisitos para a realização da auditoria. Cada distribuidora possui o seu *layout* de fatura de energia, entretanto o conteúdo é padronizado pela REN 414, conforme mostrado no capítulo 3. Desta forma, uma vez que se aprenda a localizar as informações de interesse dentro da fatura de uma distribuidora, o mesmo procedimento visual será repetido mês após mês, pois o *layout* é sempre o mesmo.

- **Ciclo de Faturamento**

É definido pela REN 414 como o período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora e também é chamado de período de leitura, podendo variar de 27 a 33 dias. Na fatura do grupo A da CEEE-D, apresentada na figura 5, são informados em 1 - o mês de referência da fatura, em 2 - o número total de dias faturados, em 3 - a data da leitura anterior e em 4 - a data da leitura atual.

Figura 5: Fatura Grupo A – Ciclo de Faturamento.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Fevereiro/2020 1			
Tipo de Tarifa: Horária Azul Tensão Contratada (V): 13800 Subgrupo de Tensão: A 4 Demanda Contratada (kW): 0 (TP)220(PT)240(FP) Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividades					Período Fiscal: 14/02/2020 Emissão: 14/02/2020 Apresentação: 17/02/2020 Próxima Leitura Prevista: 13/03/2020 Número de Dias Faturados: 31 2			
					Dem. Máx. Ponta(kW): 184,7 Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 187,78 Dem. Ultrap. Ponta (Hora/Dia): Dem. Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia): Perdas de Transformações (%): 0,00			
Produto	Const.	3 Leit. Ant 13/JAN	4 Leit. Atual 13/FEV	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0960	521549	616885	9152,00	CONSUMO PONTA (kWh)	9152,00	0,776242	7.104,17
Consumo F.Pta	9,6000	645679,07	654791,78	87482,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	87482,00	0,507637	44.356,60
Demanda Pta	0,3840	419	481	184,70	DEMANDA PONTA (kW)	205,00	44,212146	9.104,49
Demanda F.Pta	0,3840	520	489	187,78	DEMANDA FORA PONTA (kW)	210,00	20,075238	4.215,80
Demanda Pta	0,3840	33364	33845	184,70	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			1.251,07
Demanda F.Pta	0,3840	36537	37026	187,78	SUBTOTAL			66.032,13
Ener.Reat.Exed. Pta	0,0960	0	0	0,00				
Ener.Reat.Exed. F.Pta	9,6000	0	0	0,00	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			20,09
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	123367	125151	171,26	CRED VIOL META CONT			-593,70
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	135035	136799	169,34	SUBTOTAL			-573,61

Fonte: adaptado pela Autora.

A informação do período de leitura ou ciclo de faturamento é importante para a obtenção das tarifas que foram aplicadas na fatura de energia e também dos valores de bandeiras tarifárias vigentes.

• Tributos

Conforme definido na REN 414, os seguintes tributos podem ser computados em uma fatura de energia:

1. ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação;
2. PIS/Pasep: Contribuição Social para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep);
3. COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

O PIS e COFINS possuem variação mensal, enquanto o ICMS é fixado de acordo com o estado do Brasil, a classe de consumo do cliente, entre outros. Os tributos são apresentados na fatura do grupo A da CEEE-D sob a forma de alíquotas, conforme mostra a figura 6.

Figura 6: Fatura Grupo A – Tributos.

Tributos (valores incluídos no preço)				Vencimento	Total em Reais
	Base de Cálculo(R\$)	Alíquota(%)	Valor(R\$)		
ICMS	18,569,06	30,0000	5,570,72	15/09/2019	18,593,54
PIS/PASEP	18,569,00	0,5656	105,03		
COFINS	18,569,00	2,6201	486,53		

O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (PONTA 0 kWh, FPONTA 1691 kWh e INTERMEDIÁRIO 0 kWh) pela tarifa proporcionalizada, quando for o caso.
 FATURA DO MES 08/2019 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO
 As tarifas do adicional de Bandeiras Tarifárias foram reajustadas a partir de 01/06/2019, conforme RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2,551 da ANEEL, passando para: AMARELA: R\$0,015/kWh, VERMELHA Patamar 1: R\$0,04/kWh, VERMELHA Patamar 2: R\$0,06/kWh.
 Períodos Band, Tarif.: Vermelha P1:02/08-02/09

Fonte: adaptado pela Autora.

Os tributos são aplicados diretamente nas tarifas vigentes na fatura e por isso é imprescindível que se saiba exatamente quais foram as alíquotas consideradas para que o recálculo dos itens cobrados possa ser realizado.

Para consumidores do grupo A, é possível obter, judicialmente, desconto na incidência do ICMS na demanda contratada, uma vez que foi decidido pelo Superior Tribunal de Justiça que “o ICMS deve incidir sobre o valor da energia elétrica efetivamente consumida” (Recurso Especial n. 960.476/SC, submetido ao rito do art. 543-C). Diversos consumidores já ajuizaram ação solicitando o afastamento da exigência de ICMS sobre o valor correspondente à demanda de potência elétrica contratada e conseguiram obter, assim, a chamada Liminar de Demanda.

- **Identificação do Consumidor**

Nesta etapa serão localizados o grupo e subgrupo tarifário, a modalidade tarifária e a classe de consumo ANEEL, com o objetivo de utilizar estas informações para identificar, posteriormente, o conjunto de tarifas aplicadas na fatura. A figura abaixo mostra como localizar estas informações na fatura do grupo A da CEEE-D:

Figura 7: Fatura Grupo A – Identificação do Consumidor.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Fevereiro/2020			
Tipo de Tarifa: Horária Azul Tensão Contratada (V): 13800 Subgrupo de Tensão: A 4 Demanda Contratada (kW): 0 (TP)220(PT)240(FP)					Período Fiscal: 14/02/2020 Emissão: 14/02/2020 Apresentação: 17/02/2020 Próxima Leitura Prevista: 13/03/2020 Número de Dias Faturados: 31			
					Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade			
Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0960	13JAN	13FEV	9152,00	CONSUMO PONTA (kWh)	9152,00	0,776242	7.104,17
Consumo F.Pta	9,6000	645679,07	654791,78	87482,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	87482,00	0,507037	44.356,60
Demanda Pta	0,3840	419	481	184,70	DEMANDA PONTA (kW)	205,00	44,412146	9.104,49
Demanda F.Pta	0,3840	520	489	187,78	DEMANDA FORA PONTA (kW)	210,00	20,075238	4.215,00
Demanda Pta	0,3840	33364	33845	184,70	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			1.251,07
Demanda F.Pta	0,3840	36037	37026	187,78	SUBTOTAL			66.032,13
Ener Reat.Exed. Pta	0,0960	0	0	0,00				
Ener Reat.Exed. F.Pta	9,6000	0	0	0,00	CONTRIB. ILLUM.PUB.PREFEITURA			20,09
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	123367	125151	171,26	CRED.VIOL.META CONT			-593,70
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	135035	136799	169,34	SUBTOTAL			-573,61

Fonte: adaptado pela Autora.

Como neste trabalho o público alvo é o subgrupo A4 das classes comercial e industrial, a única informação que pode vir a variar dentro deste cenário de interesse é a modalidade tarifária, que pode ser Verde ou Azul.

- **Dados Técnicos**

Por dados técnicos entende-se as grandezas elétricas que são medidas pelo equipamento de medição da instalação e disponibilizadas para o consumidor. Em uma fatura da modalidade tarifária verde devem ser coletados, obrigatoriamente, os valores quantitativos dos seguintes itens: 1 - demanda contratada, 2 - máxima demanda registrada no ciclo, 3 - consumo ativo ponta total, 4 - consumo ativo fora ponta total e 5 - demanda faturada.

Figura 8: Fatura Grupo A – Dados Técnicos Obrigatórios da Tarifa Verde.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Junho/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 07/06/2019			
Bairro:					Emissão: 07/06/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 10/06/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 04/07/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Verde					Número de Dias Faturados: 30			
Tensão Contratada (V): 13800					Equipamento: 37498680			
Subgrupo de Tensão: A 4					Dem. Máx. Ponta(kW): 51,14			
Contrato: 150509					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 57,5			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade					Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
Etapa / Livro / Seq: 53 / A00728 / 9					Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):			
					Perdas de Transformações (%): 2,50			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0080	07/MAI	06/JUN	2667,00	CONSUMO PONTA (kWh)	2667,00	2,224811	5.933,57
Consumo F.Pta	0,8000	16853	342058	26198,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	26198,00	0,561365	14.706,38
Demanda Pta	0,0320	782678	814627	26198,00	DEMANDA (kW)	65,00	17,593846	1.143,60
Demanda F.Pta	0,0320	1680	1559	51,14	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			365,29
Demanda Pta	0,0320	1951	1753	57,50	SUBTOTAL			22.148,84
Demanda Pta	0,0320	47938	49497	51,14				
Demanda F.Pta	0,0320	58189	59942	57,50				
Ener.Reat.Exed. Pta	0,0080	0	0	0,00	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			20,09
Ener.Reat.Exed. F.Pta	0,8000	639859	639858	0,00	CRED VIOL META CONT			-72,35
Dem. Reat.Exed. Pta	0,0080	176630	182037	44,34	SUBTOTAL			-52,26
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0080	219812	226302	53,22				

Fonte: adaptado pela Autora.

Já na fatura de um consumidor da modalidade tarifária azul devem ser coletados, obrigatoriamente, os valores quantitativos dos seguintes itens: 1 - demanda contratada na ponta, 2 - demanda contratada na fora ponta, 3 - máxima demanda registrada na ponta, 4 - máxima demanda registrada na fora ponta, 5 - consumo ativo ponta total, 6 - consumo ativo fora ponta total, 7 - demanda faturada na ponta e 8 - demanda faturada na fora ponta.

Figura 9: Fatura Grupo A – Dados Técnicos Obrigatórios da Tarifa Azul.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Maio/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 01/05/2019			
Bairro:					Emissão: 16/05/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 17/05/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 14/06/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Azul					Número de Dias Faturados: 30			
Tensão Contratada (V): 13800					Equipamento: 32830292			
Subgrupo de Tensão: A 4					Dem. Máx. Ponta(kW): 125,18			
Contrato: 91590					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 160,9			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade					Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
Etapa / Livro / Seq: 59 / A01019 / 17					Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):			
					Perdas de Transformações (%): 0,00			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0960	15/ABR	15/MAI	5776,00	CONSUMO PONTA (kWh)	5776,00	0,834155	4.818,08
Consumo F.Pta	9,6000	925675	985840	64056,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	64056,00	0,565441	36.219,91
Demanda Pta	0,3840	461	326	125,18	DEMANDA PONTA (kW)	205,00	40,112634	8.223,09
Demanda F.Pta	0,3840	513	419	160,90	DEMANDA FORA PONTA (kW)	210,00	17,681714	3.713,16
Demanda Pta	0,3840	30136	30462	125,18	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			498,21
Demanda F.Pta	0,3840	32701	33120	160,90	SUBTOTAL			53.472,45
Ener.Reat.Exed. Pta	0,0960	0	0	0,00	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			22,08
Ener.Reat.Exed. F.Pta	9,6000	0	0	0,00	CORRECAO MONETARIA POR ATRASO			134,95
Dem. Reat.Exed. Pta	0,0960	111721	112888	112,03	JUROS CONTA ANTERIOR			680,25
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	121234	122722	142,85	MULTA CONTA ANTERIOR			1.335,15
					SUBTOTAL			2.172,43

Fonte: adaptado pela Autora.

Para ambas modalidades tarifárias, eventualmente também podem ser cobradas multas por ultrapassagem do contrato de demanda ou por consumo/demanda reativa excedente. Quando estas cobranças adicionais aparecerem, devem ser coletados os valores técnicos sob os

quais incidiram as multas, juntamente com os dados de consumo e demanda ativos mencionados anteriormente.

- **Delimitação de Escopo**

Neste processo de auditoria, alguns itens que podem vir a ser discriminados em uma fatura do grupo A não serão validados, não só pelo fato de não estarem sempre presentes, mas também pelo grau de significância baixo que apresentam em relação ao valor total da fatura de energia, em grande parte das vezes. São eles:

1. CIP - Contribuição de Iluminação Pública;
2. Bandeiras Tarifárias;
3. Acréscimos Moratórios;
4. Ressarcimentos;
5. Descontos.

Para fins de contextualização, no capítulo 3 são definidas as diretrizes dadas pela REN 414 para a discriminação e faturamento dos itens acima.

4.1.2. Pesquisas Externas

A etapa de pesquisas externas refere-se à coleta das informações que não estão na fatura de energia, mas que são necessárias para a devida realização da auditoria.

- **Bandeiras Tarifárias**

As bandeiras tarifárias estão presentes desde 2015 na fatura de energia elétrica de todos os consumidores do ACR que fazem parte do Sistema Integrado Nacional (SIN) e são definidas pela REN 414 como um sistema tarifário cuja finalidade é sinalizar, por meio da tarifa de energia, quais são os custos atuais da geração de energia elétrica no país. Existe um calendário de divulgação da aplicação mensal das bandeiras, que é definido pelo Operador Nacional do

Sistema (ONS). O quadro abaixo mostra as informações de cada bandeira com os seus respectivos custos adicionais:

Quadro 3: Bandeiras Tarifárias

Bandeira	Condições de geração	Custo Adicional por kWh
Verde	Favoráveis	Sem acréscimo
Amarela	Menos favoráveis	R\$ 0,01343
Vermelha Patamar 1	Condições mais custosas de geração	R\$ 0,04169
Vermelha Patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração	R\$ 0,06243

Fonte: ANEEL (2019).

A fatura do grupo A da CEEE-D informa a cor e o período de aplicação das bandeiras, mas não informa os seus respectivos valores de megawatt por hora, conforme mostra a figura abaixo.

Figura 10: Fatura Grupo A - Bandeiras Tarifárias.

Tributos (valores incluídos no preço)			Vencimento	Total em Reais
	Base de Cálculo(R\$)	Alíquota(%)		
ICMS	52.711,84	30,0000	24/02/2020	65.458,52
PIS/PASEP	66.032,08	1,0532		
COFINS	66.032,08	4,8509		
LIC EM PERÍODO DE TESTE				
Períodos Band.Tarif.: Amarela:14/01-31/01 Verde:01/02-13/02				

Fonte: adaptado pela Autora.

No site da ANEEL é possível validar estas informações apresentadas na fatura e também obter os valores financeiros aplicados pelas bandeiras em cima do consumo ativo de energia. Este procedimento não será adentrado em detalhes, pois as cobranças relativas às bandeiras tarifárias estão fora do escopo da auditoria proposta.

- **Tarifas ANEEL**

A REN 414 define tarifa como o valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, sendo consideradas:

1. Tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia;
2. Tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

O conceito de posto tarifário também é definido pela REN 414 e compreende o período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. Para o grupo A são considerados:

1. Posto tarifário ponta: período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e alguns feriados.
2. Posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no posto de ponta.

É necessário que o conjunto de tarifas de cada distribuidora seja revisado periodicamente, com o objetivo de que seja assegurado que o valor pago pelos consumidores em suas faturas está de acordo com as despesas relacionadas ao devido fornecimento de energia. Esta revisão tarifária periódica consiste em uma revisão ordinária, que é prevista nos contratos de concessão e deve considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária. Desta forma, anualmente (em uma data específica para cada distribuidora) é realizado um reajuste tarifário e a cada 4 anos é realizada uma revisão tarifária. A ANEEL é a responsável por aprovar e divulgar o resultado do reajuste ou revisão das tarifas de uma distribuidora, através de um documento padrão disponível em seu site. Para a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D), por exemplo, está previsto o

reajuste ou revisão de suas tarifas por volta de 22 de novembro. Segue abaixo uma parte da resolução que homologou o Reajuste Tarifário Anual de 2019 da CEEE-D:

Figura 11: Resolução Homologatória nº 2.640 de 19/11/19 – Tarifas A4 ANEEL.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	14,82	57,93	425,01	14,56	61,41	362,45
			FP	11,84	57,93	252,46	11,58	61,41	223,83
	AZUL APE	NA	P	14,82	15,36	0,00	14,56	12,85	0,00
			FP	11,84	15,36	0,00	11,58	12,85	0,00
	GERAÇÃO	EOL PALMARES	NA	3,76	0,00	0,00	3,68	0,00	0,00
			NA	3,76	0,00	0,00	3,68	0,00	0,00
			NA	3,76	0,00	0,00	3,68	0,00	0,00
			NA	4,72	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00
			NA	4,72	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00
			NA	4,72	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00
NA			3,76	0,00	0,00	3,68	0,00	0,00	
NA			4,72	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	
A4 (2,3 a 25kV)	DISTRIBUIÇÃO	RGE SUL	P	24,57	9,00	0,00	24,31	7,23	0,00
			FP	13,61	9,00	0,00	13,38	7,23	0,00
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	15,45	58,54	425,01	15,19	61,86	362,45
			FP	9,47	58,54	252,46	9,25	61,86	223,83
	AZUL APE	NA	P	15,45	15,97	0,00	15,19	13,29	0,00
FP			9,47	15,97	0,00	9,25	13,29	0,00	
GERAÇÃO	NA	NA	4,88	0,00	0,00	4,77	0,00	0,00	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	41,79	72,53	425,01	41,53	75,72	362,45
			FP	18,89	72,53	252,46	18,66	75,72	223,83
	AZUL APE	NA	P	41,79	24,70	0,00	41,53	20,75	0,00
			FP	18,89	24,70	0,00	18,66	20,75	0,00
	VERDE	NA	NA	18,89	0,00	0,00	18,66	0,00	0,00
			P	0,00	1.090,00	425,01	0,00	1.087,15	362,45
	VERDE APE	NA	FP	0,00	72,53	252,46	0,00	75,72	223,83
			NA	18,89	0,00	0,00	18,66	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	P	0,00	1.042,17	0,00	0,00	1.032,18	0,00
			FP	0,00	24,70	0,00	0,00	20,75	0,00
			NA	0,00	0,00	267,62	0,00	0,00	235,87
			NA	6,59	0,00	0,00	6,60	0,00	0,00

Fonte: adaptado pela Autora.

Na resolução homologatória, a localização das tarifas inicia-se pela identificação do subgrupo tarifário desejado, seguindo para a modalidade tarifária, acessante, posto horário e, por fim, o tipo de tarifa. Na figura 11 foi localizado o conjunto de tarifas da CEEE-D aplicáveis ao público alvo deste trabalho, de acordo com as definições vistas no capítulo 3.

Conforme definido na REN 414 e também visto no capítulo 3, o consumo de energia reativa excedente é cobrado de acordo com a tarifa de aplicação TE (R\$/MWh) do subgrupo B1.

Figura 12: Resolução Homologatória nº 2.640 de 19/11/19 – Tarifas B1 ANEEL.

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	554,10	425,01	0,00	551,85	362,45
				INT	0,00	369,01	252,46	0,00	368,04	223,83
				FP	0,00	183,92	252,46	0,00	184,23	223,83
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	248,23	266,84	0,00	248,10	235,38
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	248,23	266,84	0,00	248,10	235,38
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	197,16	266,84	0,00	189,18	235,38
CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	197,16	266,84	0,00	189,18	235,38	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	397,27	323,01	0,00	395,73	275,46
				INT	0,00	266,14	191,87	0,00	265,50	170,11
				FP	0,00	135,01	191,87	0,00	135,28	170,11
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	188,65	202,80	0,00	188,55	178,89
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	188,65	202,80	0,00	188,55	178,89
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	397,27	323,01	0,00	395,73	275,46
				INT	0,00	266,14	191,87	0,00	265,50	170,11
				FP	0,00	135,01	191,87	0,00	135,28	170,11
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	188,65	202,80	0,00	188,55	178,89
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	188,65	202,80	0,00	188,55	178,89
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	355,46	289,01	0,00	354,08	246,46
				INT	0,00	238,13	171,67	0,00	237,56	152,20
				FP	0,00	120,80	171,67	0,00	121,04	152,20
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	168,79	181,45	0,00	168,71	160,06
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	168,79	181,45	0,00	168,71	160,06

Fonte: adaptado pela Autora.

Como o documento disponibilizado pela ANEEL para a divulgação do reajuste ou revisão tarifária é padrão, a mesma lógica utilizada para a localização das tarifas nas figuras acima pode ser utilizada para as outras distribuidoras. A seguir será demonstrado os valores das tarifas ANEEL são utilizados no processo de auditoria.

4.1.3. Diretrizes de Cálculo

Neste subcapítulo será demonstrado como todas as informações coletadas até o momento (dentro e fora da fatura de energia) compõem o procedimento de auditoria proposto nesta metodologia. Primeiramente é necessário ter em mente como os tributos são aplicados nas tarifas em uma fatura de energia:

$$tarifa\ com\ impostos\ (preço) = \frac{tarifa\ ANEEL}{1 - \frac{PIS(\%) + COFINS(\%) + ICMS(\%)}{100}} \quad (8)$$

A REN 414 define a formação da tarifa ANEEL para cada item que pode vir a ser cobrado em uma fatura de energia, entretanto neste trabalho farão parte da auditoria apenas os itens relativos ao consumo (ativo e reativo) e demanda (ativa e reativa). O custo final de cada item

discriminado na fatura de energia é dado pela multiplicação entre a tarifa com impostos e o dado técnico faturado, conforme mostra a equação abaixo:

$$C_I = Q_I \times P_I \quad (9)$$

Sendo:

C_I , o custo do item discriminado na fatura;
 Q_I , a quantidade faturada do item discriminado na fatura;
 P_I , o preço (tarifa ANEEL com impostos) relativo ao item.

Não está incluído no escopo deste trabalho a auditoria de faturas cujo ciclo de faturamento compreende um período de transição de tarifas por conta do reajuste ou revisão tarifário anual. Para fins de contexto, a equação utilizada para casos como este foi apresentada no capítulo 3.

- **Consumo Ativo**

A tarifa de consumo ativo de energia é definida de acordo com o posto horário (tarifa de consumo ponta ou tarifa de consumo fora ponta), sendo formada pelas seguintes tarifas de aplicação ANEEL:

$$\text{tarifa ANEEL de consumo ativo} = [TUSD (R\$/MWh) + TE (R\$/MWh)] \quad (10)$$

O Quadro 3 utiliza a Figura 11 para localizar os valores TUSD (R\$/MWh) e TE (R\$/MWh) do Reajuste Tarifário de 2019 da CEEE-D.

Quadro 4: Tarifas A4 de Consumo Ativo – CEEE 2019.

Tarifas ANEEL A4 CEEE-D 2019	Tarifa Verde		Tarifa Azul	
	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh
Consumo Ativo P (Ponta)	1090,00	425,01	72,53	425,01
Consumo Ativo FP (Fora Ponta)	72,53	252,46	72,53	252,46

Fonte: adaptado pela Autora.

Os dados apresentados no Quadro 3 são aplicados na Equação 10, a fim de que sejam obtidas as tarifas ANEEL de consumo ativo ponta e fora ponta relativas às modalidades verde e azul (4 valores de tarifas ao todo) para os consumidores A4 da CEEE-D, a partir da data de vigência do Reajuste de 2019. Como na fatura de energia da CEEE-D, os valores de consumo ativo são apresentados em kWh, ainda se faz necessário dividir cada um destes 4 valores por 1000. Logo após, aplica-se os impostos utilizando a Equação 8 e, por fim, utiliza-se a equação 9 para se obter o custo final cobrado na fatura pelo consumo ativo ponta e pelo consumo ativo fora ponta.

- **Demanda Ativa**

A tarifa de demanda ativa de energia é definida de acordo com a modalidade tarifária (demanda ponta, demanda fora ponta e demanda única), sendo formada pela seguinte tarifa de aplicação ANEEL:

$$\text{tarifa ANEEL de demanda ativa (R\$/kW)} = \text{TUSD (R\$/kW)} \quad (10)$$

O Quadro 4 utiliza a Figura 11 para localizar os valores TUSD (R\$/kW) do Reajuste Tarifário de 2019 da CEEE-D.

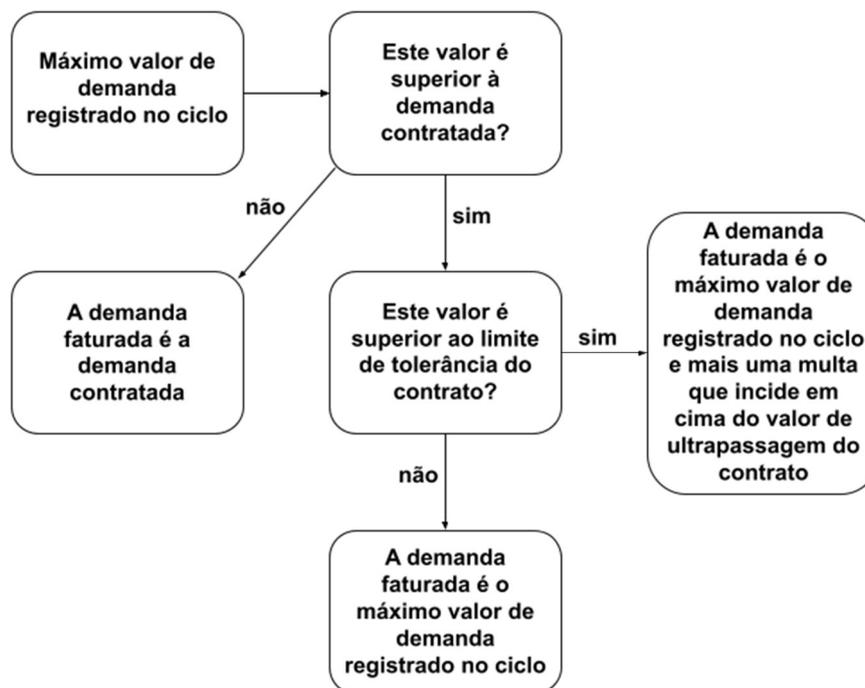
Quadro 5: Tarifas A4 de Demanda Ativa – CEEE 2019.

Tarifas ANEEL A4 CEEE-D 2019	Tarifa Verde	Tarifa Azul
	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/kW
Demanda Ponta	-	41,79
Demanda Fora Ponta	-	18,89
Demanda Única	18,89	-

Fonte: adaptado pela Autora.

Os valores de demanda única, ponta e fora ponta apresentados no Quadro 4 são as próprias tarifas aplicadas na fatura da CEEE-D. Para se obter o preço final discriminado na fatura, ainda é necessário acrescentar os tributos, conforme a Equação 8. O custo final com a demanda, regido pela Equação 9, é obtido mediante análise da demanda faturada no ciclo. Para a tarifa verde, esta análise é dada pelo fluxograma abaixo:

Figura 13: Faturamento da Demanda – Tarifa Verde.

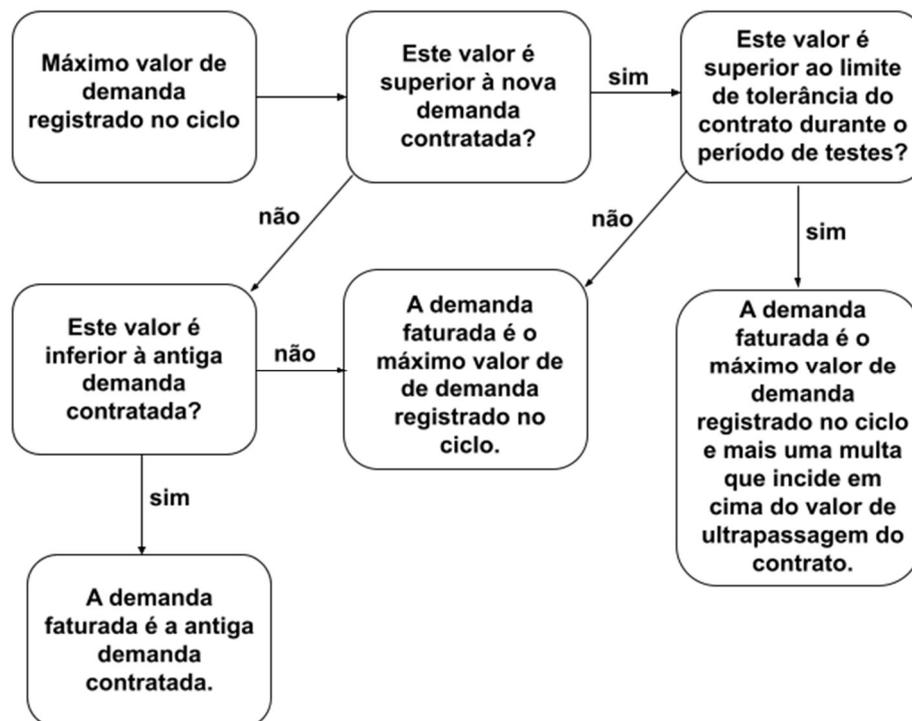


Fonte: a Autora.

Para a tarifa azul, o fluxograma acima seria duplicado: um para a análise do máximo valor de demanda registrado na ponta durante o ciclo e a obtenção da respectiva demanda faturada ponta, e outro para a análise do máximo valor de demanda registrado na fora ponta durante o ciclo e a obtenção da respectiva demanda faturada fora ponta.

Conforme visto no capítulo 3, a REN 414 garante a aplicação de um período de testes com faturamento diferenciado da demanda durante três ciclos consecutivos para consumidores que solicitem um aumento contratual de pelo menos 5%. Durante este período, o faturamento da demanda ocorre de acordo com o fluxograma abaixo, para clientes da tarifa verde:

Figura 14: Faturamento da Demanda durante o Período de Testes – Tarifa Verde.



Fonte: a Autora.

A REN 414 define que, durante o período de testes, o limite de tolerância de contrato, que normalmente equivale a 105% da demanda contratada, é ampliado para 130% do contrato.

Para clientes da tarifa azul, é previsto período de testes apenas para o posto horário da ponta. Desta forma, durante estes 3 meses consecutivos de faturamento, o fluxograma apresentado na Figura 12 será aplicado para a análise e obtenção da demanda faturada fora

ponta, enquanto o fluxograma apresentado na Figura 13 será aplicado para a análise e obtenção da demanda faturada ponta.

Para o cálculo do valor da multa por ultrapassagem de contrato, utiliza-se o valor em kW dado pela equação abaixo, multiplicado pelo dobro da TUSD aplicável (demanda ponta, fora ponta ou única), mais impostos.

$$D_u = D_r - D_c \quad (11)$$

Sendo:

D_u , a demanda ultrapassada (ponta, fora ponta ou única)

D_r , a máxima demanda registrada no ciclo (ponta, fora ponta ou única)

D_c , a demanda contratada (ponta, fora ponta ou única)

Na fatura do grupo A apresentada na figura abaixo, os itens D_u , D_r e D_c compreendem 4, 2 e 1, respectivamente.

Figura 15 - Fatura Grupo A– Ultrapassagem de Demanda.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Outubro/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 24/10/2019			
Bairro:					Emissão: 24/10/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 25/10/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 22/11/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Verde					Número de Dias Faturados: 29			
Tensão Contratada (V): 13800					Equipamento: 35359536			
Subgrupo de Tensão: A 4					Dem. Máx. Ponta(kW): 248,06			
Contrato: 24195					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 486,14			
Demanda Contratada (kW): 462 (TP) 1					Dem. Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outras Serviços e Outras Atividade					Dem. Ultrap. F. Ponta (Hora/Dia): 12/10/19 - 19:30			
Etapa / Livro / Seq: 66 / A00896 / 10					Perdas de Transformações (%): 0,00			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,1920	24/SET	23/OUT	583,00	CONSUMO PONTA (kWh)	583,00	2,261424	1.318,41
Consumo F.Pta	19,2000	193556	196592	105155,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	105155,00	0,570595	60.000,89
Demanda Pta	0,7680	899836,81	905313,62	248,06	ENERGIA REAT EXC FP (kvarh)	28,00	0,485000	13,58
Demanda F.Pta	0,7680	192	323	248,06	DEMANDA (kW)	486,14 3	17,792076	8.649,44
Demanda Pta	0,7680	529	633	486,14 2	DEMANDA ULTRAP. 12/10/19 - 19:30 (kW)	24,14 4	51,954432	1.254,15
Demanda F.Pta	0,7680	39669	39992	248,06	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			1.874,15
Demanda F.Pta	0,7680	91480	92113	486,14	ADIC BAND. VERMEL P1 (kWh)			1.488,10
Ener.Reat.Exed. Pta	0,1920	72574	72574	0,00	SUBTOTAL			74.598,75
Ener.Reat.Exed. F.Pta	19,2000	2363,6842	2365,1675	28,00				
Dem. Reat.Exed. Pta	0,1920	119118	119447	63,17				
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,1920	343738	346182	469,25	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			22,08
					SUBTOTAL			22,08

Fonte: adaptado pela Autora.

- **Energia Reativa Excedente**

A tarifa de energia reativa excedente independe do posto horário, uma vez que é formada pela TE (R\$/MWh) de aplicação ANEEL do subgrupo B1:

$$\text{tarifa ANEEL de consumo reativo} = TE \text{ (R\$/MWh)} \quad (12)$$

O Quadro 5 utiliza a figura 12 para localizar o valor TE (R\$/kW) do Reajuste Tarifário de 2019 da CEEE-D.

Quadro 6: Tarifa B1 de Consumo Reativo Excedente – CEEE 2019.

Tarifas ANEEL B1 CEEE-D 2019	Consumo Reativo Ponta ou Fora Ponta
TE R\$/MWh	266,84

Fonte: a Autora.

Na fatura de energia da CEEE-D os valores são apresentados na unidade kilo, desta forma, basta dividir o valor apresentado no Quadro 5 por 1000. Estes valores compreendem as tarifas da ANEEL sem impostos, desta forma, ainda se faz necessário utilizar a equação X para obter o preço das tarifas discriminadas na fatura. Por fim, para se obter o custo do consumo de energia no mês em questão, multiplica-se a tarifa de consumo reativo ponta com impostos pelo valor de consumo reativo excedente ponta e a tarifa de consumo reativo fora ponta com impostos pelo valor de consumo reativo excedente fora ponta. A figura abaixo contextualiza esta cobrança utilizando a fatura do Grupo A da CEEE-D:

Figura 16: Fatura Grupo A da CEEE-D – Consumo Reativo Excedente.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Julho/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 23/07/2019			
Bairro:					Emissão: 23/07/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 24/07/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 22/08/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Verde Tensão Contratada (V): 13800 Subgrupo de Tensão: A 4					Número de Dias Faturados: 28			
Contrato: 26555 Demanda Contratada (kW): 194 (TP)					Equipamento: 32828890			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade					Dem. Máx. Ponta(kW): 59,52			
Etapa / Livro / Seq: 65 / A00718 / 5					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 113,66			
					Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
					Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):			
					Perdas de Transformações (%): 0,00			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0960	24/JUN	22/JUL	294,00	CONSUMO PONTA (kWh)	294,00	2,225034	654,16
Consumo F.Pta	9,6000	29886	32950	23431,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	23431,00	0,561415	13.154,52
Demanda Pta	0,3840	136	155	59,52	ENERGIA REAT EXC P (kvarh)	286,00	0,477587	136,59
Demanda F.Pta	0,3840	196	296	113,66	ENERGIA REAT EXC FP (kvarh)	305,00	0,477574	145,66
Demanda Pta	0,3840	1802	1957	59,52	DEMANDA (kW)	194,00	17,595052	3.413,44
Demanda F.Pta	0,3840	3641	3937	113,66	ADIC BAND. AMARELA (kWh)			395,01
Ener.Reat.Exced. Pta	0,0960	32860	35834	286,00	SUBTOTAL			17.899,38
Ener.Reat.Exced. F.Pta	9,6000	741,753	773,5102	305,00				
Dem. Reat.Exced. Pta	0,0960	3630	3630	19,20	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			22,08
Dem. Reat.Exced. F.Pta	0,0960	12791	13774	94,37	SUBTOTAL			22,08

Fonte: adaptado pela Autora.

Já tarifa de demanda reativa de energia é formada pela TUSD R\$/kW que compõe a tarifa de demanda ativa (ponta, fora ponta ou única). A figura abaixo contextualiza esta cobrança utilizando a fatura do Grupo A da CEEE-D:

Figura 17: Fatura Grupo A da CEEE-D – Demanda Reativa Excedente.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Abril/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 01/04/2019			
Bairro:					Emissão: 25/04/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 26/04/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 24/05/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Verde Tensão Contratada (V): 13800 Subgrupo de Tensão: A 4					Número de Dias Faturados: 29			
Contrato: 24195 Demanda Contratada (kW): 462 (TP)					Equipamento: 35359536			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade					Dem. Máx. Ponta(kW): 164,35			
Etapa / Livro / Seq: 66 / A00896 / 11					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 432,38			
					Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
					Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):			
					Perdas de Transformações (%): 0,00			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,1920	26/MAR	24/ABR	398,00	CONSUMO PONTA (kWh)	398,00	2,284045	909,05
Consumo F.Pta	19,2000	867133,3	871813	89850,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	89850,00	0,576313	51.781,68
Demanda Pta	0,7680	298	214	164,35	DEMANDA (kW)	462,00	17,913810	8.276,18
Demanda F.Pta	0,7680	642	563	432,38	DEMANDA REAT.EXCED. (kvar)	16,08	17,913557	288,05
Demanda Pta	0,7680	38532	38746	164,35	SUBTOTAL			61.294,96
Demanda F.Pta	0,7680	88115	88678	432,38				
Ener.Reat.Exced. Pta	0,1920	72573	72574	0,00	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			20,09
Ener.Reat.Exced. F.Pta	19,2000	2360,3651	2360,3651	0,00	SUBTOTAL			20,09
Dem. Reat.Exced. Pta	0,1920	117532	118187	125,76				
Dem. Reat.Exced. F.Pta	0,1920	231404	232294	470,00				

Fonte: adaptado pela Autora.

4.2. MODALIDADE TARIFÁRIA

4.2.1. Definições da Resolução 414

A modalidade tarifária consiste no conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa, de acordo com a REN 414. Serão consideradas aqui apenas as modalidades tarifárias horrosazonais verde e azul, que são as opções mais viáveis para os consumidores do subgrupo A4. A escolha da modalidade tarifária fica a critério do consumidor, portanto é necessário que haja o entendimento acerca das implicações de cada tarifa para que seja escolhida a opção mais vantajosa.

A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia:

- Tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e
- Tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).

Já para a demanda de potência ativa, considera-se única tarifa:

- Tarifa única (R\$/kW).

Já a modalidade tarifária horária azul é caracterizada por tarifas diferenciadas tanto de consumo de energia elétrica quanto de demanda de potência, ambas variando de acordo com as horas de utilização do dia. Desta forma, considera-se para a demanda de potência (kW):

- Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); e
- Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW).

E para o consumo de energia (MWh):

- Uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e
- Uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).

Caso o consumidor deseje alterar a sua modalidade tarifária, este deve observar se está enquadrado em algum dos requisitos estabelecidos em norma:

- A alteração precedente deve ter sido anterior aos 12 últimos ciclos de faturamento (uma alteração por ano);

- O pedido deve ter sido apresentado em até 3 ciclos completos de faturamento posteriores à revisão tarifária da distribuidora; ou
- Quando ocorrer alteração na demanda contratada ou na tensão de fornecimento que impliquem em novo enquadramento.

4.2.2. Premissas da Simulação

O objetivo desta simulação é encontrar a modalidade tarifária mais vantajosa para o perfil do cliente, seja validando que a atual modalidade está adequada, seja identificando que a outra opção disponível oferece mais economia. Inicialmente é necessário ter em mãos o histórico dos últimos 12 meses de faturas de energia da unidade consumidora:

1. Deve ser realizada a auditoria dos valores cobrados em cada uma das 12 faturas, de acordo com o procedimento apresentado anteriormente;
2. Devem ser coletados os valores cobrados em cada uma das 12 faturas;
3. Devem ser coletados os dados técnicos de consumo e demanda apresentados em cada uma das 12 faturas.

Agora é necessário localizar as tarifas de consumo ativo e demanda ativa da modalidade oposta à atual do cliente, conforme procedimento já demonstrado anteriormente. Caso o consumidor esteja na modalidade tarifária verde, serão realizadas 12 simulações visando a tarifa azul, desta forma:

1. O consumo ativo ponta será faturado, mês a mês, de acordo com as tarifas de aplicação azul, mais tributos;
2. O consumo ativo fora ponta será faturado, mês a mês, de acordo com as tarifas de aplicação azul, mais tributos;
3. A demanda ponta será faturada, mês a mês, considerando como contrato o maior valor inteiro múltiplo de cinco próximo do valor dado pela equação 13, e a TUSD (R\$/kW) azul, mais tributos;

$$C_P = \frac{\left(\sum_{n=1}^{12} \frac{DP_n}{DFP_n} \right)}{12} \times C_U \quad (13)$$

Sendo:

C_p , o contrato de demanda ponta;

n , o mês de 1 a 12;

DP_n , a demanda ponta registrada no mês “n”;

DP_n , a demanda fora ponta registrada no mês “n”;

C_U , o contrato de demanda único.

4. A demanda fora ponta será faturada, mês a mês, considerando o contrato de demanda único utilizado na tarifa verde e a TUSD (R\$/kW) azul, mais tributos;
5. Caso haja ultrapassagens do contrato de demanda no histórico, estas serão faturadas, mês a mês, de acordo com a TUSD (R\$/kW) do respectivo posto horário multiplicada por dois, mais tributos.

Os valores obtidos a partir da auditoria das cobranças de consumo e demanda serão somados e então diminuídos do valor total cobrado na fatura. O valor obtido nesta subtração será acrescido à soma dos itens 1 a 5 e este será o valor total da fatura simulada do mês em questão. Este processo será realizado para as últimas 12 faturas deste cliente, sendo o produto final a soma dos custos das 12 simuladas, para que a análise possa ser realizada sob o âmbito do acumulado anual. Vale acrescentar que foi considerado aqui uma curva de carga “tradicional”, em que as demandas registradas na fora ponta são superiores às registradas na ponta. Caso o cenário seja inverso, basta inverter as diretrizes dos itens 3 e 4.

Caso o consumidor esteja na modalidade tarifária azul, serão realizadas 12 simulações visando a tarifa verde, desta forma:

1. O consumo ativo ponta será faturado, mês a mês, de acordo com as tarifas de aplicação verde, mais tributos;
2. O consumo ativo fora ponta será faturado, mês a mês, de acordo com as tarifas de aplicação verde, mais tributos;
3. A demanda será faturada, mês a mês, considerando como contrato de demanda único o maior valor de contrato de demanda utilizado na tarifa azul, e a TUSD (R\$/kW) verde mais tributos;
4. Caso haja ultrapassagens do contrato de demanda no histórico, estas serão faturadas, mês a mês, de acordo com TUSD (R\$/kW) fora ponta multiplicada por dois, mais tributos.

Os valores obtidos a partir da auditoria das cobranças de consumo e demanda serão somados e então diminuídos do valor total cobrado na fatura. O valor obtido nesta subtração será acrescido à soma dos itens 1 a 4 e este será o valor total da fatura simulada do mês em questão. Este processo será realizado para as últimas 12 faturas deste cliente, sendo o produto final a soma dos custos das 12 simuladas, para que a análise possa ser realizada sob o âmbito do acumulado anual.

O requisito para alteração de modalidade tarifária é dado pela equação abaixo:

$$R = A_a > A_n \quad (14)$$

Sendo:

A_a , o acumulado financeiro das 12 faturas atuais

A_n , o acumulado financeiro das 12 faturas simuladas

Desta forma, apenas será recomendado que o cliente altere a sua modalidade tarifária caso o valor acumulado anual resultante das simulações da sua conta de energia faturada a partir do outro grupo tarifário disponível seja inferior ao valor acumulado anual atual das suas faturas. Cabe ao cliente decidir se o percentual de vantagem na alteração é válido para ele ou não e assim prosseguir com a solicitação de troca.

4.2.3. Implementação em EXCEL

Foi realizada a auditoria e simulação de modalidade tarifária de 12 faturas de um consumidor A4 Verde da CEEE-D, de acordo com a metodologia proposta neste trabalho e utilizando uma planilha de EXCEL. O cenário de estudo foi de janeiro/19 a dezembro/19, desta forma, na aba “TARIFAS” foram preenchidas as tarifas A4 Verde, A4 Azul e B1 Convencional referentes ao Reajuste de 2018 da CEEE-D.

Figura 20: Fatura Janeiro/19.

Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
CONSUMO PONTA (kWh)	5194,00	2,273198	11.806,99
CONSUMO FORA PONTA (kWh)	56584,00	0,573565	32.454,58
DEMANDA (kW)	156,67	17,855365	2.797,40
DEMANDA ULTRAP.03/01/19 - 08:45 (kW)	46,67	52,224770	2.437,33
SUBTOTAL			49.496,30
CIP-CONTRIB DE ILUM PUB			23,18
SUBTOTAL			23,18

Fonte: adaptado pela Autora.

É possível constatar que os valores calculados na planilha estão em concordância com os valores cobrados na fatura. A comparação destes valores não costuma fechar 100% devido aos critérios de arredondamento utilizados pela CEEE-D. No quadro “Cálculo da Simulação da Fatura” foi obtido o custo com energia no mês de janeiro/2019, caso o consumidor estivesse na tarifa Azul. Para este mês específico, a atual tarifa Verde demonstrou vantagem, entretanto a análise de modalidade tarifária deste cliente sob o ponto de vista anual é dada pela aba “MOD. TARIFÁRIA”, apresentada na Figura abaixo:

Figura 21: Análise de Modalidade Tarifária.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	LEITURAS	MÊS 1	MÊS 2	MÊS 3	MÊS 4	MÊS 5	MÊS 6	MÊS 7	MÊS 8	MÊS 9	MÊS 10	MÊS 11	MÊS 12	
2	DEMANDA PONTA	111	135	115	113	100	77	81	74	66	75	89	98	
3	DEMANDA FORA PONTA	157	178	155	152	129	102	101	102	58	97	119	127	
4	CONTRATO ÚNICO	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
5	CONTRATO PONTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	CONTRATO FORA PONTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7														
8	CONTRATOS SIMULAÇÕES	MÊS 1	MÊS 2	MÊS 3	MÊS 4	MÊS 5	MÊS 6	MÊS 7	MÊS 8	MÊS 9	MÊS 10	MÊS 11	MÊS 12	
9	CONTRATO ÚNICO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	CONTRATO PONTA	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	
11	CONTRATO FORA PONTA	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	
12														
13	RESULTADOS	MÊS 1	MÊS 2	MÊS 3	MÊS 4	MÊS 5	MÊS 6	MÊS 7	MÊS 8	MÊS 9	MÊS 10	MÊS 11	MÊS 12	TOTAL
14	FATURA ATUAL	R\$ 49.519,48	R\$ 62.546,18	R\$ 49.519,48	R\$ 41.229,04	R\$ 38.019,26	R\$ 31.773,31	R\$ 24.084,34	R\$ 30.709,67	R\$ 30.155,70	R\$ 30.635,73	R\$ 34.570,53	R\$ 34.715,05	R\$ 457.477,77
15	FATURA SIMULADA	R\$ 50.097,22	R\$ 64.613,72	R\$ 50.578,10	R\$ 42.700,85	R\$ 37.697,07	R\$ 30.012,16	R\$ 22.850,89	R\$ 29.115,34	R\$ 29.241,30	R\$ 29.138,91	R\$ 32.691,55	R\$ 34.768,46	R\$ 453.505,58
16	VANTAGEM NA ALTERAÇÃO	-1,15%	-3,20%	-2,09%	-3,45%	0,85%	5,87%	5,40%	5,48%	3,13%	5,14%	5,75%	-0,15%	0,88%
17	ECONOMIA	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 322,19	R\$ 1.761,15	R\$ 1.233,45	R\$ 1.594,33	R\$ 914,40	R\$ 1.496,82	R\$ 1.878,98	R\$ -	R\$ 3.972,19
18														
19	RELAÇÃO DEM P/DEM FP (%)	71%	76%	74%	74%	78%	75%	80%	72%	113%	77%	75%	77%	USAR
20	CONTRATO P SUGERIDO	78	83	81	81	85	82	87	79	124	84	82	85	85 kW

Fonte: a Autora.

A figura 21 mostra que a alteração da modalidade tarifária verde para a modalidade tarifária azul promoveria uma economia de 0,88% para este cliente. Vale ressaltar que o contrato de demanda ponta utilizado para a realização das simulações deste consumidor foi calculado com base na Equação 13.

4.3. CONTRATO DE DEMANDA

Na metodologia para análise de demanda sugerida por PROCEL (2009), o objetivo é calcular um valor de demanda contratada tal que nos 12 meses seguintes se pague o mínimo possível na parcela da conta referente à demanda. É utilizado como premissa que, caso o valor contratado seja insuficiente, o consumidor pagará caro pelas ultrapassagens, ao mesmo tempo que, se o valor contratado for excessivo, o consumidor pagará por algo que não utiliza. O método é implementado em EXCEL da seguinte forma: em uma coluna, são registradas as demandas medidas nos últimos 12 meses e na coluna seguinte é realizado um teste lógico de 0 ou 1 para informar se a demanda verificada foi menor ou não do que a contratada. As duas colunas seguintes são utilizadas para calcular os pagamentos relativos ao contrato e ultrapassagens.

Figura 22: Implementação em EXCEL.

	A	B	C	D	E	F	G
1						Tarifas	
2				Contrato		Demanda	Ultrapas
3				240,0		6,33	18,99
4							
5						Pagame	
6		Ano	Mês	Demanda (kW)	Teste Lógico	Demanda	Ultrapas
7		1999	Jan	204,7	0	1519,20	0,00
8			Fev	232,9	0	1519,20	0,00
9			Mar	261,6	1	1655,93	0,00
10			Abr	267,6	2	1519,20	524,12
11			Mai	239,4	0	1519,20	0,00
12			Jun	200,3	0	1519,20	0,00
13			Jul	184,8	0	1519,20	0,00
14			Ago	209,0	0	1519,20	0,00
15			Set	239,2	0	1519,20	0,00
16			Out	211,8	0	1519,20	0,00
17			Nov	255,8	1	1619,21	0,00
18			Dez	262,7	1	1662,89	0,00
19						Total Ano 1999:	

Fonte: PROCEL (2009).

É possível observar que o processo envolve certa adivinhação, uma vez que está sendo suposto que o próximo ano será uma repetição do ano anterior. PROCEL (2009) alega que, em geral, o consumo de energia elétrica depende de vários fatores, uns previsíveis e outros imprevisíveis e que não se repetem, sendo um dos fatores mais importantes na formação da demanda de energia elétrica o clima.

4.3.1. Definições da Resolução 414

O montante de uso do sistema de distribuição – MUSD corresponde à potência ativa média, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela geração ou carga, expressa em quilowatts (kW). Os consumidores do grupo A devem informar o MUSD à distribuidora, o qual aparece na fatura de energia sob a forma da “demanda”, sendo necessário, por parte do consumidor, informar um (demanda única) ou dois valores de demanda (demanda ponta e fora ponta) dependendo da sua modalidade tarifária. É necessário entender os diferentes contextos em que o conceito da demanda pode ser utilizado:

- Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente;
- Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento.

É de responsabilidade do consumidor a solicitação de alteração do montante de uso do sistema junto à distribuidora, que deve atendê-lo mediante os seguintes casos:

- Solicitações de aumento do MUSD devem ser efetuadas por escrito, observado o prazo de 30 dias de antecedência;
- Solicitações de redução do MUSD devem ser efetuadas por escrito e com antecedência mínima de 180 dias de sua aplicação, sendo vedada mais de uma redução em um período de 12 meses.

Sempre que o consumidor solicitar um acréscimo de demanda superior a 5% do que era contratado, a distribuidora deve aplicar o chamado “período de testes”, com duração de três

ciclos consecutivos de faturamento e cujo propósito é permitir a adequação desta nova demanda contratada. É previsto que, durante o período de testes, a demanda a ser considerada pela distribuidora para fins de faturamento seja a demanda medida, exceto na situação em que a distribuidora deve considerar o maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada anteriormente à solicitação de acréscimo. Durante o período de teste, aplica-se a cobrança por ultrapassagem de demanda quando os valores medidos excederem o somatório de:

- A nova demanda contratada ou inicial;
- 5% da demanda anterior ou inicial; e
- 30% da demanda adicional ou inicial.

Faculta-se ao consumidor solicitar novos acréscimos de demanda durante o período de testes. Também é possível que, ao final do período de testes, o consumidor solicite uma redução de até 50% da demanda adicional ou inicial contratada, devendo, nos casos de acréscimo de demanda, resultar em um montante superior a 105% da demanda contratada anteriormente. A distribuidora tem o poder de dilatar o período de testes, mediante solicitação justificada do consumidor.

4.3.2. Premissas da Análise

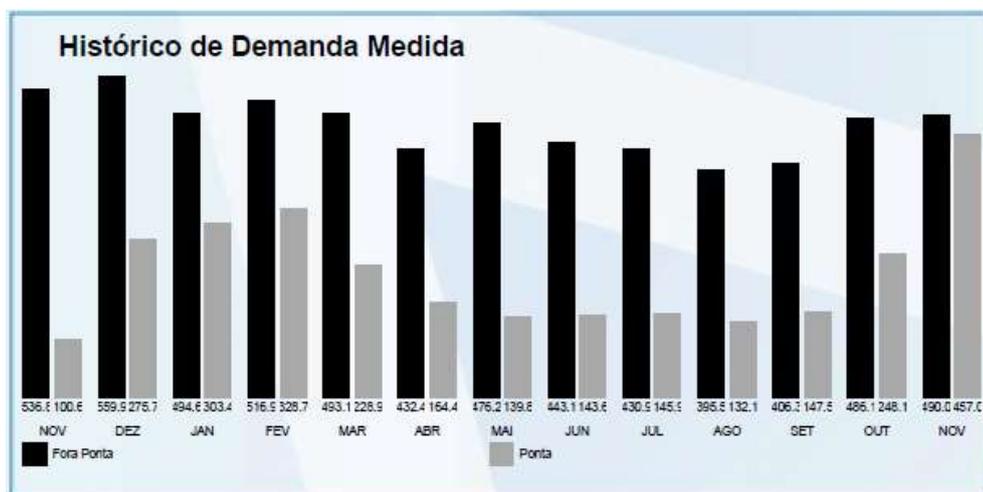
O objetivo desta análise é encontrar o cenário de contratação de demanda mais vantajoso para o perfil do cliente, seja validando que o atual contrato está adequado, seja identificando que é possível sazonalizá-lo ou pelo menos otimizá-lo.

- Sazonalização do contrato de demanda: quando a curva de carga apresenta períodos bem visíveis de consumo alto e de consumo baixo, de modo que é possível contratar pelo menos uma demanda para o período mais frio e seco, e outra para o período mais quente e úmido.
- Otimização do contrato de demanda: quando não é possível sazonalizar a demanda, mas observa-se que o valor atual de contrato está sub ou superdimensionado, sendo assim possível adequá-lo para gerar economia.

Como pré-requisito, é necessário ter em mãos o histórico dos últimos 12 meses de faturas de energia da unidade consumidora, uma vez que esta análise é realizada visando o orçamento anual despendido com energia.

Primeiro será analisado um consumidor sem sazonalidade em sua curva de carga. Na figura 14 é possível observar uma unidade consumidora que não apresenta sazonalidade, uma vez que, analisando as máximas demandas registradas neste período, não foi possível identificar períodos de alta e baixa significativos. Neste caso, a curva de carga pode ser tida como linear, mas outra opção possível seria uma curva de carga completamente aleatória.

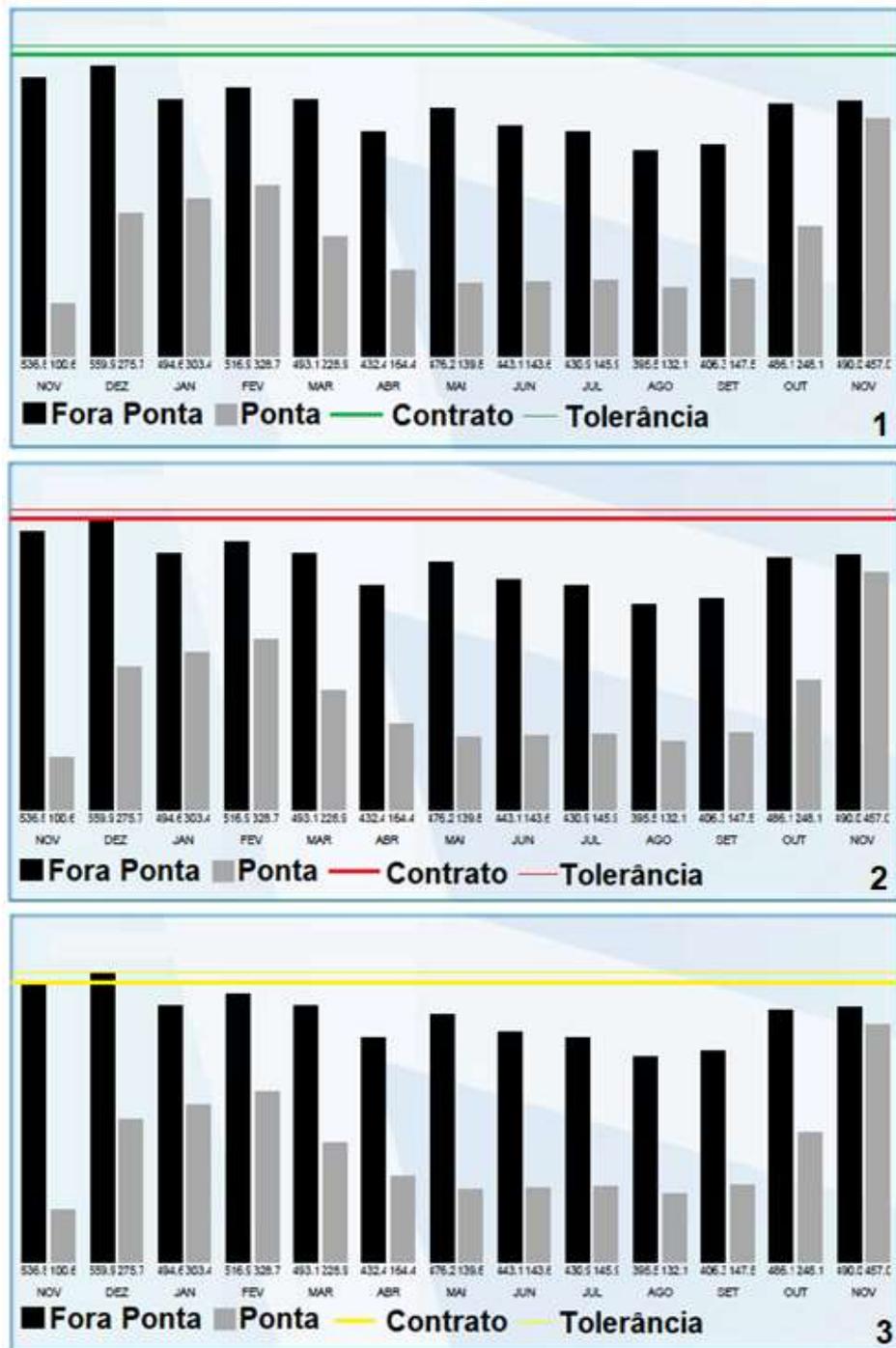
Figura 23: Consumidor sem sazonalidade.



Fonte: adaptado pela Autora.

Desta forma, o cenário ideal é que esta unidade consumidora possua um contrato único de demanda para o ano inteiro. Como trata-se de um cliente da tarifa verde, a avaliação para otimização do contrato é realizada em cima dos maiores valores de demanda registrados, independente do posto tarifário. A figura 15 demonstra como realizar a análise de demanda de forma qualitativa, uma vez que cada consumidor tem a sua própria curva de carga então valores quantitativos não são pertinentes para a metodologia. Caso o cliente fosse da tarifa azul, seria necessário avaliar um contrato anual para a ponta e outro para a fora ponta, utilizando a mesma lógica.

Figura 24: Otimização do Contrato de Demanda – Tarifa Verde.



Fonte: adaptado pela Autora.

Os três cenários de contratação de demanda apresentados acima devem ser apresentados ao cliente para que ele tome a decisão final.

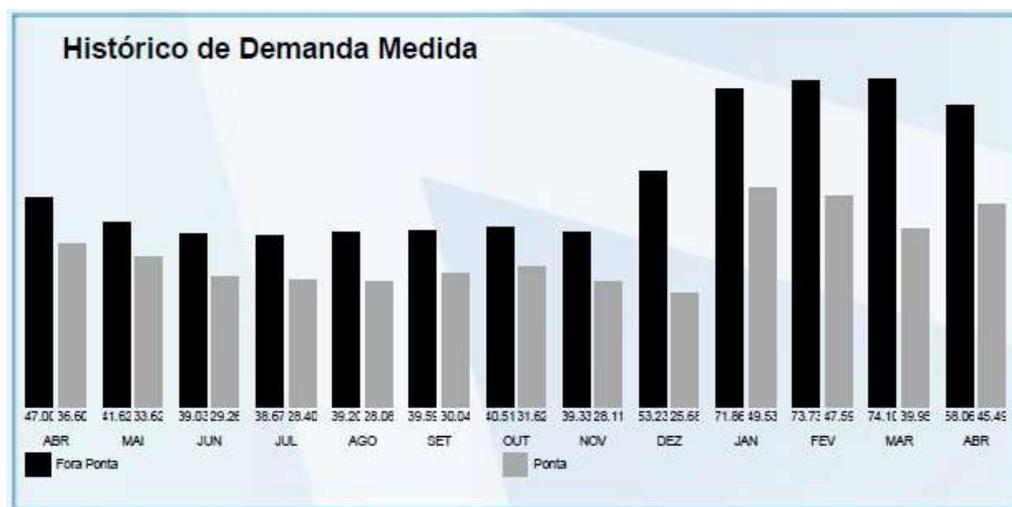
- No cenário 1, o valor de contrato utilizado está acima do máximo valor registrado no histórico e dá margem para acréscimo de consumo na instalação.

- No cenário 2, o valor de contrato utilizado está no limite do máximo valor registrado no histórico e utiliza a tolerância para dar uma pequena margem de acréscimo de consumo na instalação.
- No cenário 3, o valor de tolerância do contrato utilizado está no limite do máximo valor registrado no histórico, de forma que não dá margem para acréscimo de consumo na instalação.

Observa-se aqui a presença de um contrato mais conservador (cenário 1), um contrato mais liberal (cenário 3) e um outro contrato intermediário (cenário 2). É evidente que o contrato liberal fornece, teoricamente, maior economia para o cliente, uma vez que, frequentemente, a demanda faturada é a demanda contratada.

Agora, considerando um consumidor com curva de carga sazonal, há duas diretrizes para a realização desta análise: a diretriz conservadora e a diretriz liberal. Na diretriz conservadora, o valor de demanda contratado visa, acima de tudo, a não ocorrência de multas por ultrapassagem do contrato ao longo do ano, enquanto a diretriz liberal considera que podem ocorrer multas desta natureza ao longo do ano, desde que o orçamento anual com energia elétrica seja o mais otimizado possível. Outro fator importante é a modalidade tarifária do cliente, pois esta define se ele possuirá um contrato de demanda único ou dois contratos de demanda, um para cada posto horário. A figura abaixo representa um consumidor com o perfil de carga sazonal.

Figura 25: Consumidor com sazonalidade.

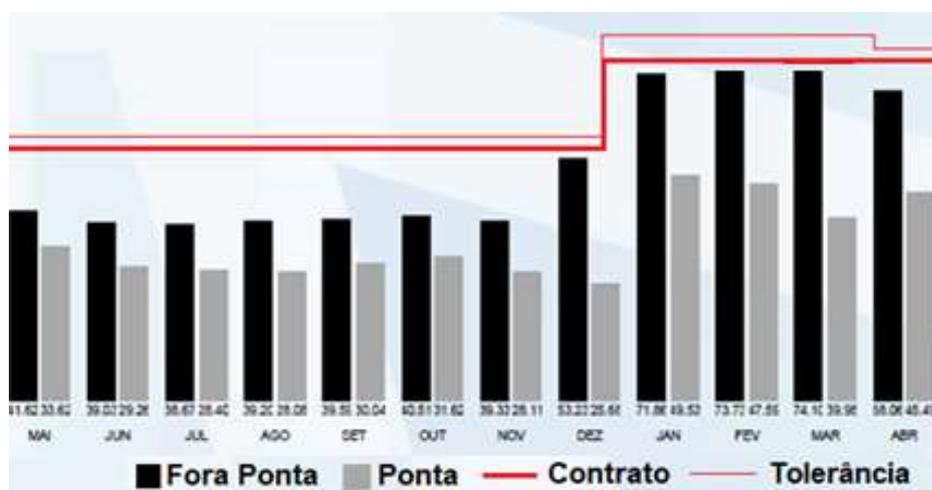


Fonte: adaptado pela Autora.

A seguir, as duas diretrizes de análise são implementadas para um consumidor da modalidade tarifária verde, portanto, a avaliação é realizada em cima dos maiores valores de demanda registrados, independente do posto tarifário. As análises de demanda serão realizadas de forma qualitativa, uma vez que cada consumidor tem a sua própria curva de carga então valores quantitativos não são pertinentes para a metodologia. Caso o cliente fosse da tarifa azul, seria necessário avaliar um contrato anual para a ponta e outro para a fora ponta, utilizando a mesma lógica.

Para este consumidor a análise foi dividida em duas partes: determinação de um valor de contrato vigente de maio a dezembro e outro vigente de janeiro a abril. Observa-se que, na figura 17, os valores de contrato utilizados estão um pouco acima dos máximos valores registrados no período de análise, e por isso dão margem para acréscimo de consumo na instalação. Os valores estão otimizados para que o cliente tenha segurança de que não irá pagar multas por ultrapassagem no contrato durante o ano, ao mesmo tempo que garante um orçamento com demanda mínimo.

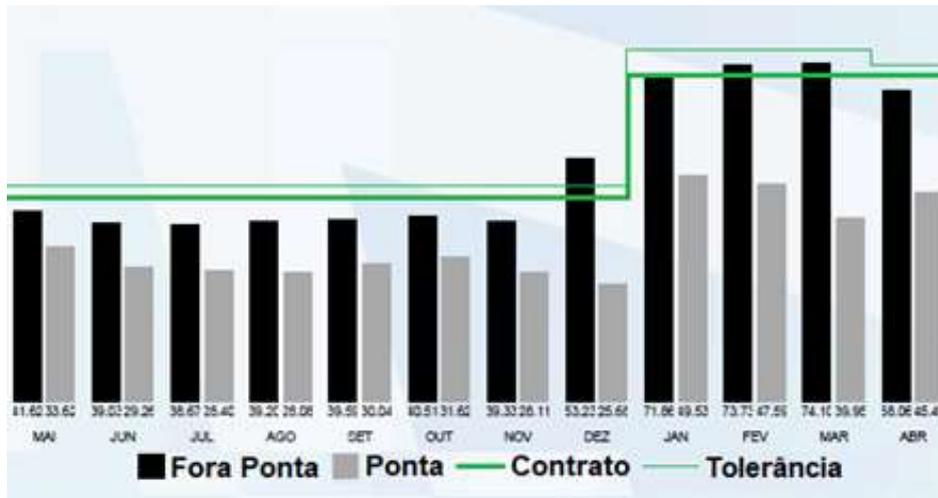
Figura 26: Contrato de Demanda Conservador - Tarifa Verde.



Fonte: adaptado pela Autora.

Realizando a análise de demanda deste mesmo consumidor utilizando a diretriz liberal, obtemos:

Figura 27: Contrato de Demanda Liberal – Tarifa Verde.



Fonte: adaptado pela Autora.

Observa-se que, na figura 18, os valores de contrato utilizados estão abaixo dos máximos valores registrados no período de análise, e os limites de tolerância dos contratos são utilizados para evitar ultrapassagens. De janeiro a março foi considerada a tolerância de contrato mais ampla, que é uma vantagem decorrente do período de testes. É evidente que na diretriz conservadora não há margem para acréscimo de consumo na instalação, entretanto os valores estão otimizados para que o cliente arque com o menor orçamento com demanda mínimo, mesmo que sejam cobradas eventuais multas por ultrapassagem de demanda. O objetivo do contrato liberal é satisfazer a seguinte relação:

$$A_d = A_{dc} > A_{dl} \quad (15)$$

Sendo:

A_d , o acumulado financeiro anual da demanda do cliente;

A_{dc} , o acumulado financeiro anual da demanda utilizando a diretriz conservadora;

A_{dl} , o acumulado financeiro anual da demanda utilizando a diretriz liberal.

Antes do fechamento dos valores de demanda que serão contratados para o ano, é importante conversar com o cliente para confirmar que o seu perfil de consumo será mantido nos patamares atuais, afinal esta análise leva em consideração os máximos valores históricos da unidade em relação ao ano anterior. É possível observar que, na diretriz conservadora, os valores de tolerância para ultrapassagem do contrato dão uma boa margem para que o

consumidor tenha acréscimo em seu consumo, entretanto na diretriz liberal, a tolerância de contrato é diretamente utilizada na análise para que se obtenha o custo anual com energia mais otimizado possível e, portanto, não dá margem para acréscimos no consumo.

4.4. FATOR DE POTÊNCIA

PROCEL (2009) alega que, em geral, a correção do fator de potência é uma das medidas mais baratas de redução de despesa com energia elétrica e sugere uma metodologia para esta análise: deve ser verificado nas 12 últimas contas de luz se o consumidor tem pago parcelas de energia e/ou demanda reativa e, caso isto esteja ocorrendo com frequência, deve ser procurada uma empresa especializada para orçamento de correção do fator de potência. O diagnóstico mais recorrente costuma ser a instalação de um banco de capacitores na entrada do alimentador da unidade de consumo, com o objetivo de corrigir o fator de potência que está demasiadamente indutivo. PROCEL (2009) sugere o seguinte cálculo para a contratação ou não do serviço:

$$A = 0,17698 \times P \quad (16)$$

Sendo P o preço orçado para o serviço, considera-se que, se o valor A encontrado for menor ou igual à soma do que o consumidor pagou nos últimos 12 meses, vale a pena contratar o serviço de correção do fator de potência. A equação 16 consiste no valor presente A de série uniforme de 10 pagamentos anuais, calculado à taxa de 12% ao ano.

4.4.1. Definições da Resolução 414

Para o entendimento do método de análise que será apresentado, é necessário ter em mente os seguintes conceitos, já definidos anteriormente neste trabalho:

- Eficiência energética: procedimento que tem por finalidade reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética;

- Energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh);
- Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

O fator de potência da unidade consumidora, para fins de cobrança, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A, sendo o valor de 0,92 o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, tido como limite mínimo permitido. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as devidas cobranças.

4.4.2. Premissas da Análise

Unidades consumidoras frequentemente possuem equipamentos que consomem energia reativa indutiva, tais como motores, transformadores, reatores para lâmpadas de descarga, fornos de indução, entre outros. Cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso a sua operação requer tanto potência ativa quanto reativa, o que significa que, enquanto a potência ativa é sempre consumida na execução de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa. Desta forma, o fator de potência é o indicador de eficiência da relação entre a energia ativa e reativa em uma instalação.

A ocorrência de excedente de reativo (baixo fator de potência) é verificada pela distribuidora através do fator de potência mensal ou do fator de potência horário. O fator de potência mensal é calculado com base nos valores mensais de energia ativa (“kWh”) e energia reativa (“kvarh”), enquanto o fator de potência horário é calculado com base nesses valores medidos de hora em hora. O faturamento para ambos os casos é previsto pela Normativa 414 e foi visto no capítulo 3.

De acordo com o Manual para Correção do Fator de Potência da WEG, a correção pode ser feita instalando os capacitores de quatro maneiras diferentes, tendo como objetivos a conservação de energia e a relação custo/benefício:

- Correção na entrada da energia de alta tensão: corrige o fator de potência visto pela concessionária, permanecendo internamente todos os inconvenientes citados pelo baixo fator de potência e o custo é elevado.
- Correção na entrada da energia de baixa tensão: permite uma correção bastante significativa, normalmente com bancos automáticos de capacitores.
- Correção por grupos de cargas: o capacitor é instalado de forma a corrigir um setor ou um conjunto de pequenas máquinas.
- Correção localizada: é obtida instalando-se os capacitores junto ao equipamento que se pretende corrigir o fator de potência.
- Correção mista: utiliza as soluções citadas acima concomitantemente.

Neste trabalho o foco não será no dimensionamento e implementação da solução técnica, mas na análise e no direcionamento da solução para o cliente. O objetivo desta análise é não só fornecer as diretrizes sob o ponto da gestão de energia para a devida correção do baixo fator de potência de uma unidade consumidora, mas também ponderar se o investimento em um banco de capacitores, ou em qualquer outra solução, é viável economicamente para o cliente. Como pré-requisito, é necessário primeiramente ter em mãos o histórico dos últimos 12 meses de faturas de energia da unidade consumidora. Logo após, deve ser verificado em cada fatura se o cliente foi cobrado pelo consumo de energia reativa excedente. As figuras 16 e 17 mostram como esta multa costuma ser discriminada.

Uma vez detectado que este tipo de multa frequentemente está presente nas faturas de energia do cliente, a empresa do setor de energia tomava as seguintes providências:

- Para unidades consumidoras cuja multa, por fatura, é inferior a 100 reais: o cliente é alertado mensalmente, porém nenhuma ação é recomendada, tendo em vista a *expertise* acerca do *payback* de casos como esse.
- Para unidades consumidoras cuja multa, por fatura, é superior a 100 reais: o cliente é alertado mensalmente e o documento de memória de massa é solicitado à distribuidora.

O documento de memória de massa fornece os dados de consumo ativo, indutivo e capacitivo diários registrados durante o período de leitura da fatura. A partir dessas informações, será possível analisar a origem do baixo fator de potência e assim diagnosticá-lo.

Junto a esta solicitação, é necessário verificar se a instalação possui cargas não lineares em seu aparato, uma vez que elas representam a maior fonte de incidência de harmônicas na rede devido a sua forma de onda de corrente e/ou tensão não acompanhar a forma de onda senoidal da tensão de alimentação da rede. A WEG cita, em seu Manual para Correção do Fator de Potência, as três seguintes categorias de cargas não lineares:

- Equipamentos com característica operativa de arcos voltaicos, tais como: fornos a arco, máquinas de solda, lâmpada de descarga e outros. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade do arco voltaico.
- Equipamentos de núcleo magnético saturado, tais como: reatores e transformadores de núcleo saturados. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade do circuito magnético.
- Equipamentos eletrônicos, tais como: inversores, retificadores, UPS, televisores, microondas, computadores e outros. A natureza da deformação da corrente é oriunda da não linearidade dos componentes eletrônicos.

A presença de qualquer uma dessas cargas na unidade consumidora é um problema para o estudo de correção do fator de potência, uma vez que as harmônicas podem interagir com os capacitores causando fenômenos de ressonância, que podem levar a sobretensões e sobrecorrentes e assim causar sérios danos ao sistema. Desta forma, a correção do fator de potência em redes com harmônicas é mais complexa e mais cara.

Com a memória de massa em mãos, é possível calcular o fator de potência horário da instalação, utilizando a equação 4. A partir da análise de ocorrência do baixo fator de potência, dois diagnósticos mostravam ser recorrentes:

1. O baixo fator de potência ocorre durante o horário comercial: necessidade de instalação de um banco de capacitores automático ou adição de células capacitivas ao banco já existente, com o objetivo de neutralizar a carga indutiva que está gerando o consumo reativo excedente.
2. O baixo fator de potência ocorre apenas no período da madrugada: provavelmente o banco de capacitores está permanecendo ligado durante o

período da madrugada. Basta configurar o timer para que o banco pare de atuar durante este período.

Após identificada a causa das multas, inicia-se a fase de cotações com empresas terceirizadas para o fornecimento e instalação de um banco ou célula capacitiva para os casos descritos em 1 e de uma visita técnica para ajuste do banco para os casos descritos em 2. A partir dos valores obtidos nas cotações, calcula-se o *payback* do investimento, comparando o valor acumulado anual cobrado em multas com o valor agregado ao investimento para a resolução do consumo de energia reativa excedente na instalação. Por fim, cabe ao cliente decidir se o investimento é válido ou não.

5. CASES DE SUCESSO

Neste capítulo serão apresentados três *cases* de sucesso da empresa do setor de energia, nos quais a metodologia de Gestão de Energia ACR foi implementada pela autora. Trata-se de três clientes diferentes, os quais obtiveram reduções significativas nos seus orçamentos anuais com energia.

- *Case 1*: A modalidade tarifária alterada do cliente 1 foi alterada;
- *Case 2*: A demanda contratada do cliente 2 foi sazonalizada;
- *Case 3*: As multas por baixo fator de potência do cliente 3 foram sanadas.

5.1. CASE 1

O primeiro *case* trata-se de um hospital localizado no litoral gaúcho, cujo perfil de consumo dava-se da seguinte forma:

- Consumo incessante: 24 horas ao dia;
- Aumento expressivo do consumo no período de verão devido à presença de veranistas.

Conforme explicado anteriormente, a tarifa verde caracteriza-se, principalmente, por um contrato único de demanda e uma tarifa mais cara para o consumo ponta, enquanto a tarifa azul caracteriza-se por um contrato de demanda para a ponta e outro para a fora ponta, e uma tarifa

mais em conta para o consumo ponta. Desta forma, unidades consumidoras que apresentam intenso consumo no horário de ponta costumam ter vantagem no uso da tarifa azul.

5.1.1. Cenário Inicial

Segue abaixo o histórico financeiro de 12 faturas deste cliente, estando na modalidade tarifária verde com uma demanda contratada sazonalizada de 110 kW e 165 kW:

Figura 28: Histórico Financeiro - 12 Meses de Fatura.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

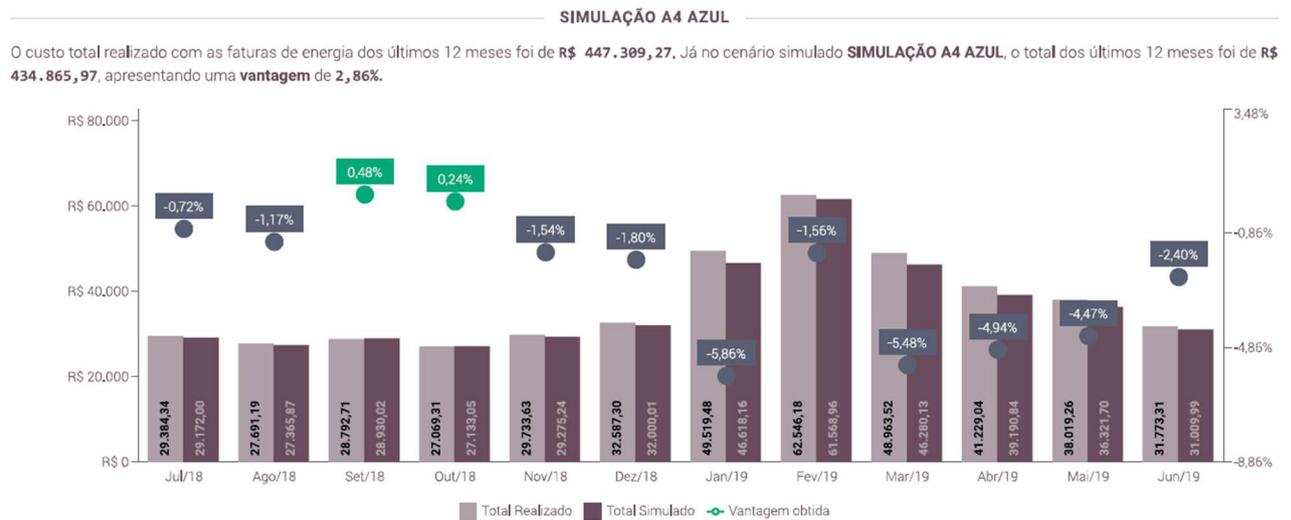
5.1.2. Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia

Durante 12 meses (de julho/18 a junho/19), os dados de consumo e demanda das contas de energia deste cliente foram simulados a partir da tarifa A4 Azul, considerando o seguinte cenário de contratação sazonalizada de demanda:

- Período seco: 90 kW para a ponta e 110 kW para a fora ponta.
- Período úmido: 145 kW para a ponta e 165 kW para a fora ponta.

A comparação entre os resultados obtidos nas simulações e os valores pagos pelo cliente em suas faturas ao decorrer deste período são apresentados abaixo:

Figura 29: Simulações Tarifa A4 Azul.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

A partir do gráfico acima é possível observar que a alteração tarifária não é vantajosa em todos os meses, entretanto no acumulado anual, a troca da tarifa A4 verde para a tarifa A4 azul, com os contratos acima estabelecidos, apresenta uma economia expressiva. Desta forma, após alinhamento com o cliente e agindo de acordo com a Normativa 414, foi solicitada a alteração de modalidade tarifária, a qual passou a vigorar em janeiro/2020.

Figura 30: Fatura Jan/20.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Janeiro/2020			
HOSPITAL					Período Fiscal: 01/01/2020			
Endereço:					Emissão: 09/01/2020			
Bairro:					Apresentação: 10/01/2020			
Torres - RS CEP:					Próxima Leitura Prevista: 10/02/2020			
CNPJ: IE:					Número de Dias Faturados: 33			
Tipo de Tarifa: Horária Azul Tensão Contratada (V): 13800 Subgrupo de Tensão: A 4					Equipamento: 33505280			
Contrato: Demanda Contratada (kW): 0 (TP)145(PT)165(FP)					Dem. Máx. Ponta(kW): 123,65			
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividades					Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 153,6			
Etapa / Livro / Seq: 55 / A00236 / 12					Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):			
					Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):			
					Perdas de Transformações (%): 0,00			

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0960	06/DEZ	08/JAN	5290,00	CONSUMO PONTA (kWh)	5290,00	0,773898	4.093,92
Consumo F.Pta	9,6000	303717,81	279658	60537,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	60537,00	0,505606	30.601,81
Demanda Pta	0,3840	255	322	123,65	DEMANDA PONTA (kW)	123,65	44,320663	5.480,25
Demanda F.Pta	0,3840	330	400	153,60	DEMANDA FORA PONTA (kW)	165,00	20,033939	3.305,60
Demanda Pta	0,3840	15407	15729	123,65	ADIC.BAND. AMARELA (kWh)			1.375,10
Demanda F.Pta	0,3840	21789	22189	153,60	SUBTOTAL			44.856,68
Ener.Reat.Exed. Pta	0,0960	62959	62959	0,00				
Ener.Reat.Exed. F.Pta	9,6000	30,1599	30,1599	0,00	CONTRIB.ILUM.PUB.PREFEITURA			23,18
Dem. Reat.Exed. Pta	0,0960	53358	54512	110,78	SUBTOTAL			23,18
Dem. Reat.Exed. F.Pta	0,0960	77208	78682	141,50				

Fonte: CEEE-D.

Somando todos os itens discriminados, o custo total da fatura fechou em R\$ 44.879,86. Simulando esta mesma fatura a partir da tarifa A4 verde e considerando o contrato de 165 kW utilizado para o período úmido, obtemos os seguintes resultados:

Quadro 6: Comparação Jan/20.

Valor simulação fatura Jan/20	Valor total da fatura	Vantagem na alteração tarifária para este mês
Tarifa A4 Verde	R\$ 45.301,59	0,931%

Fonte: a Autora.

Esta comparação deve ser realizada todo mês a fim de que seja certificada a vantagem na modalidade tarifária azul, lembrando que só é permitido uma alteração por ano, de acordo com a REN 414.

5.2. CASE 2

O segundo *case* trata-se de um hotel localizado na região central de Porto Alegre, cujo perfil de consumo dava-se da seguinte forma:

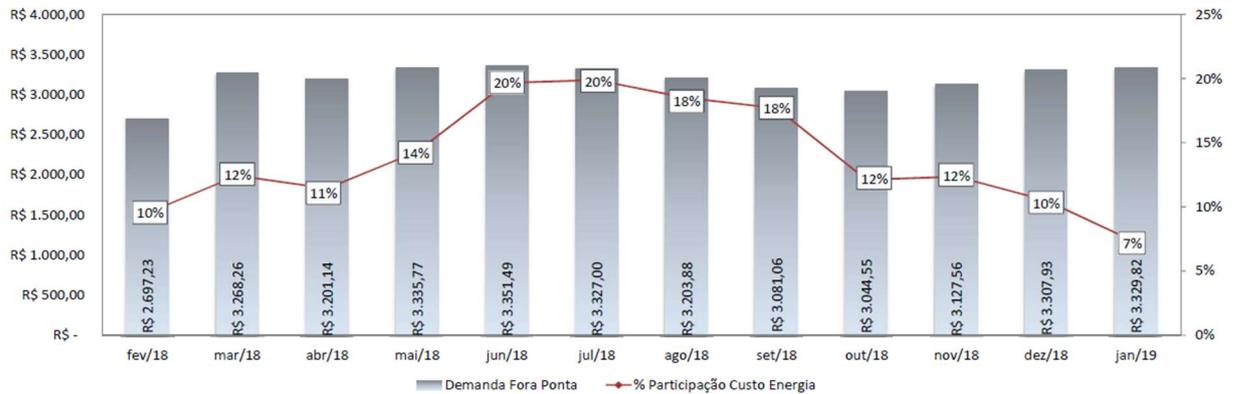
- Consumo incessante: 24 horas ao dia;
- Aumento expressivo do consumo no período de verão devido ao uso de ar condicionado.

Unidades consumidoras que possuem curvas de carga que variam de acordo com as estações do ano costumam apresentar vantagem em um contrato de demanda sazonalizado em inverno e verão. Esta sazonalização no consumo frequentemente se dá pelo uso do ar condicionado, que representa um acréscimo de carga significativo, ainda mais quando estamos falando de empreendimentos comerciais e industriais.

5.2.1. Cenário Inicial

A unidade consumidora estava adequadamente inserida na tarifa A4 verde e possuía um contrato de demanda fixado em 180 kW. Abaixo segue o histórico de 12 meses do valor mensal da fatura e o respectivo percentual que o custo da demanda representou dentro do valor total.

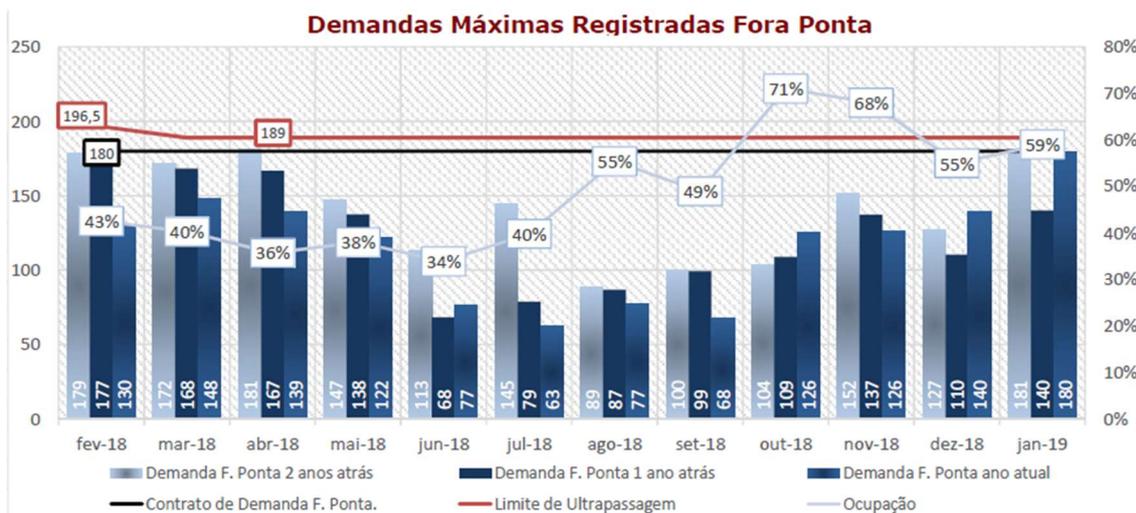
Figura 31: Custo da Energia em 2018/2019.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

Nota-se um decaimento expressivo do percentual de representatividade da demanda durante o período de temperaturas mais altas e isto deve-se ao fato do valor contratual de 180 kW estar adequado para a estação mais quente do ano, conforme é possível constatar na figura abaixo, que mostra as máximas demandas registradas neste período (leituras realizadas durante o período de fora de ponta).

Figura 32: Máximas Demandas do Período.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia

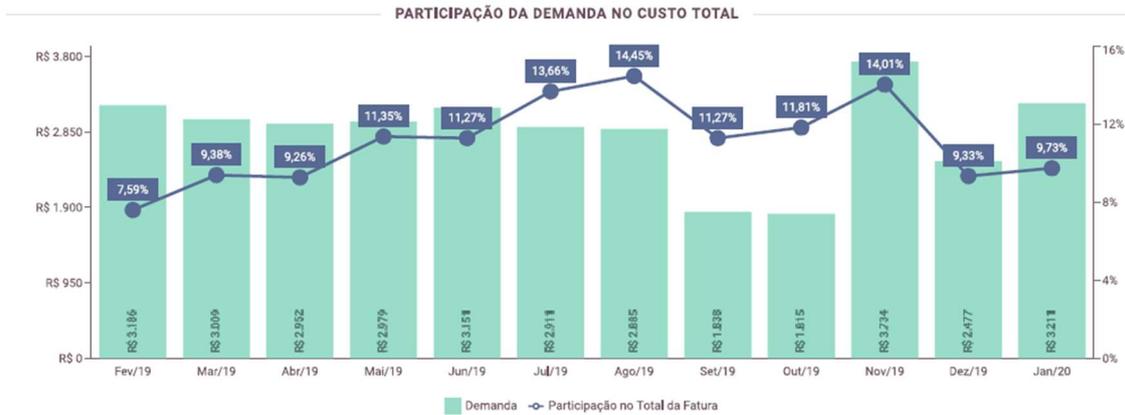
5.2.2. Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia

Após estudo da curva de carga e alinhamento com o cliente, o contrato de demanda foi sazonalizado da seguinte forma:

- 180 kW de dezembro a junho;
- 100 kW de julho a novembro.

O gráfico abaixo mostra como ficou a relação custo total da fatura e percentual relativo à demanda.

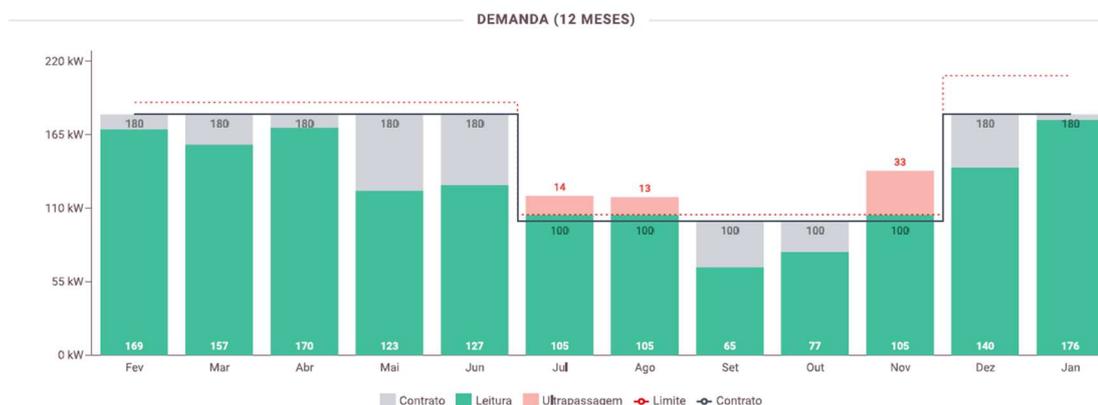
Figura 33: Custo Energia 2019/2020.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

Observa-se que a redução do contrato durante o período seco reduziu significativamente o percentual da demanda frente ao restante da fatura na maioria dos meses desse período. Seguem abaixo os valores máximos de demanda registrados neste período, que corresponderam ao posto fora de ponta:

Figura 34: Máximas Demandas do Período.



Fonte: Relatório Empresa do setor de Energia.

A partir da análise da figura acima, é possível constatar que foi aplicada uma sazonalização de demanda mais liberal para este cliente, uma vez que se observa a presença de ultrapassagens no contrato. Conforme explicado anteriormente, a diretriz de análise mais liberal considera a ocorrência destas multas, mas garante, sob o ponto de vista anual, um orçamento com energia o mais otimizado possível. Comparando a soma anual dos valores mensais gastos com demanda apresentados nas figuras 22 e 24, obtemos:

Quadro 8: Resultados.

Contrato de demanda	Custo anual com a demanda
180 kW fixo	R\$ 38.272,39
Sazonalizado em 110 kW e 180 kW	R\$ 34.148,00

Fonte: adaptado pela Autora.

Desta forma, a economia obtida pelo cliente foi de 10%.

5.3. CASE 3

O terceiro *case* trata-se de um hotel localizado na região norte de Porto Alegre, cujo perfil de consumo dava-se da seguinte forma:

- Consumo incessante: 24 horas ao dia;
- Aumento expressivo do consumo no período de verão devido ao uso de ar condicionado.

Unidades consumidoras que possuem curvas de carga que variam de acordo com as estações do ano costumam apresentar vantagem em um contrato de demanda sazonalizado em inverno e verão. Esta sazonalização no consumo frequentemente se dá pelo uso do ar condicionado, que representa um acréscimo de carga significativo, ainda mais quando estamos falando de empreendimentos comerciais e industriais.

5.3.1. Cenário Inicial

A unidade consumidora estava adequadamente inserida na tarifa A4 verde e possuía um contrato de demanda sazonalizado em 100 kW para o verão e 80 kW para o inverno, entretanto estava pagando multas recorrentes por baixo fator de potência, conforme mostra o histórico abaixo.

Figura 35: Histórico de Multas.

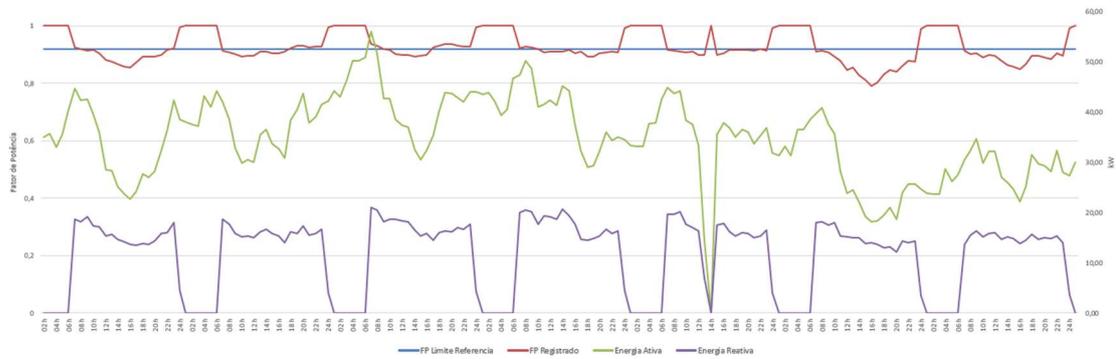
Mês	Multa
jan/18	R\$ 430,50
fev/18	R\$ 475,63
mar/18	R\$ 314,06
abr/18	R\$ 470,85
mai/18	R\$ 392,67
jun/18	R\$ 274,89
jul/18	R\$ 164,80
ago/18	R\$ 190,44
set/18	R\$ 237,26
out/18	R\$ 385,19
nov/18	R\$ 407,43
dez/18	R\$ 126,56
Total:	R\$ 3.870,29

Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

Para realizar a análise e diagnosticar o problema, foi solicitado para a CEEE-D a memória de massa do mês de maior multa, isto é, da fatura de abril/2018. Além disso, foi confirmado que não havia cargas não lineares na instalação. A partir da análise do documento

fornecido pela CEEE-D, foi possível observar um padrão de comportamento do fator de potência da instalação para o período analisado, conforme apresenta a figura abaixo.

Figura 36: Análise Memória de Massa.



Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

É possível observar que, durante o período da madrugada, o fator de potência está fixado em 1, que é o valor de excelência. Entretanto, basta que se inicie o período do dia para que o fator de potência decaia para abaixo do valor mínimo de 0,92 e assim seja gerada a multa. Isto significa que o conjunto de equipamentos utilizados pelo hotel está gerando uma curva de carga demasiada indutiva e, portanto, se faz necessário a instalação de células capacitivas para neutralizar este consumo reativo e corrigir o fator de potência.

5.3.2. Cenário Pós Implementação da Gestão de Energia

Foi dimensionada uma célula capacitiva de 10 kVar com timer para a correção do fator de potência, sob o custo de aproximadamente R\$ 2.000,00. Analisando o valor anual das multas e o valor que seria investido nesta adequação, observa-se que o investimento se paga em menos de um ano. A instalação foi realizada na primeira quinzena de dezembro/18, de modo que as multas já vieram zeradas na fatura de janeiro/19.

Figura 37: Fatura Jan/19.

Cliente e UC (Unidade Consumidora)					Dados Leitura: Janeiro/2019			
Endereço:					Período Fiscal: 01/01/2019			
Bairro:					Emissão: 18/01/2019			
Porto Alegre - RS CEP:					Apresentação: 21/01/2019			
CNPJ: IE:					Próxima Leitura Prevista: 18/02/2019			
Tipo de Tarifa: Horária Verde					Tensão Contratada (V): 13800		Subgrupo de Tensão: A 4	
Contrato:					Demanda Contratada (kW): 100 (TP)		Número de Dias Faturados: 31	
Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Outros Serviços e Outras Atividade							Equipamento: 33504431	
Etapa / Livro / Seq: 61 / A00750 / 9							Dem. Máx. Ponta(kW): 94,46	
							Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 98,24	
							Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):	
							Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):	
							Perdas de Transformações (%): 2,50	

Produto	Const.	Leit. Ant.	Leit. Atual	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
Consumo Pta	0,0400	17/DEZ	17/JAN	2525,00	CONSUMO PONTA (kWh)	2525,00	2,273200	5.739,83
Consumo F.Pta	4,0000	509481	570058	25063,00	CONSUMO FORA PONTA (kWh)	25063,00	0,573564	14.375,24
Demanda Pta	0,1600	154000,06	160113,03	94,46	DEMANDA (kW)	98,24	26,112276	2.565,27
Demanda F.Pta	0,1600	481	576	98,24	SUBTOTAL			22.680,34
Demanda Pta	0,1600	555	599	94,46				
Demanda F.Pta	0,1600	9343	9919	98,24				
Demanda Pta	0,1600	11280	11879	0,00	CONTRIB. ILLUM.PUB.PREFEITURA			20,09
Demanda F.Pta	0,0400	44745	44745	0,00	DADOS DE MEDIÇÃO DA MMI			59,17
Ener.Reat.Exced. Pta	4,0000	4343,4175	4343,4225	0,00	JUROS CONTA ANTERIOR			201,00
Ener.Reat.Exced. F.Pta	0,0400	35144	37230	85,53	MULTA CONTA ANTERIOR			408,12
Dem. Reat.Exced. Pta	0,0400	41737	43952	90,82	SUBTOTAL			688,38
Dem. Reat.Exced. F.Pta								

Fonte: CEEE-D.

Um ano depois, analisando o histórico de consumo reativo, foi possível observar que o problema foi de fato resolvido.

Figura 38: Histórico Multas 2019.

Período	Energia Reativa Excedente		Demanda Reativa Excedente		Total/Mês
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
Jan/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fev/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Mar/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Abr/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Mai/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Jun/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Jul/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Ago/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Set/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Out/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Nov/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Dez/19	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Total/12 Meses	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

Fonte: Relatório Empresa do Setor de Energia.

6. CONCLUSÃO

A autora propôs a padronização da Gestão de Energia do Mercado Cativo aplicada por uma empresa especialista do setor de energia, localizada em Porto Alegre, Rio Grande do Sul. Este é um serviço que visa, principalmente, a redução do orçamento anual despendido com energia pelo cliente e tem como premissa básica a análise técnica e financeira de faturas de energia. Desta forma, foi desenvolvida aqui uma metodologia para a devida implementação da Gestão de Energia ACR, voltada para consumidores de média tensão do mercado cativo, os quais representam a maior parte da cartela de clientes da empresa em questão e, conseqüentemente, o público alvo deste trabalho.

O carro chefe da Gestão de Energia ACR proposta neste trabalho é a análise de otimização ou sazonalização do contrato de demanda. A falta de conhecimento do consumidor do grupo A acerca do que é o contrato de demanda e como dimensioná-lo corretamente frequentemente acarreta unidades consumidoras com valores de demanda contratada completamente equivocados. Valores superdimensionados de demanda contratada implicam orçamentos superfaturados com energia, chegando ao ponto de casos alarmantes como um valor demanda contratada equivalente à carga total da instalação, sem o uso de nenhum fator de utilização dos equipamentos. Já valores subdimensionados de demanda implicam multa por ultrapassagem de contrato e um orçamento com energia conseqüentemente superfaturado também.

Outro ponto abordado pela metodologia e que pode gerar uma grande economia para o consumidor do grupo A é a correção do baixo fator de potência. Esta é uma cobrança traiçoeira, uma vez que, da forma como é descrita na fatura, nem parece tratar-se de uma multa relativa à eficiência energética da instalação. Além disso, há também o fato de que o conceito de energia reativa excedente por si só é complexo para quem não é da área de engenharia.

A REN 414 fornece todas as diretrizes para que qualquer interessado possa compreender e otimizar o custo de uma fatura de energia, e isto é vantajoso não só para o consumidor, mas também para a distribuidora, que ganha sob o ponto de vista de eficiência energética. Esta Normativa de referência, entretanto, é um documento extenso de conteúdo abundante e de difícil leitura, uma vez que nela são abordados conhecimentos de cunho técnico de engenharia. Tendo isso em vista e sabendo o quanto a Gestão de Energia pode ser uma ferramenta poderosa, cada vez mais empresas estão contratando terceirizadas para realizar o acompanhamento e a

otimização dos seus orçamentos relativos à energia elétrica. Desta forma, é imprescindível que as empresas do setor de energia não só padronizem o serviço prestado pelos seus funcionários, mas que também os aprimore para se manter competitiva dentro do mercado.

REFERÊNCIAS

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414. 2016. 09 set. 2010. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf>>.

REGULAMENTO DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS FORNECIMENTO EM MÉDIA TENSÃO REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA; Junho/2018; Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL, 2019). BANDEIRAS TARIFÁRIAS. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL, 2015). REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>.

MERCADOS E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (NERY, 2012); Rio de Janeiro, 2021; Eduardo Nery.

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST; Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

MANUAL PARA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA (WEG, 2009) ; Disponível em: < <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hea/h8b/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>>.

MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL, 2001) ; Disponível em: <<http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/7502/material/Apostila%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20II%20Manual%20de%20Tarifacao.pdf>>.

NOTA TÉCNICA N° 216/2020-SGT/ANEEL (ANEEL, 2020); Disponível em: <
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20202798.pdf>>.

NOTA TÉCNICA N° 50/2021–SRM/ANEEL (ANEEL, 2021); Disponível em: <
<https://www.aneel.gov.br>>.