

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

BRUNO BILLO FIORENZA

**DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE ANÁLISE TARIFÁRIA E
COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS POR TRANSGRESSÃO DE INDICADORES DE
CONFIABILIDADE**

**Alegrete
2015**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

A000o Fiorenza, Bruno Billo

Desenvolvimento de uma Ferramenta de Análise Tarifária e Compensações Financeiras por Transgressão de Indicadores de Confiabilidade.
73 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -- Universidade Federal do Pampa, BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2015.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. (categoria). I. Título.

Autoria: Bruno Billo Fiorenza

Título: DESENVOLVIMENTO DE UMA FERRAMENTA DE ANÁLISE TARIFÁRIA E
COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS POR TRANSGRESSÃO DE INDICADORES DE
CONFIABILIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte das atividades para a obtenção
do título de Bacharel em Engenharia Elétrica
do Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Pampa.

Os componentes da banca, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado

	Nome	Titulação	Instituição	Assinatura
1	Ana Paula Carboni de Mello	Prof. Me.	unipampa	
2	José Wagner Maciel Kaehler	Prof. Dr.	unipampa	
3	Eduardo Machado dos Santos	Prof. Dr.	unipampa	

Data da aprovação: 5 de Dezembro de 2015.

Dedico este trabalho a meus pais, **Arli** e **Marilim** que não mediram esforços para me dar apoio, compreensão e amor quando eu precisei, a minhas madrinhas **Marilú** e **Lurdes** (in memoriam) que sempre me incentivaram para a realização desse sonho. Eu os amo do fundo do meu coração.

AGRADECIMENTO

Agradeço a minha mãe Marilim dos Santos Billo que nunca mediu esforços para me proporcionar educação e sempre esteve ao meu lado quando eu mais precisei. Exemplo de mulher e mãe.

Ao meu pai Arli Fiorenza por todo o apoio necessário nas dificuldades acadêmicas, sempre me ajudando de todas as formas possíveis.

Agradeço a minha orientadora Ana Paula Carboni de Mello que acreditou em mim no momento mais difícil da graduação e me deu o apoio necessário para que eu conseguisse concluir o trabalho.

A minha família que sempre acreditou no meu potencial, pela ajuda, aconselhamento e amor.

A todos os colegas que de uma forma ou de outra contribuíram com discussões produtivas sobre o trabalho.

Aos amigos da “curva de rio” que tiveram grande importância durante a jornada acadêmica, sinônimos de solidariedade, companheirismo e caráter.

Aos professores que foram grandes mestres em passar seu conhecimento.

A Deus, presente em todos os momentos.

"Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível." (Charles Chaplin)

RESUMO

Estudos detalhados sobre a legislação vigente das modalidades tarifárias aplicadas no Brasil são importantes no que diz respeito a melhor adequação dos clientes em determinada tarifa, fazendo com que os custos com a fatura de energia sejam os menores possíveis. Da mesma forma, o acompanhamento das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade, informado nas faturas de energia, permite que o cliente atue como um agente fiscalizador dos serviços prestados pelas distribuidoras. Neste sentido, o trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a análise das diferentes modalidades tarifárias e cálculo das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade para unidades consumidoras atendidas em alta tensão. A ferramenta desenvolvida realiza o cálculo das modalidades tarifárias, retornando a melhor opção de contrato de energia para o consumidor, fornecendo indicativos quanto a possível redução no valor da fatura de energia. Também permite que o consumidor tenha um maior controle sobre as penalidades por transgressão dos indicadores individuais. Para comprovar o desempenho da metodologia de análise na ferramenta desenvolvida, foram realizados estudos de caso considerando clientes da região da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul na cidade de Alegrete.

Palavras-Chave: Análise Financeira; Indicadores de Confiabilidade; Modalidades Tarifárias; VBA.

ABSTRACT

Detailed studies of the current legislation of the tariff arrangements applied in Brazil are important with regard to better match customer in a certain rate, causing the cost of energy bills are kept to a minimum. Similarly, the monitoring of financial compensation for breach of reliability indicators, informed on energy bills, allows the client to act as a supervisory agent of the services provided by distributors. In this sense, the study aims to develop a computational tool for the analysis of different pricing methods and calculation of financial compensation for breach of reliability indicators for consumer units served in high voltage. The developed tool performs the calculation of tariff arrangements, returning the best power contract option for the consumer, providing indications as to possible reduction in energy invoice amount. It also allows the consumer has more control over the penalties for transgression of individual indicators. To prove the performance of the analysis methodology developed in the tool were conducted case studies of customers considering the Border West of the Rio Grande do Sul region in the city of Alegrete.

Keywords: Financial Analysis; Reliability Indicators; Tariff Arrangements; VBA.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Composição do Grupo B.....	26
Figura 3.2 - Composição do Grupo A.....	27
Figura 3.3 - Bandeiras Tarifárias	28
Figura 3.4 - Componentes da tarifa de energia elétrica	30
Figura 3.5 - Composição da tarifa em reais para uma conta de R\$ 100,00	32
Figura 3.6 - Evolução dos indicadores DIC e FIC	39
Figura 4.2 - Tela inicial da ferramenta.....	47
Figura 4.3 - Tela histórico anual referente a Modalidade Tarifária Verde.....	49
Figura 4.4 - Tela histórico anual referente a Modalidade Tarifária Convencional.	50
Figura 4.5 - Tela referente a Tarifa Convencional para um ciclo de faturamento .	50
Figura 4.6 - Cálculo compensações financeiras.....	51
Figura 5.1 – Comparação entre a demanda contratada e demanda faturada	59
Figura 5.2 - Tela da análise tarifária Unipampa para Modalidade Convencional .	60
Figura 5.3 - Tela da análise tarifária para tarifa verde	60
Figura 5.4 - Análise	61
Figura 5.5 - Análise modalidade convencional para o contrato otimizado.....	63
Figura 5.6 - Análise modalidade verde para o contrato otimizado.....	64
Figura 5.8 – Comparação entre a demanda contratada e demanda faturada no cliente rural irrigante	67
Figura 5.9 – Análise da tarifa convencional obedecendo condições atuais de contrato	68
Figura 5.10 – Análise tarifa verde obedecendo condições atuais de contrato	68
Figura 5.11 – Análise tarifa verde retornando melhor demanda a se contratar....	69
Figura 5.12 - Dados da fatura para cálculo dos indicadores	71
Figura 5.13 - Cálculo do indicador DIC	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Modalidades Tarifárias Portugal	19
Tabela 2.2 - Modalidades Tarifárias Chile	20
Tabela 2.3. Modalidades Tarifárias no Reino Unido.....	21
Tabela 3.1 - Modalidades tarifárias no Brasil	29
Tabela 3.2 – Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Convencional	33
Tabela 3.3 - Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Azul	35
Tabela 3.4 - Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Verde	36
Tabela 5.1 - Valor em reais da análise para contrato sem otimização	62
Tabela 5.2 - Valor em reais para análise do contrato otimizado.....	65
Tabela 5.3 - Demanda contratada no período analisado	66
Tabela 5.4 - Comparação em reais das modalidades tarifárias analisadas	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI - *Advanced Metering Infrastructure*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*).

CNE – *Comisión Nacional de Energia*

DEC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC – Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

DICRI – Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia Crítico

DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

ENS – Energia não suprida

ERSE – Entidade Reguladora dos serviços Energéticos

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FEP – Fundamentos em Potência

FET – Fundamentos em transformadores

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

IEC - *International Electrotechnical Commission*

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MT – Média Tensão

ONS – Operador Nacional de Sistema

PRODIST – Revisão dos Procedimentos de Distribuição

PRORET – Procedimento de Regulação Tarifária

SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*)

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia

VBA – *Visual Basic for Applications*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL	13
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos	16
1.2.1	Objetivo Geral	16
1.2.2	Objetivos Específicos	16
1.2.3	Organização do trabalho	16
2	MODALIDADES TARIFÁRIAS E INDICADORES DE CONFIABILIDADE INTERNACIONAIS	18
2.1	Modalidades Tarifárias Internacionais	18
2.1.1	Portugal	18
2.1.2	Chile	19
2.1.3	Reino Unido.....	21
2.2	Indicadores de Continuidade Internacionais.....	22
2.2.1	Argentina	22
2.2.2	Bolívia.....	23
2.2.3	Chile	23
2.2.4	Estados Unidos	23
2.2.5	Semelhanças com o sistema brasileiro.....	24
3	MODALIDADES TARIFÁRIAS E INDICADORES DE CONFIABILIDADE NO BRASIL.....	25
3.1	Modalidades Tarifárias no Brasil	25
3.1.1	Grupo B	25
3.1.2	Grupo A	26
3.1.3	Bandeiras Tarifárias	27
3.2	Cálculo das modalidades tarifárias	30
3.2.1	Tarifa Convencional	32
3.2.2	Tarifa Azul	34
3.2.3	Tarifa Verde.....	35
3.3	Indicadores de confiabilidade no Brasil.....	36
3.3.1	Indicadores Coletivos	37
3.3.2	Indicadores Individuais.....	37
3.4	Cálculo dos indicadores de continuidade	38
3.5	Cálculo das compensações financeiras	41
3.6	Crterios para aplicação das compensações financeiras	43

4	METODOLOGIA	45
4.1	Arquitetura Proposta.....	45
4.2	Construção da Ferramenta.....	46
4.3	Detalhamento dos Módulos da Ferramenta.....	48
4.4	Acompanhamento das compensações financeiras.....	51
4.5	Análise da memória de massa	51
5	RESULTADOS	58
5.1	Estudo de caso: Universidade Federal do Pampa	58
5.1.1	Análise do contrato atual.....	59
5.1.2	Análise do contrato otimizado	62
5.2	Estudo de caso: Consumidor rural irrigante	65
5.2.1	Análise do contrato sem otimização	67
5.2.2	Análise do contrato com otimização	69
5.2.3	Compensações financeiras.....	70
5.2.4	Memória de massa.....	72
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	76

1 INTRODUÇÃO GERAL

Nos dias atuais, com a competição por melhores preços nos mais diversos setores da indústria, é necessário encontrar maneiras de reduzir os custos com energia elétrica e ter um maior controle sobre as variáveis que envolvem a fatura de energia. Muitos consumidores, especialmente classificados pelas distribuidoras de energia como “Grandes Clientes” atendidos em média e alta tensão, muitas vezes têm dificuldades em associar o melhor contrato de energia a suas necessidades de consumo, fazendo com que hajam custos desnecessários na fatura de energia ou, até mesmo, estejam inseridos de forma inadequada na modalidade tarifária para o faturamento de energia elétrica.

No Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é quem fiscaliza e regula os serviços relacionados à produção, transmissão e comercialização de energia elétrica de acordo com as diretrizes firmadas pelo governo federal. As modalidades tarifárias vigentes no país obedecem à distinção quanto aos grupos e subgrupos tarifários, onde existe o Grupo B que obedece a lógica referente à classe de atendimento e o Grupo A tem distinção em relação à tensão de atendimento, composto pelos subgrupos: A1 (Tensão igual ou superior a 230 kV), A2 (tensão entre 88 kV e 138 kV), A3 (Tensão de atendimento em 69 kV), A4 (Tensão entre 2,3 kV a 44 kV) e AS (Tensão inferior a 2,3 kV).

Até o ano de 2014 as modalidades tarifárias do Grupo A contavam com a distinção de preço para o consumo em período sazonal (seco e úmido). A partir de janeiro de 2015 entraram em vigor as bandeiras tarifárias com a finalidade de indicar aos consumidores uma sinalização do preço da geração de energia elétrica (ANEEL, 2015).

A mudança que ocorreu para consumidores do Grupo A foi de que a partir da criação das bandeiras não há mais preços diferenciados das tarifas em relação ao período do ano e sim um acréscimo na fatura de energia dependendo de qual seja a bandeira tarifária vigente. Outro ponto importante de ser analisado em relação a Grandes Clientes são os indicadores de confiabilidade, pois muitas vezes são consumidores industriais e as interrupções no fornecimento de energia causam grandes problemas de faturamento devido à demora na retomada da produção.

No que diz respeito à continuidade do serviço operado pelas concessionárias de energia, a ANEEL publicou a Resolução 024/2000, onde foram definidos novos parâmetros quanto à qualidade de energia. A base dessa resolução era quanto aos indicadores coletivos de desempenho, sendo eles, Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). O controle sobre esses indicadores era realizado através de limites estabelecidos que variavam de acordo com análises de desempenho.

No Brasil o controle quanto ao desempenho do serviço prestado pelas concessionárias referente à qualidade de energia é realizado com base nos indicadores coletivos e individuais de continuidade. Desta forma, caso haja transgressão dos limites pré-estabelecidos há o pagamento de multa por parte da concessionária, diretamente na fatura de energia do consumidor (HASSIN, 2003).

A Resolução 024/2000 ainda revisou os indicadores individuais, como Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DIC) e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (FIC) e ainda criou um novo indicador denominado Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DMIC). Em caso de violação dos limites estabelecidos à concessionária deveria pagar multas de transgressão diretamente na fatura de energia do cliente.

O pagamento relacionado à violação de DEC e FEC vigorou até a publicação da Resolução Normativa N° 177/2005, onde as multas por transgressão desses indicadores foram extintas. A partir da Revisão dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), os indicadores individuais foram ajustados e as penalidades passaram a ser pagas apenas de acordo com

compensações financeiras ao cliente a partir do cálculo de transgressão dos indicadores individuais. Desta forma, a única maneira de controlar o pagamento através da transgressão dos indicadores passou a ser exclusivamente relacionada aos indicadores DIC, FIC, DMIC, em 2011 foi criado o indicador DICRI (Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico) a partir da resolução 071/2011 da ANEEL que visa que as concessionárias a atuar de forma mais rápida em dias críticos, fazendo com que os consumidores não fiquem tanto tempo sem que a energia seja reestabelecida.

1.1 Justificativa

Custos referentes à fatura de energia representam uma grande parcela de quaisquer atividades relacionadas à indústria. Dessa forma, são necessários estudos detalhados sobre as modalidades tarifárias e a legislação vigente para que os consumidores tenham um contrato bem ajustado, e que conseqüentemente minimize os custos da fatura de energia. O enquadramento de forma errada na estrutura tarifária que atenda as necessidades de uma determinada unidade consumidora é muitas vezes uma das principais causas de valores excessivos na fatura de energia, assim como, erros na contratação de demanda, fazendo com que haja pagamento de demanda de ultrapassagem muitas vezes desnecessário. Outro ponto importante são os pagamentos referentes às transgressões dos indicadores individuais, que são feitos pela concessionária, desta forma o cliente obtém os valores em sua fatura de energia. A construção de uma ferramenta que faça esse cálculo justifica-se no que diz respeito ao consumidor poder acompanhar de forma prévia os valores descontados na fatura e assim poder estimar seu custo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo do trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional em Excel/VBA capaz de realizar a análise das diferentes modalidades tarifárias e compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade, para os consumidores atendidos em média e alta tensão, classificados no Grupo A.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos do trabalho têm-se:

- A otimização da Modalidade Tarifária a partir do melhor enquadramento tarifário frente às características da fatura de energia do cliente analisado;
- A verificação e o acompanhamento das compensações financeiras efetuadas nas faturas por transgressão dos indicadores de confiabilidade;
- A aplicação de uma linguagem de programação acessível em ferramentas Office Excel/VBA;
- O desenvolvimento de uma ferramenta de apoio para análises técnicas de contratos de energia e verificação de indicadores, com um interface amigável para a realização dos estudos.

1.2.3 Organização do trabalho

O trabalho é dividido em seis Capítulos. Onde no capítulo 1 é apresentado a descrição geral no que diz respeito às modalidades tarifárias e os indicadores de confiabilidade.

O capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica relacionada às modalidades tarifárias e indicadores de confiabilidade no âmbito internacional, a fim de comparar com a realidade brasileira.

O capítulo 3 mostra a legislação vigente no Brasil em relação às modalidades tarifárias e indicadores de confiabilidade, assim como, a forma como são calculados.

O capítulo 4 descreve a metodologia proposta para a construção da ferramenta computacional.

O capítulo 5 apresenta dois estudos de caso para comprovar a metodologia implementada e também o cálculo de compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade.

O capítulo 6 apresenta os comentários finais, conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 MODALIDADES TARIFÁRIAS E INDICADORES DE CONFIABILIDADE INTERNACIONAIS

Neste capítulo é realizada uma breve revisão bibliográfica sobre as Modalidades Tarifárias vigentes em alguns países e também os principais indicadores de confiabilidade de energia no âmbito internacional. Por fim é feito um comparativo das principais semelhanças com o sistema brasileiro.

2.1 Modalidades Tarifárias Internacionais

2.1.1 Portugal

Em Portugal o serviço de concessão de energia, regulação e fiscalização é desempenhado pela Entidade Reguladora dos serviços Energéticos (ERSE), desta forma, a ERSE estabelece as tarifas reguladas dos serviços de distribuição em todo país.

As modalidades tarifárias definidas para Portugal continental e regiões autônomas são horossazonais, havendo distinção de preços no que diz respeito a época do ano (verão e inverno), assim como, com relação ao horário de consumo de energia (ponta, cheia, vazio, normal e super vazio). A entrega de energia é diferenciada em ciclo diário e ciclo semanal, como pode ser visto na Tabela 2.1

. Na primeira opção a tarifa de energia é cobrada de forma igual em todos os dias do ano, já na segunda opção, os postos tarifários são diferenciados de acordo com o dia da semana (WADA, 2014) (ERSE, 2015).

Tabela 2.1 – Modalidades Tarifárias Portugal

Tipo	Tensão	Componente fixa	Componente variável	Condições
Ciclo Diário	Baixa	\$/mês KVA contratado	Tarifa Horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
Ciclo Semanal	Baixa	\$/mês KVA contratado	Tarifa Horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Média	\$/mês KVA contratado	Tarifa Horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Alta	\$/mês KVA contratado	Tarifa Horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Muito Alta	\$/mês KVA contratado	Tarifa Horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida

Ainda, ressalta-se que a realização da medição para as modalidades tarifárias de Portugal é feita através de medidor de energia e de demanda em banda horária.

2.1.2 Chile

No Chile a Comisión Nacional de Energia (CNE) é o órgão regulador de energia, suas decisões são fundamentadas por status ministerial. A legislação vigente tem por princípio básico que as tarifas de energia devem representar os custos de geração, transmissão e distribuição de energia.

- Para consumidores com potência contratada superior a 2000 kW há a liberdade de preços para a contratação de comercializadores de energia. Um exemplo disso é que o cliente pode produzir sua própria energia ou comprar de forma direta de empresas geradoras.
- Já para consumidores que não se enquadram no contexto citado acima os preços são regulados. As opções tarifárias são diversas, como ilustrado na Tabela 2.2, variando de acordo com o tipo de consumo final. As tarifas contratadas tem duração de um ano, na qual, após este período o cliente pode escolher entre manter ou alterar o plano contratado. (WADA, 2014).

Os grupos tarifários são divididos em:

- I. Alta tensão, clientes conectados a rede com tensão superior a 400volts;

II. Baixa tensão, clientes conectados a rede com tensão menor ou igual a 400 volts

Cabe ressaltar ainda que a medição auferida pela concessionária varia de acordo com os seguintes tipos de medidores:

- Medidor simples de energia com limitador de potência;
- Medidor simples de energia e de potência;
- Medidor de energia e de potência em bandas horárias.

Tabela 2.2 - Modalidades Tarifárias Chile

Modalidade	Tensão	Componente fixa	Componente variável	Condições
BT1	Baixa	\$/mês	Tarifa única	Potência máxima de 10 kW
BT2	Baixa	\$/mês Potencia contratada	Tarifa única	-
BT3	Baixa	\$/mês	Tarifa única Demanda máxima	-
BT4.1	Baixa	\$/mês potência contratada na ponta e fora ponta	Tarifa horária	-
BT4.2	Baixa	\$/mês potência contratada de fora ponta	Tarifa horária demanda máxima de ponta	-
BT4.3	Baixa	\$/mês	Tarifa horária demanda máxima de ponta e fora ponta	-
AT2	Alta	\$/mês Potencia contratada	Tarifa única	-
AT3	Alta	\$/mês	Tarifa única demanda máxima	-
AT4.1	Alta	\$/mês potência contratada na ponta e fora ponta	Tarifa horária	-
AT4.2	Alta	\$/mês potência contratada de fora ponta	Tarifa horária demanda máxima de ponta	-
AT4.3	Alta	\$/mês	Tarifa horária demanda máxima de ponta e fora ponta	-

A componente fixa regulada pela CNE é composta pelo custo do medidor, caso o medidor seja de propriedade da distribuidora, além do custo do sistema de transmissão de energia e do custo dos serviços de faturamento e medição. O custo final da tarifa é composto com base no preço nodal, no Valor Agregado de Distribuição (VAD) e no Encargo do Uso do Sistema de Distribuição. Estas variáveis juntas têm por finalidade trazer receita à concessionária, retorno sobre investimentos e custear os usos do sistema de transmissão de energia.

O preço nodal consiste no preço que as concessionárias de energia devem transmitir aos clientes regulados e são definidos em duas vezes anuais (Abril e Outubro), são calculados com base no cálculo do custo marginal. Já o VAD é definido como sendo o custo médio referente ao gasto de uma concessionária (WADA, 2014).

2.1.3 Reino Unido

No reino Unido o órgão que fiscaliza e regulamenta os serviços relacionados à energia elétrica é o *Office of the Gas and Electricity Markets* (OFGEM). Com a alta aceitação da população no que diz respeito à forma como as tarifas são dispostas, o Reino Unido é visto como referência mundial no setor elétrico (OFGEM, 2015).

Os consumidores do Reino Unido tem uma ampla variedade de opções para contratação de energia. Existem oito classes de perfis, sendo que a diferenciação dessas classes está disposta na Tabela 2.3 (WADA, 2014).

Tabela 2.3. Modalidades Tarifárias no Reino Unido

Classe	Modalidade	Comp. Fixa	Comp. Var.	Condições
Classe de perfil 1	Doméstico	\$/dia	Tarifa única	Baixa Tensão
Classe de perfil 2	Doméstico	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão
Classe de perfil 3	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa única	Baixa Tensão
Classe de perfil 4	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão
Classe de perfil 5	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta <20%
Classe de perfil 6	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa horária	Baixa tensão Fator de demanda de ponta ≥20% e ≤30%
Classe de perfil 7	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa horária Dem. Contratada Dem. Ponta	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta ≥30% e <40%
Classe de perfil 8	Não-doméstico	\$/dia	Tarifa horária Dem. Contratada Dem. Ponta	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta ≥40%

As classes de consumo variam de acordo com o tipo de medidor:

- Medidor simples de energia com limitador de potência;
- Medidor simples de energia com limitador de corrente e potência em banda horária;

- Medidor de energia com limitador de corrente e de potência em banda horária;

2.2 Indicadores de Continuidade Internacionais

Indicadores de continuidade são uma realidade presente em muitos países e tem por finalidade monitorar a qualidade de fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras. A seguir são apresentadas algumas políticas internacionais referentes a indicadores de continuidade.

2.2.1 Argentina

No caso da Argentina, a regulamentação da qualidade de energia é realizada em duas etapas, sub-etapas e um período preliminar, gradualmente. O período preliminar de 12 meses é caracterizado por não haverem multas, isto se dá porque as distribuidoras e o órgão regulador precisam constituir os mecanismos de controle da qualidade de energia. Na primeira etapa, constitui-se um período de 36 ou 48 meses que varia de acordo com a concessionária, neste caso, são os índices globais de sistema que regulam o controle de continuidade. A segunda etapa é feita com base em índices individuais que controlam a continuidade, assim como, são considerados o serviço comercial, onde já são consideradas as penalidades por não cumprimento do controle de qualidade por parte das distribuidoras que não atuem de forma correta em relação aos limites estabelecidos para cada atributo da qualidade, desta forma, a multa aplicada as distribuidoras é estabelecida de acordo com a energia e potência fornecida quando os serviços não atingem a qualidade necessária (HASSIN, 2003).

2.2.2 Bolívia

A Bolívia segue as diretrizes da regulamentação argentina, mas é um regulamento de aplicação geral para todas as distribuidoras e agrega algumas regulações explícitas controladas por índices.

Em Baixa Tensão (BT) são usados índices globais DEC e FEC para avaliar a continuidade, já em Média Tensão (MT), os índices utilizados são individuais. Os índices de continuidade são avaliados anualmente, caso ultrapassem o limite previamente definido a distribuidora de energia efetua o pagamento referente à Energia Não Suprida (ENS) (HASSIN, 2003) (LUSVARGHI, 2010).

2.2.3 Chile

O Chile foi pioneiro na reestruturação do seu setor elétrico no ano de 1982, conseguindo com isso constituir um mercado competitivo na geração de energia, tal projeto, possibilitou a inserção de um importante mecanismo de remuneração, baseados em custos padrões e concessionárias-modelo, perante as distribuidoras.

O controle da continuidade é realizado com base em índices globais, fundamentados em potência (FEP, DEP) e transformadores (FET, DET), assim como índices individuais de duração (DIC) e também interrupções por consumidor. Este controle considera interrupções inesperadas e programadas maiores do que 3 (três) minutos (LUSVARGHI, 2010).

2.2.4 Estados Unidos

Nos Estados Unidos o modo como é feito o controle da qualidade é através de um índice de pontuações, os pontos interferem diretamente na lucratividade ou não da concessionária, pontos positivos são considerados incentivos e pontos negativos implicam em compensações, desta forma, a continuidade pode afetar a receita da concessionária em $\pm 5\%$.

2.2.5 Semelhanças com o sistema brasileiro

A fim de investigar o comportamento das modalidades tarifárias e indicadores de confiabilidade internacionais em relação ao Brasil, nota-se que em Portugal as modalidades tarifárias são horosazonais, ou seja, são diferenciadas conforme o período do ano e também por horários de consumo. A estrutura brasileira antes da criação das bandeiras tarifárias seguia a mesma linha de sazonalidade, pois tinha tarifas diferenciadas para período úmido e período seco, porém a partir de janeiro de 2015 com aplicação das bandeiras tarifárias este método foi extinto.

Já em relação ao Chile a estrutura brasileira se assemelha em relação aos grupos e subgrupos tarifários, onde, existe também o Grupo A, destinado a Média e Alta Tensão e o Grupo B, destinado a Baixa Tensão e enquanto no Brasil a comercialização livre de energia pode ser feita a consumidores que tenham demanda contratada maior que 3000 kW, no Chile esse limite é definido em maior que 2000 kW.

Em relação às semelhanças dos indicadores de continuidade internacionais com o Brasil, Bolívia e Chile utilizam uma estrutura parecida com a brasileira, baseando-se em índices globais para avaliar a continuidade. Já nos EUA a forma como as compensações são avaliadas através de um índice de pontuações e no Brasil são relacionadas a metas mensais, trimestrais e anuais para os indicadores de continuidade individuais, caso haja ultrapassagem dessas metas há o pagamento de compensações financeiras.

3 MODALIDADES TARIFÁRIAS E INDICADORES DE CONFIABILIDADE NO BRASIL

Neste Capítulo são apresentadas as modalidades tarifárias e os indicadores de confiabilidade regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica para o Brasil de forma detalhada. Também são exibidas as metodologias de cálculo utilizadas pela ANEEL para o enquadramento das Modalidades Tarifárias e o cálculo dos Indicadores de Confiabilidade, os quais compõe a metodologia de cálculo da ferramenta de análise desenvolvida.

3.1 Modalidades Tarifárias no Brasil

A Agência Nacional de Energia Elétrica é o órgão responsável pela regulação e fiscalização no que diz respeito à geração, transmissão e distribuição da energia elétrica no Brasil.

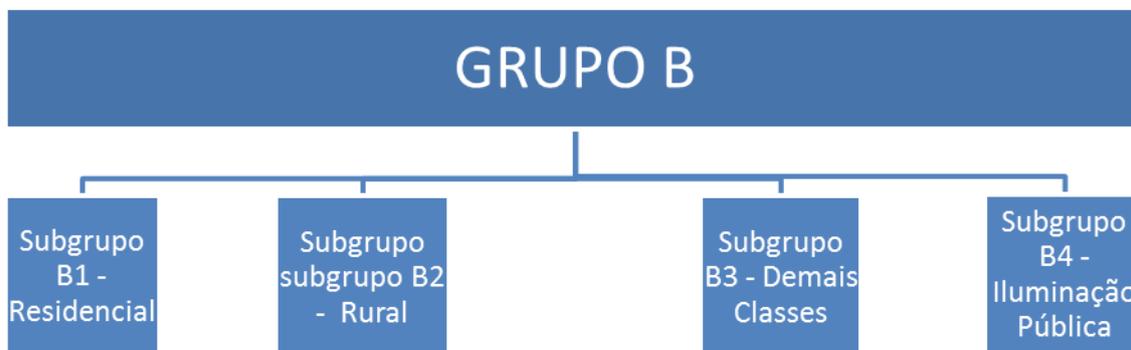
A estrutura tarifária no Brasil baseia-se em dois grupos de energia: Grupo A e Grupo B, os quais são divididos de acordo com o nível de tensão, cada grupo é dividido em subgrupos que atendem a classificações diferentes. Para os subgrupos no Grupo A tensão de atendimento é o fator de classificação nas faixas consideradas pela ANEEL. Já os subgrupos do grupo B estão relacionados às classes de atendimento e atividades desenvolvidas, como setor comercial, iluminação pública, setor industrial, cliente baixa renda, entre outros. A seguir são apresentados mais detalhes sobre estas distinções.

3.1.1 Grupo B

Segundo a resolução normativa nº 414/2010 ANEEL o grupo “B” é definido como o grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia. A Figura 3.1 mostra a divisão do grupo “B” em seus respectivos subgrupos e classes de atendimento,

como por exemplo o subgrupo B3 – demais classes, que contemplam a área industrial, comercial, serviços, poder público, serviço público e consumo próprio.

Figura 3.1 - Composição do Grupo B



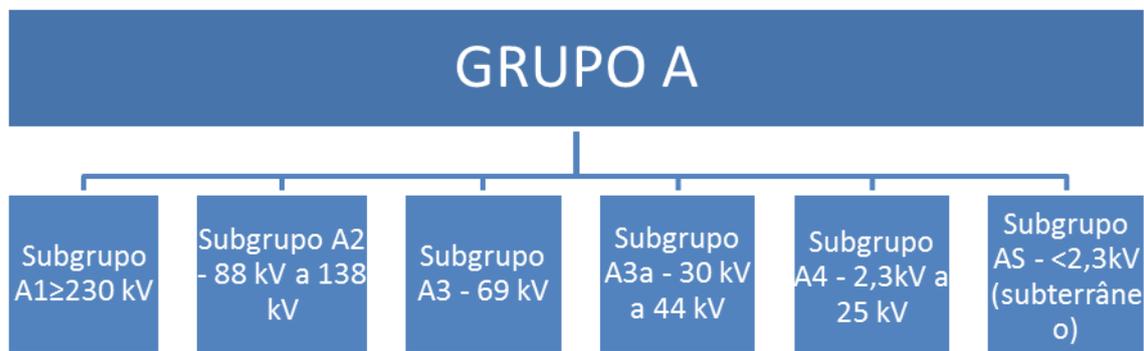
A tarifa aplicada ao grupo “B” é a tarifa convencional monômnia que, conforme a Resolução Normativa N° 479/2012 da ANEEL, é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia.

Para este grupo de consumo há também a Modalidade Tarifária horária branca que segundo a resolução normativa n° 479/2012 ANEEL é 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. Cabe ressaltar que esta modalidade ainda está em período de implementação.

3.1.2 Grupo A

Segundo a resolução normativa n° 414/2010 da ANEEL o grupo “A” é o grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômnia. A Figura 3.2 apresenta a divisão do grupo “A” em seus respectivos subgrupos e classes de atendimento.

Figura 3.2 - Composição do Grupo A



As Modalidades tarifárias aplicadas ao grupo “A”, segundo a resolução normativa nº 479/2012 ANEEL, são as seguintes:

- Modalidade Tarifária convencional Binômia:

Caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia.

- Modalidade Tarifária horária Verde:

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.

- Modalidade Tarifária horária Azul:

Caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

3.1.3 Bandeiras Tarifárias

Até o ano de 2014 as modalidades tarifárias do Grupo A contavam com a distinção de preço para o consumo em período sazonal (seco e úmido). Com a publicação da Resolução Normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015 que aprovou o submódulo 6.8 – PRORET houve a criação das bandeiras tarifárias, as quais entraram em vigor a partir de janeiro do ano de 2015. A concepção das mesmas se deu por haver a necessidade de indicar uma sinalização aos consumidores referente ao custo de geração de energia elétrica, pois em momentos que os níveis dos reservatórios estavam abaixo do ideal era

necessário utilizar fontes alternativas de geração de energia, conseqüentemente mais caras, como por exemplo, usinas termelétricas, onde não havia acréscimo sobre o valor da energia.

As Bandeiras Tarifárias de Energia aplicam-se a todos os agentes de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e têm por desígnio sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica do SIN, as quais incluem-se as concessionárias, permissionárias e cooperativas de energia, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia (TE).

A Figura 3.3 apresenta quais são as Bandeiras Tarifárias de Energia e o significado de cada uma delas.

Figura 3.3 - Bandeiras Tarifárias



A Bandeira Tarifária Verde caracteriza-se por indicar que existem condições favoráveis e, portanto mais baratas de geração de energia. Neste caso, não há acréscimo no valor da tarifa de energia. Já a Bandeira Tarifária Amarela indica que as condições de geração são menos favoráveis, havendo acréscimo na tarifa de energia e por fim a Bandeira Tarifária Vermelha sinaliza que as condições de geração não são ideais, necessitando de formas de geração mais caras, tornando o acréscimo na fatura de energia maior.

Até fevereiro de 2015, calculava-se a bandeira a ser utilizada usando os custos variáveis das usinas térmicas usadas na geração de energia. A partir de

março de 2015 o cálculo considera todos os fatores hidrológicos para compor o custo final da bandeira que entrará em vigência no mês subsequente. Para exemplificar essa mudança, observa-se que até fevereiro de 2015 para a bandeira vermelha eram cobrados R\$ 3,00 e para a amarela R\$ 1,50 a cada 100 kWh consumidos. A partir de março de 2015 o cálculo das bandeiras mudou e o custo da bandeira vermelha passou a ser de R\$ 4,50 e a amarela de R\$ 2,50, considerando também a cada 100 kWh consumidos (ANEEL, 2015).

A definição da Bandeira Tarifária para o mês subsequente será feito pela ANEEL com base em informações do Operador Nacional do Sistema – ONS.

Atualmente no Brasil a medição é realizada com medidores simples de energia e também com medidores de energia e potência ativa e reativa em banda horária. O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) está em fase de testes para homologação de medidores inteligentes que irão substituir os medidores eletromecânicos. Os novos medidores que servirão também para a implementação da Tarifa Branca, terão capacidade de processamento, armazenamento e comunicação bidirecional, estando inseridos na tecnologia (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*), com isso, a distribuidora de energia receberá dados de forma automática e em intervalos de tempo previamente programados.

Na Tabela 3.1 são apresentadas as modalidades tarifárias regulamentadas pela ANEEL para o Brasil.

Tabela 3.1 - Modalidades tarifárias no Brasil

Subgrupo	Modalidade	Componente fixa	Componente variável	Condições
Baixa Tensão (tensão < 2,3 kV)	B1 – Residencial	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Opção para baixa renda
	B2 – Rural	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Tarifas diferenciadas para cooperativas de eletrificação e serviço público de irrigação
	B3 - Demais Classes	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Comércio, consumo próprio, serviços e poder público
	B4 – Iluminação Pública	-	Tarifa única de energia	Rede de distribuição
	Branca	-	Tarifa de energia em três	Não disponível para os subgrupos B1

			bandas horárias	baixa renda, B2 e B4
Média e Alta Tensão (tensão $\geq 2,3$ kV)	Convencional	Tarifa de demanda contratada	Tarifa única de energia	Demanda contratada < 300 kW
	Verde	Tarifa de demanda contratada	Tarifa de energia em duas bandas horárias	Demanda contratada ≥ 150 kW
	Azul	Tarifas de demandas faturadas ponta e contratada	Tarifa de energia em duas bandas horárias	Compulsória para tensões ≥ 69 kV Demanda contratada ≥ 150 kW

Cabe ressaltar que o presente trabalho tem por finalidade a análise tarifária do Grupo A.

3.2 Cálculo das modalidades tarifárias

A concessionária tem o dever de levar aos seus consumidores a energia elétrica para suprimento de suas necessidades, isso implica em custos que devem ser abonados pela tarifa de energia que por sua vez deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e garantir as distribuidoras, lucros suficientes para cobrir custos operacionais e também possibilitar a realização de investimentos para expansão da capacidade e garantia do atendimento. A Figura 3.4 mostra os custos que compõem as faturas de energia elétrica.

O consumidor paga em sua fatura de energia os custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, isto tudo, aliado aos encargos e tributos que são remetidos ao poder público, como ICMS, PIS e COFINS.

Figura 3.4 - Componentes da tarifa de energia elétrica



Fonte: ANEEL, 2013.

A partir da Lei nº 10.848/2004, foram instituídos leilões públicos para determinar o preço da geração de energia que é comprada pelas concessionárias

para a comercialização a seus consumidores, a existência dos leilões implica em uma maior competição por preços, assim como, transparência no valor de compra da energia. Antes dessa lei, as distribuidoras podiam comprar livremente a energia a ser revendida, apenas com limite de preço que era definido pela ANEEL.

A geração de energia é proveniente principalmente das hidrelétricas, responsáveis por 65% da capacidade instalada no país, assim como, das termelétricas (gás natural, carvão mineral, combustíveis fósseis, biomassa e nuclear) que contém 28% da matriz energética e o restante provém de energia eólica e importação de energia de outros países. A energia elétrica é gerada, posteriormente essa energia é transmitida até os centros consumidores e por fim há a distribuição até a casa dos clientes.

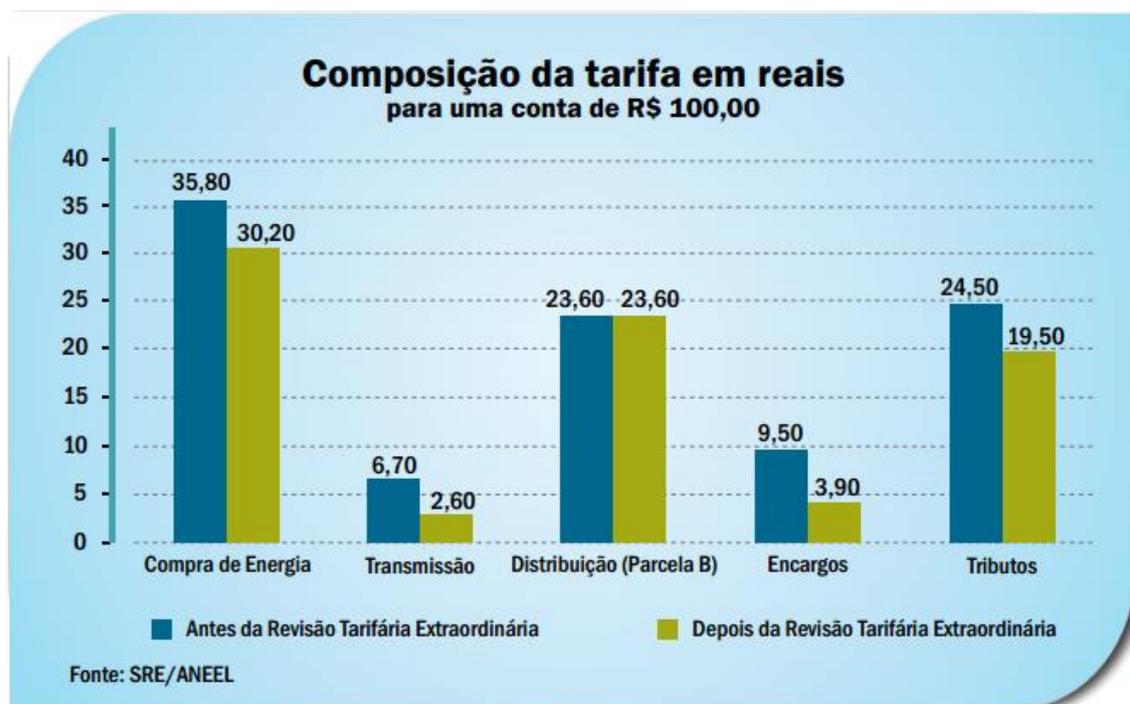
O transporte de energia caracteriza-se por ser um monopólio natural onde não há competição por este setor. Desta forma a ANEEL concentra suas atividades para garantir que sejam cobrados apenas os custos que realmente sejam relacionados com os serviços prestados, com a finalidade de trazer ao consumidor final um preço justo para a tarifa de energia elétrica.

Os encargos e tributos estão inclusos também no preço da tarifa, estes, por sua vez, são criados a partir de leis e não pela ANEEL e incidem sobre o custo de geração, transmissão e distribuição de energia.

A Figura 3.5 ilustra um exemplo da estimativa de quanto o consumidor brasileiro pagava antes da revisão tarifária e quanto paga por cada uma das parcelas em sua fatura de energia, considerando um valor médio de R\$ 100 reais.

A parcela "B" constitui custos operacionais e os custos com relação a investimentos realizados pela distribuidora, que é composto pela quota de depreciação dos seus ativos, assim como, a remuneração regulatória, definido pela ANEEL quando realiza a revisão tarifária. Pode-se observar que os custos de geração, distribuição, encargos e tributos são os mais altos e é justamente na transmissão onde há um monopólio natural que o preço é mais baixo, consolidando os esforços da ANEEL para que o preço desta parcela seja adequado.

Figura 3.5 - Composição da tarifa em reais para uma conta de R\$ 100,00



Fonte: ANEEL, 2013.

A parcela “B” constitui custos operacionais e os custos com relação a investimentos realizados pela distribuidora, que é composto pela quota de depreciação dos seus ativos, assim como, a remuneração regulatória, definido pela ANEEL quando realiza a revisão tarifária. Pode-se observar que os custos de geração, distribuição, encargos e tributos são os mais altos e é justamente na transmissão onde há um monopólio natural que o preço é mais baixo, consolidando os esforços da ANEEL para que o preço desta parcela seja adequado.

Sabendo dos componentes da tarifa de energia elétrica, a seguir serão apresentadas as modalidades tarifárias em detalhes, vigentes para o grupo A, utilizando dados da AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia.

3.2.1 Tarifa Convencional

A tarifa convencional caracteriza-se por exigir um contrato específico com a concessionária e aplica-se a consumidores que se enquadrem com tensão de

fornecimento até 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW. Caracteriza-se por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia.

A partir da publicação da resolução homologatória que abrange o terceiro ciclo de revisão tarifária, a modalidade convencional será extinta, sendo que os consumidores com demanda contratada maior ou igual a 150 kW devem ser incluídos na modalidade Tarifária Horária Verde ou na modalidade Tarifária Horária Azul. Também os que têm demanda contratada menor que 150 kW devem ser enquadrados na modalidade verde ou azul até o término de vigência do terceiro ciclo de revisão tarifária.

O cálculo da fatura de energia elétrica para a tarifa convencional é formado pelo somatório de três parcelas definidas nas equações a seguir:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de consumo} \times \text{Consumo Medido} \quad (3.1)$$

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de demanda} \times \text{Demanda Contratada} \quad (3.2)$$

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de ultrapassagem} \times (\text{Demanda medida} - \text{Demanda contratada}) \quad (3.3)$$

A tarifa convencional apresenta um valor para demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para o consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

Tabela 3.2 estão descritos os valores utilizados para o cálculo da modalidade tarifária convencional.

Tabela 3.2 – Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Convencional

Descrição	Demanda R\$/kW	Demanda Ultrapassagem R\$/kW	Energia Ativa R\$/kWh
Industria-comércio-serviço público	29,30	58,6	0,341030
Serviço público água, esgoto e saneamento	24,9050	49,81	0,289876
Rural	26,3700	52,74	0,306927
Rural Irrigante	26,3700	52,74	0,306927

3.2.2 Tarifa Azul

A modalidade tarifária horária azul é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. A partir da resolução normativa nº 479/2012 ANEEL nesta modalidade tarifária são enquadrados os consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW. Antes da resolução nº 479/2012 ANEEL enquadravam-se nesta modalidade consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada mensal inferior a 300 kW.

A Modalidade Tarifária Azul é obrigatória para consumidores que dispõem de tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

O cálculo da fatura é feito através das equações apresentadas abaixo, contemplando o somatório das parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem.

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de consumo na ponta} \times \text{Consumo medido na ponta} + \text{Tarifa de consumo fora de ponta} \times \text{Consumo medido fora de ponta} \quad (3.4)$$

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de demanda na ponta} \times \text{Demanda contratada na ponta} + \text{Tarifa de demanda fora de ponta} \times \text{Demanda contratada fora de ponta} \quad (3.5)$$

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de ultrapassagem na ponta} \times (\text{Demanda medida na ponta} - \text{Demanda contratada na ponta}) + \text{Tarifa de ultrapassagem fora de ponta} \times (\text{Demanda medida fora de ponta} - \text{Demanda contratada fora de ponta}) \quad (3.6)$$

Na Tabela 3.3 estão dispostos os valores cobrados pela distribuidora de energia que compõem o cálculo da tarifa de energia referente à Modalidade Tarifária Horária azul, Grupo A – subgrupo A4, que apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para o consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

Tabela 3.3 - Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Azul

Descrição	Demanda R\$/kW		Demanda Ultrapassagem R\$/kW		Consumo R\$/kWh	
	P	FP	P	FP	P	FP
Indústria-comércio-serviço público	21,16	14,06	42,32	28,12	0,483480	0,328080
Serviço público água, esgoto e saneamento	17,9860	11,951	35,97	23,90	0,410958	0,278868
Rural	19,0440	12,654	38,08	25,30	0,435132	0,295272

3.2.3 Tarifa Verde

A Modalidade Tarifária horária Verde é 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.

Antes da resolução normativa nº 479/2012 ANEEL a tarifa verde era aplicada a consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW.

Após a resolução, enquadram-se na Tarifa Verde consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW.

O cálculo da tarifa compreende o somatório das parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem, com diferenciação de horário de ponta e fora de ponta como apresentado nas equações a seguir.

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de consumo na ponta} \times \text{Consumo medido na ponta} + \text{Tarifa de consumo fora de ponta} \times \text{Consumo medido fora de ponta} \quad (3.7)$$

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de demanda} \times \text{Demanda contratada} \quad (3.8)$$

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada}) \quad (3.9)$$

Na Tabela 3.4 são apresentados os valores dos componentes da tarifa verde cobrados pela distribuidora, que apresenta um valor para demanda de

potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

Tabela 3.4 - Valores para o cálculo da Modalidade Tarifária Verde

Descrição	Demanda Ativa R\$/kW	Demanda Ultrapassagem R\$/kW	Energia Ativa R\$/kWh	
			P	FP
Industria-comércio-serviço público	14,06	28,12	P	FP
			0,997270	0,32808
Serviço público água, esgoto e saneamento	11,95	23,9	P	FP
			0,847680	0,278868
Rural	12,65	25,3	P	FP
			0,897543	0,295272
Rural Irrigante	12,65	25,3	P	FP
			0,897543	0,295272

Salienta-se que consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3000 kW e conectados em nível de tensão igual ou superior a 69 kV possuem liberdade de firmar contratos bilaterais de energia no Ambiente de Contratação Livre, podendo escolher seu próprio comercializador de energia, desde que satisfaçam os requisitos mínimos previstos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, clientes conectados à rede de distribuição em data anterior a esta lei, não existe restrição quanto ao nível de tensão.

3.3 Indicadores de confiabilidade no Brasil

A partir da Resolução ANEEL nº 024/2000 foram criados indicadores coletivos e individuais de continuidade, com a finalidade de analisar o desempenho das concessionárias, no caso dos coletivos e também avaliar o desempenho do serviço prestado em função de alguns índices, no caso dos individuais. As concessionárias devem informar ao cliente os índices dos indicadores, sendo passível de multa caso haja transgressão dos limites pré-estabelecidos.

Os indicadores de continuidade de serviço foram criados com o intuito da ANEEL, as distribuidoras e os consumidores terem um maior controle sobre a qualidade do serviço prestado, avaliando o desempenho do sistema elétrico. As compensações financeiras têm por finalidade beneficiar o cliente de forma que ele receba diretamente em sua fatura de energia as compensações pelo serviço que não foi oferecido de forma apropriada.

3.3.1 Indicadores Coletivos

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC caracteriza-se por avaliar o intervalo de tempo médio que cada unidade consumidora ficou sem fornecimento de energia elétrica em um determinado período de tempo, geralmente mensal.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC caracteriza-se por avaliar o número de interrupções médio que uma determinada unidade consumidora sofreu em um determinado período de tempo.

3.3.2 Indicadores Individuais

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC caracteriza-se por avaliar o intervalo de tempo que cada unidade consumidora de forma individual ficou sem o fornecimento de energia elétrica em um determinado período de apuração.

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – FIC caracteriza-se por avaliar o número de interrupções que cada unidade consumidora de forma individual submeteu-se em um determinado período de apuração.

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC caracteriza-se por representar o maior intervalo de tempo que cada unidade consumidora ficou sem o fornecimento de energia elétrica, considerando um determinado período de apuração.

Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DICRI caracteriza-se por representar o intervalo de tempo de cada interrupção em dia crítico para cada unidade consumidora.

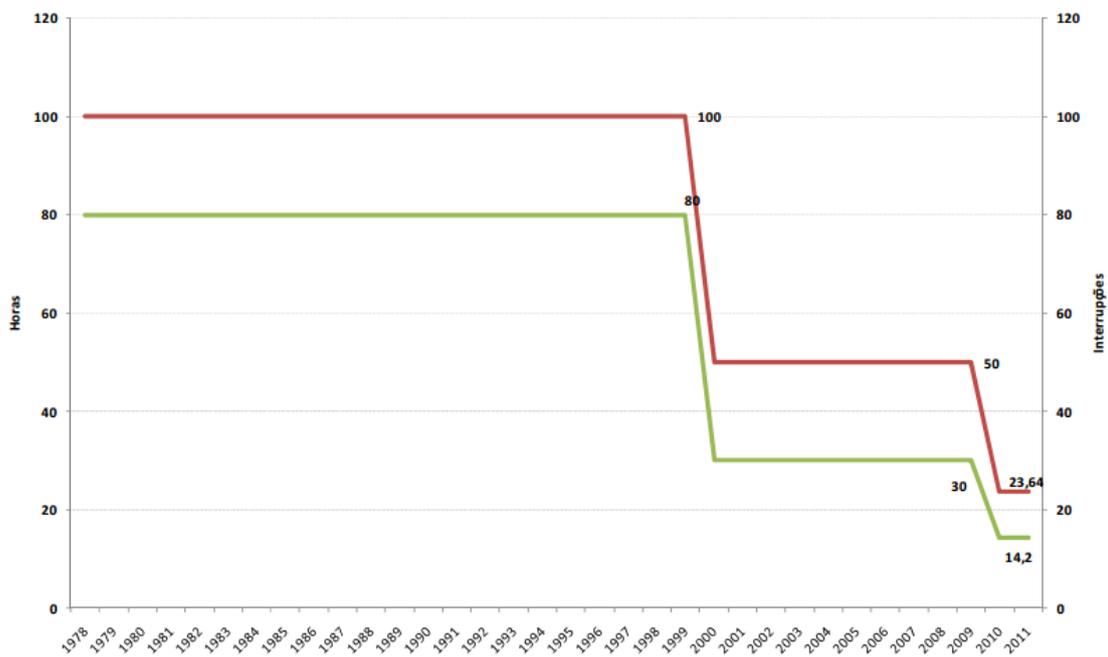
3.4 Cálculo dos indicadores de continuidade

Com a publicação da Resolução Normativa nº395, de 15 de dezembro de 2009 a ANEEL extinguiu no ano de 2010 as penalidades por transgressão de indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC), porém, os indicadores continuarão sendo usados para monitorar o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. Desta forma, as atenções voltaram-se para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI), pois, tornaram-se única forma de avaliar o impacto das interrupções para a distribuidora de energia elétrica e conseqüentemente aplicar as compensações financeiras cabíveis (ANEEL, 2011b).

A Figura 3.6 apresenta a evolução dos limites anuais de DIC e FIC a partir de 1978 até o ano de 2011, considerando uma unidade consumidora de área urbana com tensão contratada inferior a 1 kV, o conjunto considerado é de um DEC de 17 horas e um FEC de 13 interrupções.

Observa-se que existe a redução dos limites de DIC e FIC com o decorrer dos anos, como por exemplo, no ano de 2000 onde há uma queda brusca do número de interrupções, isto deu-se, pela publicação da Resolução Normativa nº 024 em 27 de janeiro de 2000, instituindo a primeira revisão nos limites dos indicadores individuais DIC e FIC, com isso, passaram a ser vinculados diretamente aos limites dos indicadores coletivos DEC e FEC. Outra medida importante adotada a partir desta resolução foi à criação do indicador individual DMIC e também a implementação de compensações financeiras para violações de limites dos indicadores de continuidade, onde as distribuídas ficaram incumbidas de efetuar pagamento na forma de abatimento na fatura aos seus clientes caso os limites fossem violados.

Figura 3.6 - Evolução dos indicadores DIC e FIC



Fonte: ANEEL, 2011.

A forma como são calculados os indicadores individuais, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST é apresentada nas equações abaixo.

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.10)$$

- b) Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC):

$$FIC = n \quad (3.11)$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC):

$$DMIC = t(i)_{\max} \quad (3.12)$$

- d) Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI):

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (3.13)$$

Onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos por hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos por hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos por hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora considerada no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada da unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Os indicadores coletivos de continuidade são calculados de acordo com as equações (3.14) e (3.15).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (3.14)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (3.15)$$

3.5 Cálculo das compensações financeiras

Em caso do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC serem violados em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), é dever da distribuidora realizar o cálculo da compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e dessa forma efetuar o crédito da fatura em até dois meses após o período de apuração. No caso do limite de continuidade individual do indicador DICRI ser violado, será dever de a distribuidora calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e realizar o crédito na fatura de energia no prazo de até dois meses após o período de apuração.

Quando o valor integral ou crédito remanescente ultrapassar o valor da fatura mensal, pode-se parcelar o valor da compensação a ser creditado na fatura do consumidor ou da distribuidora, limitando-se às duas faturas seguintes, ou também pode ser pago em moeda corrente. Em caso de ocorrer inadimplência por parte do consumidor ou da distribuidora acessante o valor da compensação poderá ser usado para deduzir débitos vencidos, desde que as duas partes estejam de acordo (ANEEL, 2011b).

As equações a seguir apresentam os cálculos das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade.

a) Para o *DIC*:

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{DIC}_v}{\text{DIC}_p} - 1 \right) \text{DIC}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.16)$$

b) Para o *DMIC*:

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{DMIC}_v}{\text{DMIC}_p} - 1 \right) \text{DMIC}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.17)$$

c) Para o *FIC*:

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{FIC}_v}{\text{FIC}_p} - 1 \right) \text{DIC}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.18)$$

d) Para o *DICRI*:

$$\text{Valor} = \left(\frac{\text{DICRI}_v}{\text{DICRI}_p} - 1 \right) \text{DICRI}_p \times \frac{\text{EUSD}_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.19)$$

Onde:

DIC_v = valor apurado verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DIC;

DIC_p = limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DIC;

DMIC_v = valor verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DMIC;

DMIC_p = limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DMIC;

FIC_v = valor verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador FIC;

DICRI_v = valor verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DICRI;

DICRI_p = limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DICRI;

$\text{EUSD}_{\text{médio}}$ = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição no período considerado;

730 = número médio de horas no mês;

Kei = coeficiente de majoração cujo valor é definido em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão.
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

3.6 Critérios para aplicação das compensações financeiras

Para aplicação das compensações financeiras, alguns critérios devem ser considerados (ANEEL, 2011b):

- a) Quando da violação dos limites trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual;
- b) Quando os limites trimestrais ou anuais tiverem sido violados e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor ou à distribuidora;
- c) Quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora ou distribuidora tiverem sido violados em um trimestre ou em um ano, e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados aos consumidores ou à distribuidora;
- d) O valor mínimo da compensação para o caso de violação do limite do indicador de continuidade individual será R\$ 0,01;
- e) O valor máximo da compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade individual será:
 - 10 vezes o valor do “ $EUSD_{médio}$ ”, no caso de violação de limite mensal;
 - 30 vezes o valor do “ $EUSD_{médio}$ ”, no caso de violação de limite trimestral;

- 120 vezes o valor do “ $EUSD_{médio}$ ”, no caso de violação de limite anual;

- f) Quando ocorrer violação do limite de mais de um indicador DIC, FIC e DMIC, no período de apuração, o valor a ser creditado deverá ser o maior valor calculado entre os três, após aplicação dos critérios mencionados anteriormente;
- g) Quando ocorrer violação de DICRI, a compensação deverá ser realizada sem prejuízo das compensações por transgressão de DIC, FIC e DMIC, podendo haver inclusive mais de uma compensação por violação de DICRI no mesmo mês. Nesse caso, a compensação paga será a soma das compensações calculadas para cada violação.

A partir da metodologia de cálculo das modalidades tarifárias vigentes no Brasil e das compensações financeiras dos indicadores de confiabilidade, propõem-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a identificação de forma automática do melhor contrato de energia para o cliente Grupo A e o acompanhamento das compensações financeiras frente à transgressão dos indicadores de confiabilidade apresentados nas faturas de energia, como apresentado no próximo capítulo.

4 METODOLOGIA

Neste Capítulo será apresentado o desenvolvimento da ferramenta computacional que realiza a análise tarifária para consumidores do Grupo A e também permite o acompanhamento das compensações financeiras por transgressão de indicadores de confiabilidade.

4.1 Arquitetura Proposta

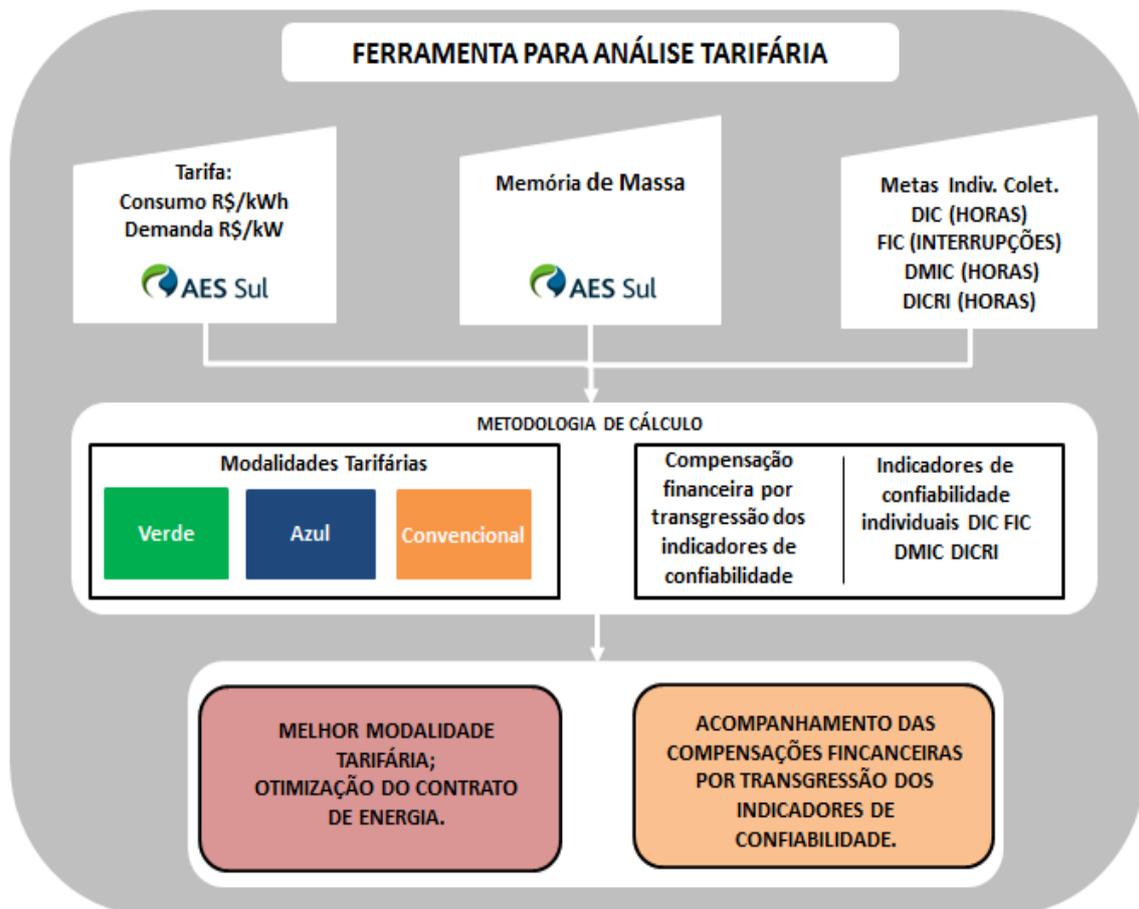
Para o desenvolvimento da ferramenta de análise tarifária e compensações financeiras por transgressão de indicadores de confiabilidade foi usado o *software* Microsoft Office Excel 2010, utilizando como auxílio à ferramenta *Visual Basic for Applications* (VBA), que é uma plataforma de desenvolvimento para aplicativos do Microsoft Office, e também, macros para Excel que caracterizam-se por ser sub-rotinas que são pré-definidas de acordo com a melhor aplicação pelo usuário.

Com relação à análise do melhor enquadramento da modalidade tarifária e otimização do contrato de energia para os clientes do Grupo A, são necessários como dados de entrada as tarifas de consumo (R\$/kWh) e demanda (R\$/kW) disponibilizados pela ANEEL na Resolução Homologatória N° 1.879 para a AES Sul, assim como, o arquivo de memória de massa que caracteriza-se por disponibilizar ao cliente a medição das grandezas de consumo ativo (kWh) e consumo reativo (kVArh), em intervalos de 15 minutos de um período mensal. O arquivo de memória de massa pode ser solicitado para a distribuidora que tem o prazo de trinta (30) dias a partir da data de solicitação para realizar a entrega, com custo unitário de R\$ 48,87 a ser cobrado na fatura subsequente da unidade de faturamento solicitada.

Já para o cálculo das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade, são necessários como entrada de dados, as metas individuais e coletivas dos indicadores de confiabilidade disponibilizadas na fatura de energia, e também o valor do indicador que deseja-se calcular, em horas (DIC, DMIC, DICRI) ou interrupções, no caso do FIC.

A Figura 4 ilustra a organização da ferramenta desenvolvida, destacando os módulos de Análise Tarifária e de Compensações Financeiras.

Figura 4 – Metodologia de construção da ferramenta



4.2 Construção da Ferramenta

A Figura 4.1 apresenta o layout da tela inicial da ferramenta computacional desenvolvida, destacando os 3 (três) botões principais que permitirão o redirecionamento para os diferentes módulos desenvolvidos: (i) acompanhamento

do perfil de consumo, (ii) otimização do contrato de energia e (iii) acompanhamento das compensações por transgressão de indicadores de confiabilidade.

Figura 4.1 - Tela inicial da ferramenta



Ao primeiro botão deu-se o nome de “Abrir memória de massa”, é utilizado para abrir uma caixa de diálogo a fim de selecionar o arquivo Excel .XLS ou .XLSX referente ao mês da memória de massa de um ciclo de faturamento que se deseja verificar o perfil de consumo. Com o arquivo selecionado o programa permanece em sua tela inicial e o usuário poderá visualizar o gráfico de consumo de energia ativa em (kWh) no período selecionado, clicando na aba “Gráficos”. Com isso é possível visualizar como se comporta o consumo diário do cliente, obtendo quais são os horários de maior e menor demanda por energia, desta forma, com essas informações, pode-se, por exemplo, realizar um estudo de viabilidade de ligação de um gerador a diesel no horário de ponta, a fim de analisar e o custo com a fatura de energia diminui.

O botão intitulado “Análise tarifária”, direciona para uma nova tela, composta por 5 (cinco) abas. Depois de selecionado este botão, é visualizada a primeira aba “Histórico Anual” que destina-se ao estudo financeiro anual de consumidores do Grupo A. Nesta aba encontra-se ainda a seleção pelo usuário,

da otimização da modalidade tarifária aplicável para que o custo com a fatura de energia elétrica seja minimizado.

Já o botão intitulado “Compensações Financeiras” abre uma nova aba onde é possível calcular as compensações financeiras por transgressão dos limites de indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI). Há nessa tela também uma legenda que auxilia o usuário no entendimento dos dados a serem preenchidos.

4.3 Detalhamento dos Módulos da Ferramenta

A primeira etapa da ferramenta desenvolvida é a verificação de qual modalidade tarifária o cliente pode enquadrar-se, atendendo aos requisitos de aplicação das tarifas descritos no Capítulo 3. A Figura 4.2 apresenta como exemplo a aba referente ao cálculo da Tarifa Verde, onde devem ser digitados os dados de entrada de tarifas da AES Sul, para: Demanda de Ultrapassagem (R\$/kW); Demanda (R\$/kW); Consumo Ponta (R\$/kWh); Consumo Fora Ponta (R\$/kWh), Consumo Horário Reservado (kWh) (Cliente Rural Irrigante), FER (R\$/kW); FDR (R\$/kW) e os valores lidos pelos medidores de energia e disponibilizados pela concessionária na fatura de energia: Consumo (kW); Demanda Faturada (kW); FER (kW); FDR (kW), assim como, a demanda contratada em kW.

Também deve ser selecionado o tipo de bandeira vigente no mês que se quer realizar o cálculo, as opções correspondem as Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha.

Inseridos os dados citados acima, ao clicar no botão “Calcular” a ferramenta computacional retorna o valor anual da fatura em reais para a Modalidade Tarifária Verde na caixa de texto alocada no canto inferior direito.

Considerando que muitos clientes pertencentes ao grupo A pagam faturamento de demanda de ultrapassagem, que é a parcela excedente maior que 5% do valor da demanda contratada, expressa em (kW), desenvolveu-se a otimização para contratação de demanda com a finalidade de minimizar esse custo e conseqüentemente diminuir o valor da fatura de energia. Com isso pode-

se realizar o cálculo e visualizar qual a modalidade tarifária que terá o menor custo no período anual considerado, analisando assim a possibilidade de mudança no contrato de energia ou a manutenção do histórico de consumo.

Figura 4.2 - Tela histórico anual referente a Modalidade Tarifária Verde.

Para a realização do cálculo da melhor demanda a ser contratada deve-se marcar a caixa de seleção correspondente à “Melhor demanda a contratar-se”, mostrada na Figura 4.2. Neste sentido, a ferramenta realiza uma varredura de iterações até que encontre um valor de demanda contratada para que o valor da fatura anual seja o menor possível, respeitando os dados de aplicação de cada modalidade tarifária. Caso essa opção não seja marcada a ferramenta retornará somente os resultados referentes à demanda contratada inicial, que deverá ser preenchida previamente na caixa de texto inferior esquerda.

O cálculo para a Modalidade Convencional diferencia-se apenas em questão do consumo, sendo este único como mostra a Figura 4.3. Já para a tarifa azul inclui-se a demanda contratada ponta e fora de ponta.

As modalidades tarifárias também podem ser calculadas separadamente para um ciclo de faturamento específico (mês), conforme pode ser visto na aba chamada “Tarifa Convencional” disposta na Figura 4.4.

Figura 4.3 - Tela histórico anual referente a Modalidade Tarifária Convencional

	Ano	Consumo (kW)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Média (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER (R\$/kW)	FDR (R\$/kW)	Total (R\$)	Bandeira
Julho										
Agosto										
Setembro										
Outubro										
Novembro										
Dezembro										
Janeiro										
Fevereiro										
Março										
Abril										
Maior										
Junho										

Figura 4.4 - Tela referente a Tarifa Convencional para um ciclo de faturamento

Para consumidores Rurais e Sazonais existe a cobrança de demanda complementar, onde a concessionária deve analisar os últimos 12 (doze) ciclos de faturamento a partir da assinatura do contrato e verificar no mínimo 3 (três) valores de demanda iguais ou maiores do que o valor de demanda contratada inicial. Estas especificações também são consideradas na ferramenta desenvolvida, deve-se preencher as colunas correspondentes a essa classe.

4.4 Acompanhamento das compensações financeiras

Para o cálculo das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade, na tela inicial do programa como mostra a Figura 4.1 o usuário deve clicar no botão “Compensações financeiras”, abrindo uma nova tela apresentada na Figura 4.5.

Figura 4.5 - Cálculo compensações financeiras

The screenshot shows a software window titled "Compensações financeiras". It contains four calculation panels for different indicators: DIC, DMIC, FIC, and DICRI. Each panel has two input fields for "Valor apurado" and "Limite estabelecido", a "Calcular" button, and a result field. A legend on the right explains the variables: DICv, DICp, DMICv, DMICp, FICv, FICp, DICRIv, DICRIp, EUSMédio, and Kei.

Nesta tela é possível realizar o cálculo das compensações mensais para os indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI. Há também uma legenda ao lado da tela de cálculo contendo todos os parâmetros que devem ser preenchidos para o acompanhamento das compensações financeiras.

Os dados necessários para o cálculo de cada indicador foram discutidos na seção 3.3 do Capítulo 3.

4.5 Análise da memória de massa

Para a realização da análise da memória de massa deve-se obedecer a um critério de tratamento de curvas típicas de carga, que caracterizam-se por representarem o comportamento médio de um determinado número de unidades consumidoras ao longo de do tempo.

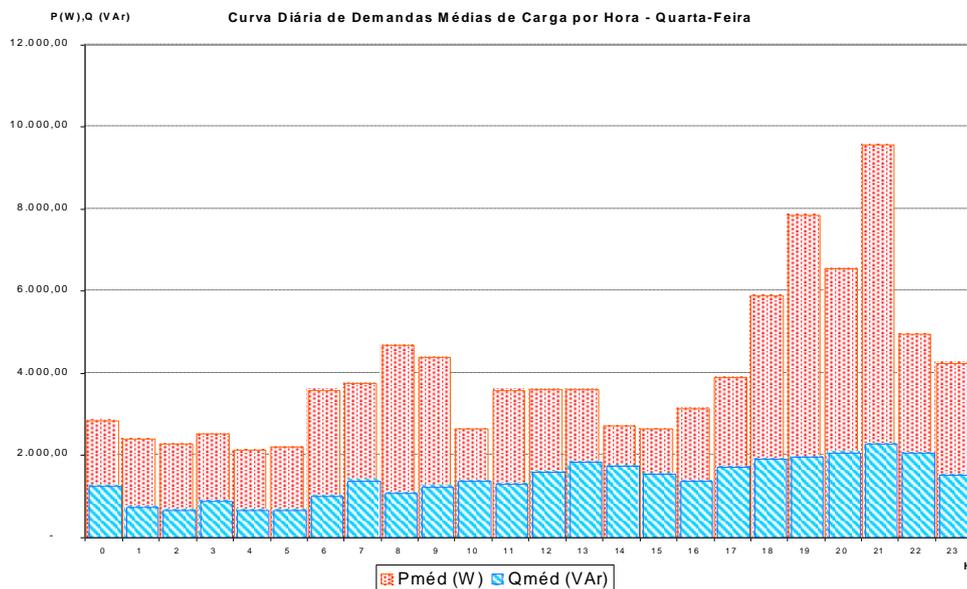
Os medidores que são utilizados para realizar a medição das grandezas que compõem as curvas típicas de carga, geralmente apresentam os registros de demanda que variam em determinados intervalos de tempo, geralmente de 15 minutos.

Para a análise das curvas de carga diárias realizadas nesse trabalho, adotou-se o procedimento de Koning, 2004, onde constrói-se as curvas de carga ativa e reativa, com intervalo de uma hora, normalizando as curvas de acordo com a demanda ativa máxima verificada (KONING, 2004). O processo de construção das curvas obedece os seguintes critérios:

1) Calcula-se a demanda média ativa e reativa para cada hora do dia.

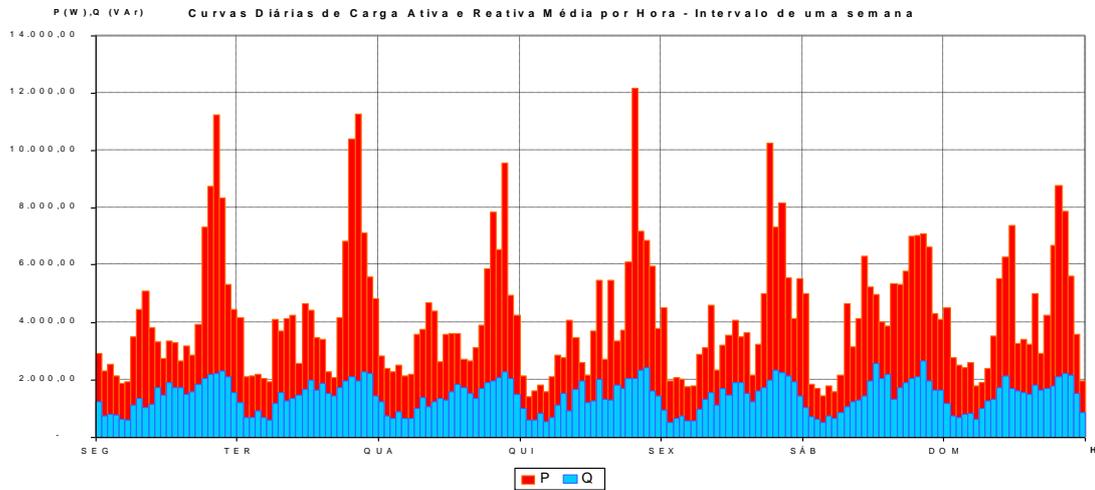
O primeiro critério agrupa as medidas em uma curva da média das demandas ativa e reativa, separadas de acordo com as 24 horas do dia. Realizado esse procedimento, obtêm-se várias curvas de carga separadas pelo dia corresponde da semana, como pode ser visto na figura 4.6.

Figura 4.6 - Curva diária de demanda média por hora



Fonte: (KONING, 2004)

Figura 4.6 - Exemplo de curvas de carga de demanda média horária



- 2) Calcula-se a demanda ativa e reativa média para cada hora do dia da semana correspondente, assim, obtendo uma curva para dias úteis uma para sábados e uma para domingos.

Figura 4.7 - Exemplo de curva de carga média referente aos dias úteis

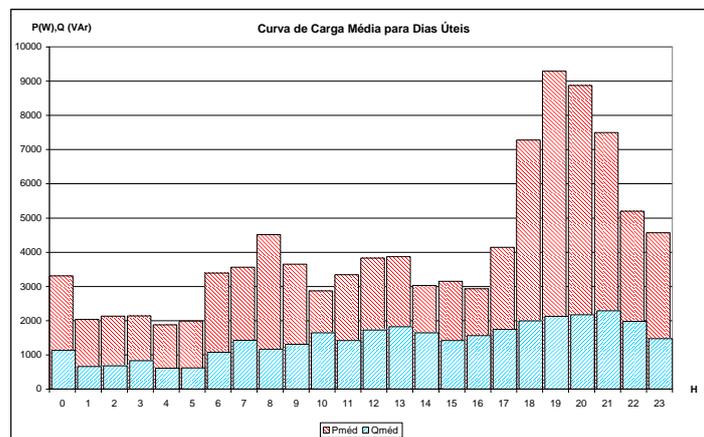
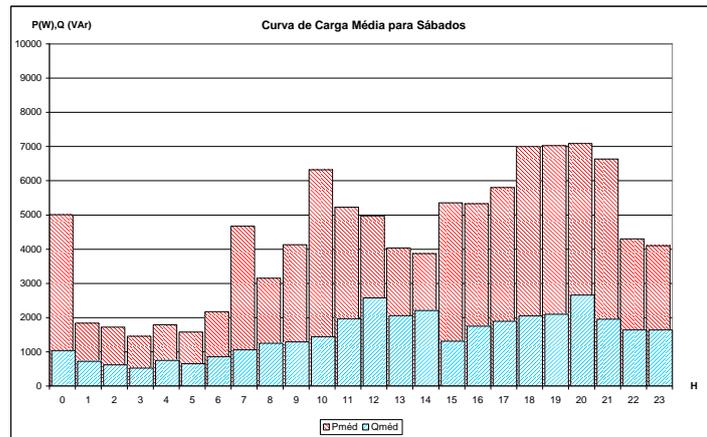
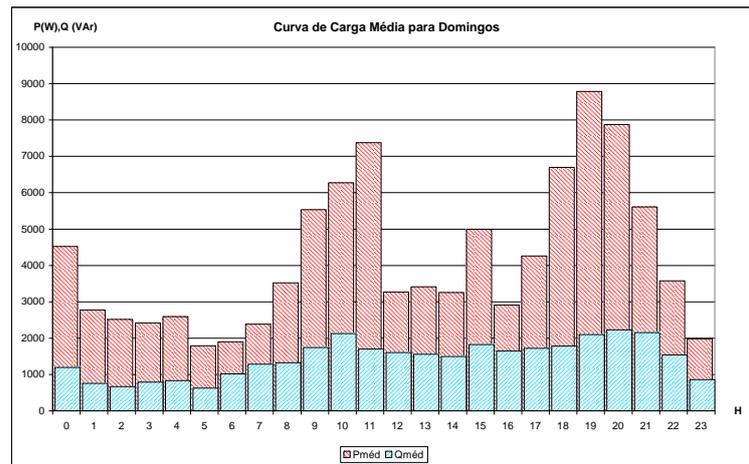


Figura 4.8 - Exemplo de curva de carga média referente aos sábados



Fonte: (KONING, 2004)

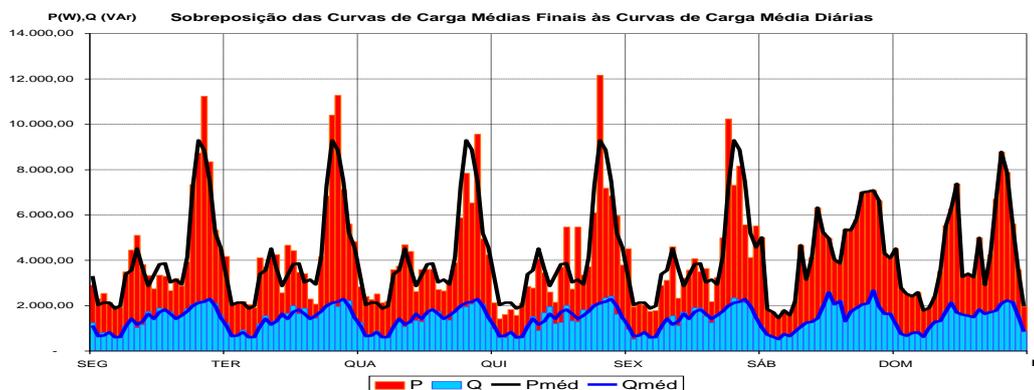
Figura 4.9 - Exemplo de curva de carga média referente aos domingos



Fonte: (KONING, 2004)

Tendo as curvas de carga típicas dos dias úteis, sábados e domingos, pode-se sobrepô-las para observar o efeito do processamento.

Figura 4.10 - Curva de carga média finais sobreposta sobre as curvas de carga médias diárias

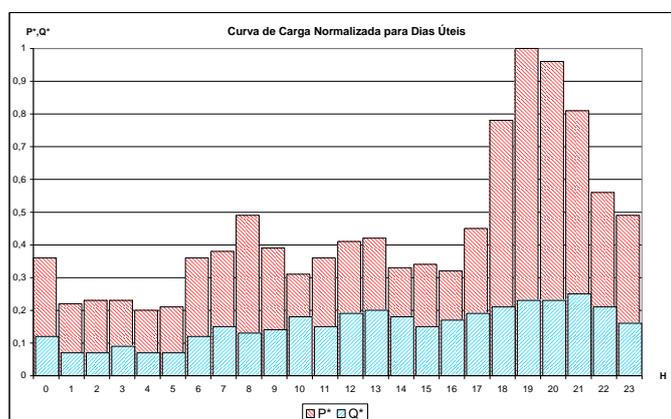


Fonte: (KONING, 2004)

- 3) Normalizam-se as três curvas de carga em relação à demanda ativa máxima verificada entre elas.

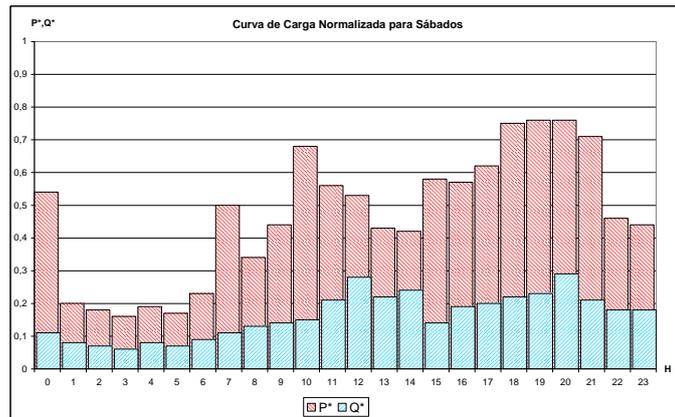
A normalização das curvas de carga justifica-se no que diz respeito que as curvas típicas estabelecem padrões de comportamento das cargas ao longo do tempo e também que a normalização possibilita o agrupamento das curvas de carga com perfil semelhante. Nas figuras abaixo são mostrados exemplos das curvas normalizadas par dias úteis, sábados e domingos.

Figura 4.11 - Normalização das curvas de cargas de dias úteis



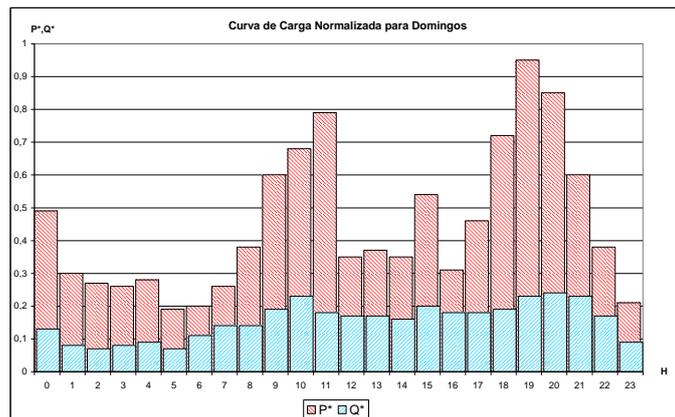
Fonte: (KONING, 2004)

Figura 4.12 - Normalização da curva de carga para sábados



Fonte: (KONING, 2004)

Figura 4.13 - Normalização da curva de carga para os domingos

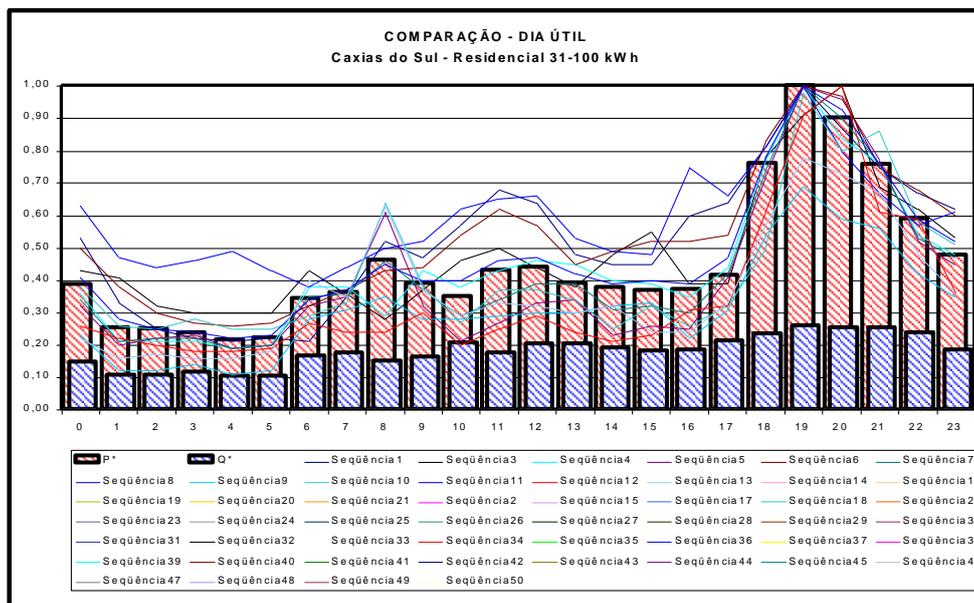


Fonte: (KONING, 2004)

Com as curvas de carga normalizadas, parte-se para a construção da curva de carga típica, obtendo-se uma curva de carga final com os dados coletados pelos medidores.

- 4) Construção da curva típica de carga de acordo com a média das demandas ativas e reativas normalizadas para cada hora do dia.

Figura 4.14 - Exemplo de curva típica de carga para dia útil



Fonte: (KONING, 2004)

5 RESULTADOS

Neste Capítulo são realizados dois estudos de caso, a fim de validar a metodologia de cálculo utilizada na ferramenta desenvolvida. Os estudos contemplam a análise de dois clientes do Grupo A, localizados na região da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul. A Universidade Federal do Pampa, campus Alegrete e também um consumidor Rural Irrigante.

5.1 Estudo de caso: Universidade Federal do Pampa

A Universidade Federal do Pampa, campus Alegrete, fica situada no estado do Rio Grande do Sul, na cidade de Alegrete, distante 490 km da capital do Estado.

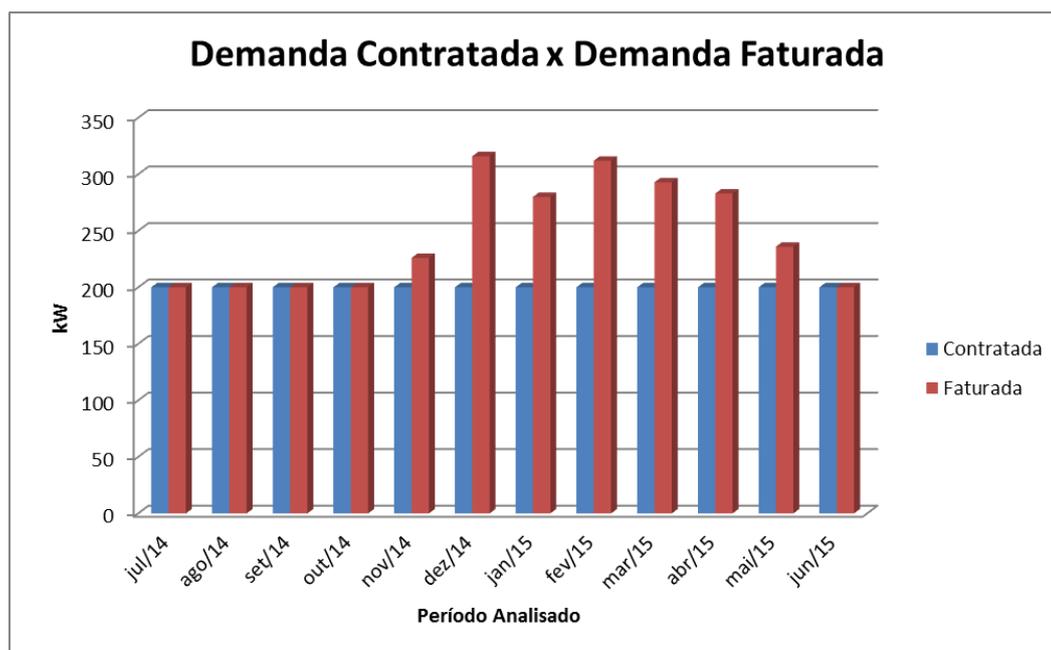
É caracterizada como um cliente pertencente ao grupo A – subgrupo A4, com tensão de fornecimento de 15 kV. O contrato atual de energia firmado com a Aes sul distribuidora gaúcha de energia é estabelecido para a Modalidade Tarifária Horária Verde, com demanda contratada única de 200 kW. Sabendo que a tensão de fornecimento da Universidade é de 15 kV e a demanda contratada de 200 kW, a Unidade Consumidora pode ser enquadrada em qualquer uma das Modalidades Tarifárias vigentes: Tarifa Convencional, Tarifa Verde ou Tarifa Azul.

Para a realização da análise tarifária usou-se os dados referentes à fatura de energia disponibilizada pela AES Sul, alusiva ao mês de Junho de 2015, que disponibiliza o histórico dos últimos 12 (doze) ciclos completos de faturamento. Os

valores das tarifas de consumo e demanda foram retirados da Resolução Homologatória N° 1.879 da ANEEL.

Na Figura 5.1 estão dispostos os valores referentes à demanda contratada e demanda faturada em cada um dos meses analisados.

Figura 5.1 – Comparação entre a demanda contratada e demanda faturada na Unipampa



Nota-se que no contrato vigente há ultrapassagem de demanda em 7 (sete) ciclos, acarretando custos excedentes na fatura de energia anual no total de R\$ 15.353,52 (Quinze mil Trezentos e Cinquenta e Três reais e Cinquenta e Dois centavos).

5.1.1 Análise do contrato atual

Inicialmente verificou-se o enquadramento na Modalidade Tarifária Convencional a partir dos dados do contrato vigente, o qual possui demanda contratada de 200 kW, como pode ser observado na Figura 5.2.

Com isso observou-se que o valor anual da fatura com os encargos inclusos é de R\$ 463.149,41 (Quatrocentos e Sessenta e Três mil Cento e Quarenta e Nove reais e Quarenta e um centavos) e também que o faturamento

de demanda de ultrapassagem acarretou em um pagamento de 31.995,60 (Trinta e Um mil Novecentos e Noventa e Cinco reais com Sessenta centavos).

Figura 5.2 - Tela da análise tarifária Unipampa para Modalidade Convencional

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional | Verde | Azul

Tarifas Convencional

Demanda de Ultrapassagem (kW)

58,6

Demanda(R\$/kW)

29,3

Consumo (R\$/kWh)

0,34103

Consumo Horário Reservado (R\$/kWh)

FER(R\$/kW)

FDR(R\$/kW)

Demanda Contratada

200

Calcular

Valor Anual Fatura (R\$)

463149,41

Melhor Demanda a contratar-se

	Ano	Consumo (kW)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER(R\$/kW)	FDR(R\$/kW)	Total(R\$)	Bandeira
Julho	2014	47551		200	0			27995,40	
Agosto	2014	56009		200	0			31200,94	
Setembro	2014	35257		200	0			22354,62	
Outubro	2014	51347		226	26			32070,33	
Novembro	2014	73316		316	116			51324,19	
Dezembro	2014	67665		280	80			44959,74	
Janeiro	2015	68605		312	112			52649,73	Bandeira Vermelha
Fevereiro	2015	62267		293	93			47511,70	Bandeira Vermelha
Março	2015	64647		283	83			47558,42	Bandeira Vermelha
Abril	2015	61030		236	36			40653,48	Bandeira Vermelha
Maio	2015	52084		200	0			32392,38	Bandeira Vermelha
Junho	2015	53094		200	0			32878,48	Bandeira Vermelha

Para efeito de comparação calculou-se a Modalidade Tarifária Verde, vigente no atual contrato para a mesma demanda contratada, os resultados dessa análise são apresentados na Figura 5.3.

Figura 5.3 - Tela da análise tarifária para tarifa verde

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional | Verde | Azul

Tarifas Verde

Demanda de Ultrapassagem (kW)

28,12

Demanda(R\$/kW)

14,06

Consumo Ponta (R\$/kWh)

0,99727

Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)

0,32808

Consumo Horário Reservado (R\$/kWh)

FER(R\$/kW)

FDR(R\$/kW)

Demanda Contratada (kW)

200

Calcular

Valor Anual Fatura (R\$)

439011,48

Melhor Demanda a contratar-se

	Ano	Consumo Ponta (kW)	Consumo Fora Ponta (kW)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER(R\$/kW)	FDR(R\$/kW)	Total(R\$)	Bandeira
Julho	2014	5574	42017		200	0			27694,65	
Agosto	2014	6057	49952		200	0			31550,90	
Setembro	2014	3863	31394		200	0			21205,25	
Outubro	2014	6278	45069		226	26			31194,72	
Novembro	2014	8216	65100		316	116			46570,57	
Dezembro	2014	7751	59914		280	80			41966,03	
Janeiro	2015	6602	62003		312	112			46850,88	Bandeira Vermelha
Fevereiro	2015	5970	56297		293	93			42372,64	Bandeira Vermelha
Março	2015	6676	57971		283	83			43542,89	Bandeira Vermelha
Abril	2015	7248	53782		236	36			39861,01	Bandeira Vermelha
Maio	2015	6142	45942		200	0			32876,97	Bandeira Vermelha
Junho	2015	6116	46978		200	0			33324,98	Bandeira Vermelha

Como pode-se observar, o valor da fatura anual na modalidade convencional é mais alto em relação ao contrato atual com o enquadramento na tarifa verde, o que gerou o valor total de R\$ 439.011,48 (Quatrocentos e Trinta e Nove mil Onze reais e Quarenta e Oito Centavos), além da parcela representativa ao faturamento de demanda de ultrapassagem na Modalidade Tarifária Verde corresponder ao valor de 15.353,52 (Quinze mil Trezentos e Cinquenta e Três reais com Cinquenta e Dois centavos), o qual também é inferior a modalidade convencional.

Para a análise na modalidade azul, utilizaram-se os dados da memória de massa do medidor da Unipampa, a fim de acompanhar o consumo durante o período anual e identificar os valores de demandas máximas e mínimas, bem como os horários de ponta e fora de ponta. Assim, estimou-se como valor de demanda contratada para o horário de ponta 163 kW. O cálculo para a Modalidade Tarifária Azul sem otimização do contrato pode ser visualizado na figura abaixo.

Figura 5.4 - Análise Modalidade Tarifária da Unipampa para Modalidade Horária Azul

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos |

Convencional | Verde | Azul |

Tarifas Azul	Ano	Consumo Ponta (kW)	Consumo Fora Ponta (kW)	Demanda Faturada ponta (kW)	Demanda Faturada Fora Ponta (kW)	Demanda Ultr. Ponta (kW)	Demanda Ultr. Fora Ponta (kW)	Total (R\$)	Bandeira
Demanda Ultr. ponta (kW)	Julho	2014	5574	42017	163	200	0	28426,17	
42,32	Agosto	2014	6057	49952	163	200	0	31972,21	
Demanda Ultr. fora ponta (R\$/kW)	Setembro	2014	3863	31394	163	200	0	23035,63	
28,12	Outubro	2014	6278	45069	163	226	0	31474,11	
Demanda Ponta (R\$/kW)	Novembro	2014	8216	65100	163	316	0	45605,30	
21,16	Dezembro	2014	7751	59914	195	280	32	43838,60	
Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	Janeiro	2015	6602	62003	202	312	39	50016,82	Bandeira Vermelha
14,06	Fevereiro	2015	5970	56297	163	293	9	43325,93	Bandeira Vermelha
Consumo Ponta (R\$/kWh)	Março	2015	6676	57971	220	283	57	48090,61	Bandeira Vermelha
0,48348	Abril	2015	7248	53782	194	236	31	41977,28	Bandeira Vermelha
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	Maior	2015	6142	45942	163	200	0	33243,70	Bandeira Vermelha
0,32808	Junho	2015	6116	46878	163	200	0	33708,40	Bandeira Vermelha

Valor Anual Fatura (R\$) 454713,76

Demanda Contratada Ponta (kW) 163

Demanda Contratada Fora Ponta (kW) 200

Calcular

Melhor Demanda a contratar-se na Ponta
 Melhor Demanda a contratar-se Fora Ponta

O cálculo para a Modalidade Tarifária Azul apresentou valor total de R\$ 454.713,76 (Quatrocentos e Cinquenta e Quatro mil Setecentos e Treze reais e Setenta e Seis centavos) e parcela de demanda de ultrapassagem de R\$

22.463,28 (Vinte e Dois mil Quatrocentos e Sessenta e Três reais e Vinte e Oito Centavos).

Afim de comparação, a Tabela 5.1 apresenta o valor da fatura anual e o pagamento de demanda de ultrapassagem para cada uma das modalidades analisadas.

Tabela 5.1 - Valor em reais da análise para contrato sem otimização

Modalidade	Convencional	Verde	Azul	
			P	FP
Demanda Contratada (kW)	200	200	163	200
Ultrapassagem (R\$)	31.995,60	15.353,52	22.463,28	
Valor anual (R\$)	463.149,41	439.011,48	454.713,76	
Diferença (R\$)	+ 24.137,98	Contrato atual	+15.702,28	

A partir desta análise, observa-se que a Modalidade Tarifária Verde, na qual está firmado o atual contrato com a UNIPAMPA, ainda é a mais indicada, considerando que não sejam adotadas medidas como a aquisição de geradores diesel e fontes de geração distribuída alternativa na instalação. Entretanto, salienta-se o gasto adicional devido à demanda de ultrapassagem no período analisado.

5.1.2 Análise do contrato otimizado

Para minimizar os custos com a fatura de energia, é necessário estudar detalhadamente a demanda a se contratar, evitando pagamentos altos referentes à demanda de ultrapassagem. A seguir é apresentado o estudo para a Unipampa utilizando a otimização do contrato.

A escolha da melhor demanda a contratar-se foi discutida na metodologia e consiste na marcação da caixa de listagem alocada no canto inferior direito, desta forma, quando clica-se no botão calcular, a ferramenta computacional retorna o

Figura 5.6 - Análise modalidade verde para o contrato otimizado

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional Verde Azul

Tarifas Verde	Ano	Consumo Ponta (kW)	Consumo Fora Ponta (kW)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Medida (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapasagem (kW)	FER(kW)	FER(kW)	Total(R\$)	Bandeiras
Demanda de Ultrapasagem (kW)	Julho 2014	5574	42017		140	270	0			28924,90	
28,12	Agosto 2014	6057	49952		148	270	0			32781,15	
Demanda(R\$/kW)	Setembro 2014	3863	31394		130	270	0			22435,50	
14,06	Outubro 2014	6278	45069		226	270	0			31054,12	
Consumo Ponta (R\$/kWh)	Novembro 2014	8216	65100		316	316	46			44110,07	
0,99727	Dezembro 2014	7751	59914		280	270	0			38978,28	
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	Janeiro 2015	6602	62003		312	312	42			44390,38	Bandeira Vermelha
0,32808	Fevereiro 2015	5970	56297		293	270	23			39507,91	Bandeira Vermelha
Consumo Horário Reservado(R\$/kWh)	Março 2015	6676	57971		283	270	0			40396,96	Bandeira Vermelha
	Abril 2015	7248	53782		236	270	0			39193,16	Bandeira Vermelha
FER(R\$/kW)	Mai 2015	6142	45942		173	270	0			34107,22	Bandeira Vermelha
FDR(R\$/kW)	Junho 2015	6116	46978		173	270	0			34555,23	Bandeira Vermelha

Valor Anual Fatura (R\$) 430434,88

Meior Demanda a contratar-se 270

Demanda Contratada (kW) 200

Calcular

Por fim, realizou-se a análise da modalidade azul, como pode ser visualizado na Figura 5.7.

Figura 5.7 - Análise modalidade azul para o contrato otimizado

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional Verde Azul

Tarifas Azul	Ano	Consumo Ponta (kW)	Consumo Fora Ponta (kW)	Demanda Faturada Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora Ponta(kW)	Demanda Ultr. Ponta (kW)	Demanda Ultr. Fora Ponta (kW)	Total (R\$)	Bandeira
Demanda Ultr. Ponta (kW)	Julho 2014	5574	42017	178	270	0	0	30053,17	
42,32	Agosto 2014	6057	49952	178	270	0	0	33599,21	
Demanda Ultr. fora Ponta (R\$/kW)	Setembro 2014	3863	31394	178	270	0	0	24662,63	
28,12	Outubro 2014	6278	45069	178	270	0	0	31730,26	
Demanda Ponta (R\$/kW)	Novembro 2014	8216	65100	178	316	0	46	43541,55	
21,16	Dezembro 2014	7751	59914	178	270	17	0	39607,70	
Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	Janeiro 2015	6602	62003	202	312	24	42	46762,82	Bandeira Vermelha
14,06	Fevereiro 2015	5970	56297	178	270	0	23	40381,85	Bandeira Vermelha
Consumo Ponta (R\$/kWh)	Março 2015	6676	57971	220	270	42	0	44150,18	Bandeira Vermelha
0,48348	Abril 2015	7248	53782	178	270	16	0	40092,73	Bandeira Vermelha
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	Mai 2015	6142	45942	178	270	0	0	34870,70	Bandeira Vermelha
0,32808	Junho 2015	6116	46978	178	270	0	0	35335,40	Bandeira Vermelha

Valor Anual Fatura (R\$) 444788,21

Meior Demanda a contratar-se na Ponta 178

Meior Demanda a contratar-se Fora Ponta 270

Demanda Contratada Ponta (kW) 163

Demanda Contratada Fora Ponta (kW) 200

Calcular

O valor da fatura anual foi de R\$ 444.788,21 (Quatrocentos e Quarenta e Quatro mil Setecentos e Oitenta e Oito reais e Vinte e Um centavos) com

faturamento de demanda de ultrapassagem no valor de R\$ 7.311,00 (Sete mil Trezentos e Onze reais).

A Tabela 5.2 mostra a comparação entre os valores das modalidades tarifárias analisadas e a diferença em relação à modalidade Tarifária Verde (melhor contrato).

Tabela 5.2 - Valor em reais para análise do contrato otimizado

Modalidade	Convencional	Verde	Azul	
			P	FP
Demanda Contratada (kW)	270	270	178	270
Ultrapassagem (R\$)	5.504,60	3.121,32	7.311,00	
Valor anual (R\$)	445.276,41	430.434,88	444.788,21	
Diferença (R\$)	+ 14.841,53	Melhor contrato	+ 14.353,33	

O menor valor da fatura em reais é atingido quando a unidade consumidora em questão está enquadrada na Modalidade Tarifária Verde com demanda contratada de 270 kW, desta forma, em relação ao contrato vigente, há uma redução de R\$ 8.576,60 (Oito mil Quinhentos e Setenta e Seis reais e Sessenta centavos). Observa-se que o contrato de energia da Unipampa não necessita de alteração quanto à modalidade tarifária, porém, precisa de alteração do valor da demanda contratada para que não haja pagamentos elevados de ultrapassagem de demanda.

5.2 Estudo de caso: Consumidor rural irrigante

O segundo estudo de caso consistiu na investigação do contrato de um cliente classificado como rural irrigante, exercendo atividades relacionadas ao cultivo de arroz na região e pertencente ao Grupo A – subgrupo A4. O contrato atual está inserido na Modalidade Tarifária Verde com demanda contratada de forma escalonada como mostrado na tabela abaixo.

Tabela 5.3 - Demanda contratada no período analisado

2014						2015					
ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR
138 kW	30 kW	138 kW									

A contratação de demanda escalonada é assegurada pela Resolução Normativa 479/2012 da ANEEL que institui demanda mínima a contratar-se de 30 kW por um período de até 6 (seis) meses dentre os 12 (doze) ciclos completos de faturamento para consumidores rurais ou sazonais, ficando livre a contratação de demanda para os meses restantes.

Outra diferença é que a demanda faturada pelo consumidor Rural irrigante é diferenciada em relação aos outros clientes. Segundo a resolução 414/2010 da ANEEL a demanda a ser faturada é correspondente à demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% da maior demanda medida nos 11 (onze) ciclos anteriores de faturamento.

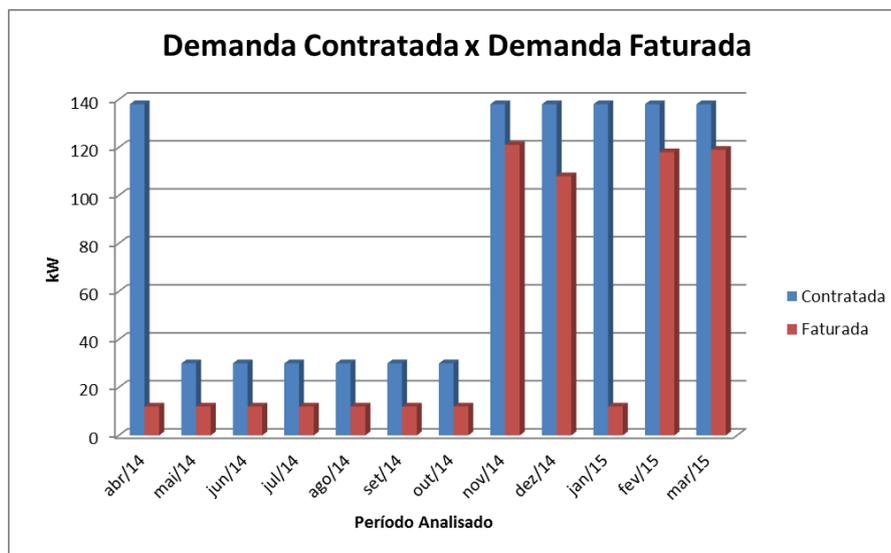
A partir da verificação das faturas observou-se no período analisado o pagamento de demanda complementar, que segundo a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL a concessionária de energia deve verificar no período de 12 (doze) ciclos completos de faturamento no mínimo em 3 (três) ciclos demanda faturada maior ou igual a demanda contratada.

O faturamento de demanda complementar corresponde ao somatório das 3 (três) maiores diferenças entre os montantes contratados e faturados.

Na Figura 5.7 observa-se que a demanda faturada não atingiu valor maior ou igual à demanda contratada em nenhum dos ciclos considerados.

O faturamento de demanda complementar corresponde ao somatório dos meses de Abril e Dezembro de 2014 e o mês de Janeiro de 2015, totalizando 280 kW a serem faturados na fatura subsequente ao mês final do contrato, com valor de R\$ 3.543,12 (Três mil Quinhentos e Quarenta e Três reais e Doze centavos).

Figura 5.7 – Comparação entre a demanda contratada e demanda faturada no cliente rural irrigante



5.2.1 Análise do contrato sem otimização

Para a realização da análise tarifária do cliente em questão, em um primeiro momento foi realizado o cálculo para a Modalidade Tarifária Convencional obedecendo às condições atuais do contrato como é mostrado na Figura 5.8.

O valor anual da fatura corresponde a R\$ 46.474,42 (Quarenta e Seis mil Quatrocentos e Setenta e Quatro reais e Quarenta e Dois centavos), não havendo demanda de ultrapassagem em nenhum dos ciclos analisados. Foi constatado a cobrança referente ao consumo Excedente de Energia Reativa (FER) no valor de R\$ 139,52 (Cento e Trinta e Nove reais e Cinquenta e Dois centavos) que poderiam ser amenizados verificando o conjunto de capacitores responsáveis pela correção do fator de potência.

Posteriormente fez-se a análise para a Modalidade Tarifária Verde, disposta na Figura 5.9, com o objetivo de comparar os valores anuais das faturas em relação à tarifa convencional.

Figura 5.8 – Análise da tarifa convencional obedecendo condições atuais de contrato

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional | Verde | Azul

Tarifas Convencional	Ano	Consumo (kWh)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER(kWh)	FDR(kWh)	Total(R\$)	Bandeira
Demanda de Ultrapassagem (kW)	2014	1	0	138	0	0	0	316,75	
52,74	Maio	2014	0	30	0	0	0	316,44	
Demanda(R\$/kW)	Junho	2014	0	30	0	0	0	316,44	
26,37	Julho	2014	0	30	0	0	0	316,44	
Consumo (R\$/kWh)	Agosto	2014	0	30	0	0	0	316,44	
0,306927	Setembro	2014	0	30	0	0	0	316,44	
Consumo Horário Reservado (R\$/kWh)	Outubro	2014	1	30	0	0	0	316,44	
0,102309	Novembro	2014	5400	2909	138	0	0	5145,79	
FER(R\$/kW)	Dezembro	2014	24460	16646	138	0	0	12058,43	
0,226131	Janeiro	2015	0	0	138	0	0	316,44	
FDR(R\$/kW)	fevereiro	2015	35165	25513	138	102	0	16333,40	Bandeira Vermelha
0	Março	2015	17976	15960	138	515	0	10404,66	Bandeira Vermelha

Demanda Contratada: 138

Valor Anual Fatura (R\$): 46474,42

Meior Demanda a contratar-se:

Calcular

Figura 5.9 – Análise tarifa verde obedecendo condições atuais de contrato

Cálculo tarifário e compensações financeiras

Histórico Anual | Tarifa Convencional | Tarifa Verde | Tarifa Azul | Gráficos

Convencional | Verde | Azul

Tarifas Verde	Ano	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER(kWh)	FDR(kWh)	Total(R\$)	Bandeira
Demanda de Ultrapassagem (kW)	2014	1	0	0	12	0	0	0	152,75	
25,308	Maio	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
Demanda(R\$/kW)	Junho	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
12,654	Julho	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
Consumo Ponta (R\$/kWh)	Agosto	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
0,297543	Setembro	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	Outubro	2014	0	0	12	0	0	0	151,85	
0,295272	Novembro	2014	0	5400	2909	121	0	0	3411,92	
Consumo Horário Reservado (R\$/kWh)	Dezembro	2014	0	24460	16646	108	0	0	10227,35	
0,098424	Janeiro	2015	0	0	0	12	0	0	151,85	
FER(R\$/kW)	Fevereiro	2015	87	35078	23513	118	102	2	14295,02	Bandeira Vermelha
0,256173	Março	2015	45	17931	15960	119	515	5	8608,10	Bandeira Vermelha

Demanda Contratada (kW): 138

Valor Anual Fatura (R\$): 37758,07

Meior Demanda a contratar-se:

Calcular

A comparação entre as duas modalidades tarifárias mostra que neste caso o enquadramento na Modalidade Tarifária Verde está correto, resultando em um valor inferior a Modalidade Convencional no período analisado. O montante anual da Modalidade Tarifária Verde foi de R\$ 37.758,07 (Trinta e Sete mil Setecentos e

Cinquenta e Oito reais e Sete centavos), que somados ao valor de 3543,12 (Três mil Quinhentos e Quarenta e Três reais e Doze centavos) referente ao faturamento de demanda complementar retorna um valor total da fatura anual de R\$ 42.301,19 (Quarenta e Dois mil Trezentos e um reais e Dezenove centavos).

5.2.2 Análise do contrato com otimização

Na análise anterior concluiu-se que a unidade consumidora está adequada de forma correta na Modalidade Tarifária Verde. Sabendo que ocorre faturamento de demanda complementar correspondente ao valor de R\$ 3543,12 (Três mil Quinhentos e Quarenta e Três reais e Doze centavos) torna-se necessário realizar uma nova análise que possibilite a redução desse valor na fatura com uma nova contratação de demanda. Esse cálculo é mostrado na Figura 5.10.

Figura 5.10 – Análise tarifa verde retornando melhor demanda a se contratar

Tarifa Verde	Ano	Consumo Ponta (kW)	Consumo Fora Ponta (kW)	Consumo Horário Reservado (kW)	Demanda Faturada (kW)	Demanda de Ultrapassagem (kW)	FER (R\$/kW)	FDR (R\$/kW)	Total (R\$)	Bandeira
Demanda de Ultrapassagem (kW)	Abril 2014	1	0	0	12	0	0	0	152,75	
25,308	Mai 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
Demanda (R\$/kW)	Junho 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
12,654	Julho 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
Consumo Ponta (R\$/kWh)	Agosto 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
0,897543	Setembro 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	Outubro 2014	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
0,295272	Novembro 2014	0	5400	2909	121	0	0	0	3411,92	
0,295272	Dezembro 2014	0	2460	16646	108	0	0	0	10227,35	
Consumo Horário Reservado (R\$/kWh)	Janeiro 2015	0	0	0	12	0	0	0	151,85	
0,098424	Fevereiro 2015	87	35078	25513	118	0	102	2	14295,02	Bandeira Vermelha
FER (R\$/kW)	Março 2015	45	17931	15960	119	0	515	5	8608,10	Bandeira Vermelha
0,256173										
FDR (R\$/kW)										
12,91783										
Demanda Contratada (kW)										
138										

Valor Anual Fatura (R\$): 37758,07

Melhor Demanda a contratar-se: 115

O cálculo da nova contratação de demanda para a tarifa verde resulta em um valor de 115 kW, onde não haverá cobrança de demanda complementar, pois os 3 (três) ciclos com demanda faturada maior ou igual a contratada serão atingidos nos meses de novembro, fevereiro e março, considerando que a unidade consumidora continue com o mesmo perfil de carga.

A Tabela 5.4 exibe os resultados para a análise tarifária do cliente rural irrigante, considerando o contrato atual e o contrato com otimização.

Tabela 5.4 - Comparação em reais das modalidades tarifárias analisadas

Modalidade Tarifária	Demanda Contratada (kW)	Demanda Complementar (kW)	Demanda Complementar (R\$)	Valor anual da fatura (R\$)	Economia (R\$)
Convencional	138	280	3543,00	50.017,42	-
Verde	138	280	3543,00	41.301,07	8.716,35
Verde	115	0	0	37.758,07	3.543,00

Como a análise foi realizada utilizando a fatura de energia do cliente para a retirada de dados e não há disponibilidade da memória de massa para conhecimento do consumo detalhado, e também os valores de demanda de ponta lidos, não foi realizado o cálculo para a Modalidade Tarifária Azul, pois, esta modalidade é recomendada para clientes que não conseguem paralisar suas atividades no horário de ponta, geralmente fixado entre as 18:00 e 21:00 horas. Foi verificado que consumo em horário de ponta é muito pequeno, representando menos do que 1% em relação ao consumo em horário fora de ponta e consumo em horário reservado no cliente analisado.

Assim, sugere-se que o consumidor em questão, mantenha-se na Modalidade Tarifária Verde, porém, realize uma nova contratação de demanda de 115 kW. Com isso poderá se obter um valor de economia na fatura de energia anual de R\$ 3.543,00 (Três mil Quinhentos e Quarenta e Três reais).

5.2.3 Compensações financeiras

Para a realização do cálculo das compensações financeiras por transgressão dos indicadores de confiabilidade, foi usada a fatura de um cliente enquadrado no subgrupo A4 – Rural.

A Figura 5.11 mostra os dados da fatura de energia para a realização do cálculo do indicador DIC.

Figura 5.11 - Dados da fatura para cálculo dos indicadores

Indicadores de Continuidade				
Conjunto: Alegrete				
Mês de Apuração: DEZEMBRO /2014				
EUSD (R\$): 3.637,50				
Indicador	Metas			Realizado
	Mensal	Trim.	Anual	Mensal
DIC	11,51	23,03	46,06	56,43
FIC	5,51	11,03	22,07	8,00
DMIC	5,87			18,27

Afim de exemplificação, na Figura 5.12 é mostrado o desempenho da ferramenta para o cálculo dos indicadores mensais.

Figura 5.12 - Cálculo do indicador DIC

Compensações financeiras

DIC
 DICv: Valor apurado DIC: 56,43
 DICp: Limite estabelecido DIC: 11,51
 EUSDmédio: 3637,50
 kei: 20
 DIC (R\$): 4476,61

DMIC
 DMICv: Valor apurado DMIC: 18,27
 DMICp: Limite estabelecido DMIC: 5,87
 EUSDmédio: 3637,50
 kei: 20
 DMIC (R\$): 1235,75

FIC
 FICv: Valor apurado FIC: 8,00
 FICp: Limite estabelecido FIC: 5,51
 EUSDmédio: 3637,50
 kei: 20
 FIC (R\$): 248,14

DICRI
 DICRIv: Valor apurado DICRI:
 DICRIp: Limite estabelecido DICRI:
 EUSDmédio:
 kei:
 DICRI (R\$):

DICv = Valor apurado verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DIC
 DICp = Limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DIC
 DMICv = Valor apurado verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DMIC
 DMICp = Limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DMIC
 FICv = Valor apurado verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador FIC
 FICp = Limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador FIC
 DICRIv = Valor verificado no período considerado para cada unidade consumidora do indicador DICRI
 DICRIp = Limite estabelecido de continuidade para cada unidade consumidora do indicador DICRI
 EUSDmédio = Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição no período considerado
 Kei = Coeficiente de majoração com valor definido em:
 15, para clientes atendidos em Baixa Tensão
 20, para clientes atendidos em Média Tensão
 27, para clientes atendidos em Alta Tensão

Ressalta-se que este módulo da ferramenta foi desenvolvido para o cliente possa acompanhar as compensações financeiras na fatura de energia relacionadas às interrupções, o cálculo mostrado acima é só a título de exemplo da aplicação da metodologia proposta.

A Figura 5.13 apresenta o valor ressarcido apenas para o indicador DIC, pois de acordo com o módulo 8 (oito) do PRODIST, seção 5.11, quando ocorrer a violação de mais de um indicador, no período analisado, a compensação financeira a ser paga ao cliente é o indicador que apresentar o maior valor de compensação. Isso pode ser comprovado analisando a Figura 5.12 que mostra que a compensação do indicador DIC foi maior que dos indicadores FIC e DMIC.

A Figura 5.13 mostra o valor ressarcido do indicador DIC da fatura de energia.

Figura 5.13 - Valor ressarcido do indicador DIC na fatura de energia

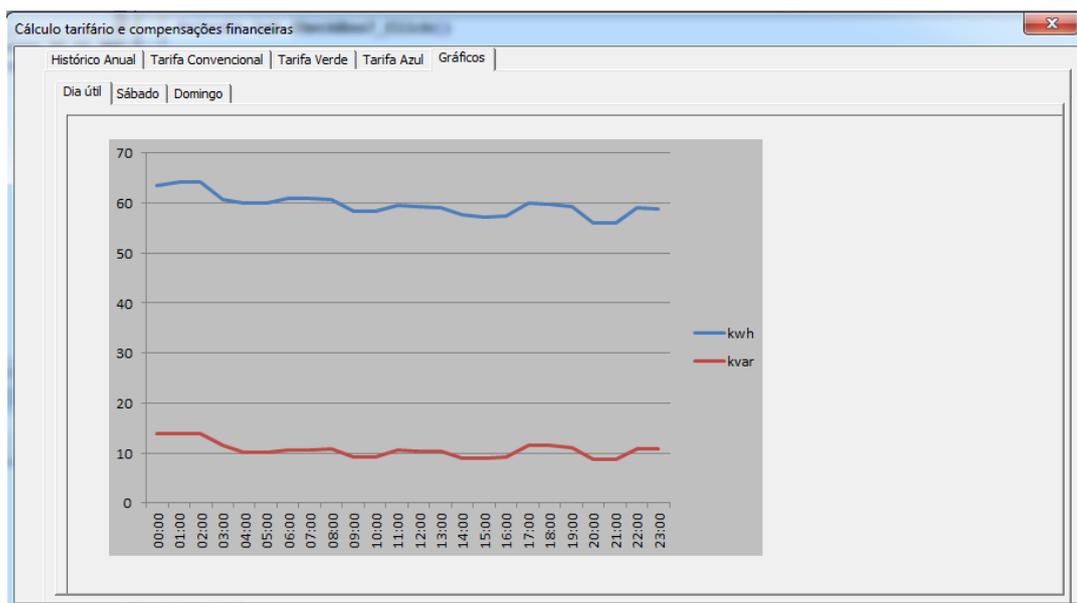
Descrição	Quantidade	Bandeira	Tarifa (sem ICMS)	Valor em R\$
Consumo em Ponta	1578	Vermelha	0,805747	1.271,46
Consumo Fora Ponta	19795	Vermelha	0,224945	4.452,78
FER em Ponta	291		0,203261	59,14
FER Fora Ponta	2102		0,203261	427,25
Demanda Fora Ponta	267		12,488259	3.334,36
ICMS				3,62
Crédito Ultrapassagem - DIC				-4.476,62

5.2.4 Memória de massa

A fim de validar o tratamento do arquivo de memória de massa, foi utilizado o método de Koning, 2004 para construir as curvas típicas de carga de cada mês, onde na aba “Gráficos” da ferramenta computacional pode ser visualizado o gráfico para dias úteis, sábados e domingos.

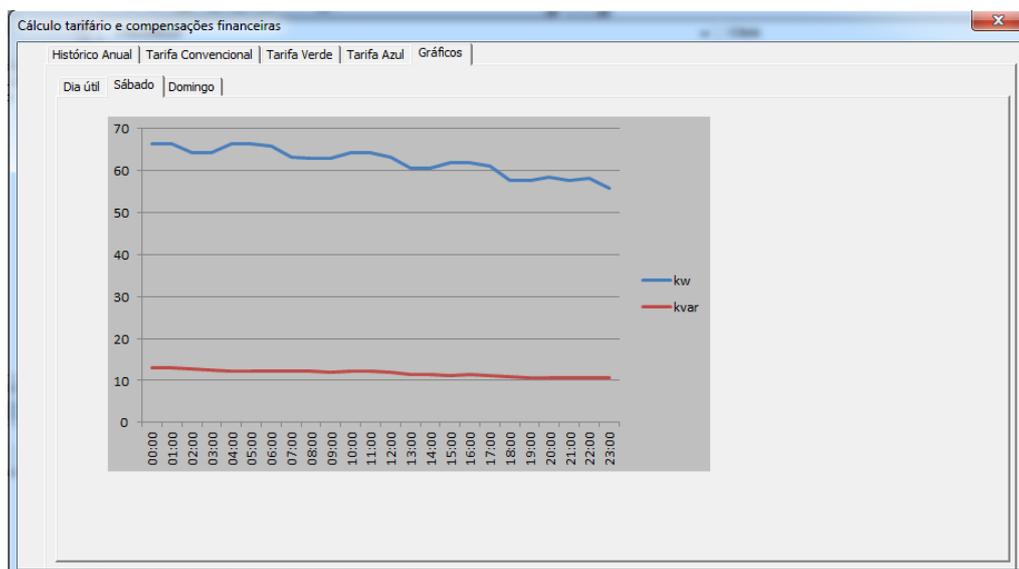
Utilizou-se a memória de massa da Unipampa referente ao mês de junho de 2015. Desta forma, na Figura 5.14 é mostrado o gráfico de dias úteis como exemplo.

Figura 5.14 - Gráfico da curva de carga - Dia útil



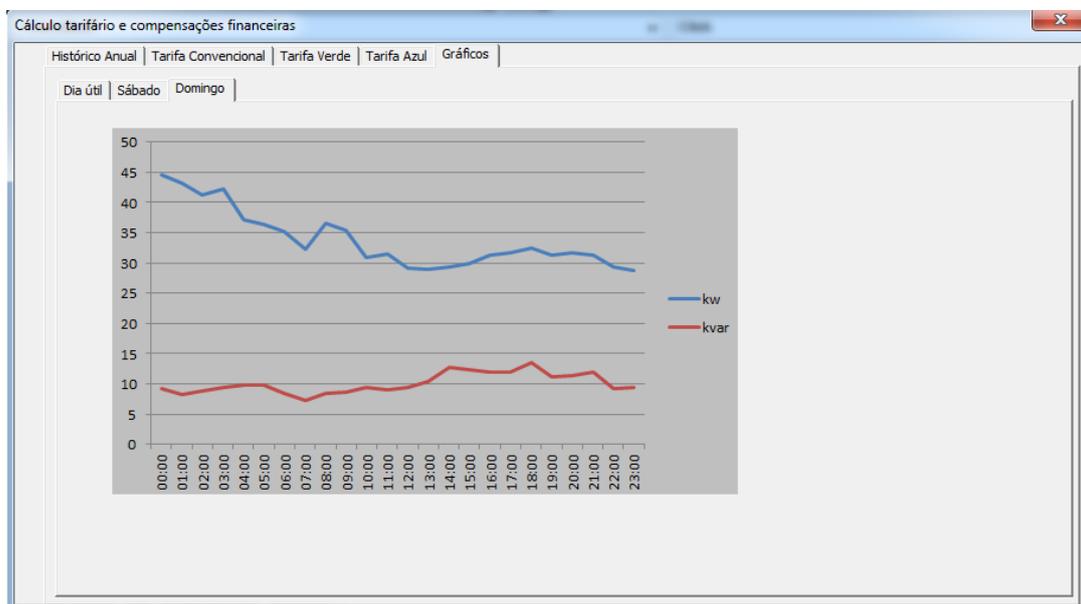
Já o gráfico referente aos sábados é mostrado na figura 5.15.

Figura 5.15 - Gráfico da curva de carga - Sábados



Por fim, pode ser visualizado na Figura 5.16 o gráfico referente aos domingos.

Figura 5.16 - Gráfico curva de carga - Domingo



Cabe ressaltar que os gráficos mostrados acima são a título de exemplo do tratamento utilizando o método de (Koning, 2004), com isso pode-se realizar estudos utilizando a memória de massa e verificar as possibilidades que façam com que o custo com a fatura de energia sejam minimizados.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou a construção de uma ferramenta de análise tarifária e compensações financeiras por transgressão de indicadores de confiabilidade. Para a validação dos resultados, analisaram-se dois estudos de caso com clientes de classes diferentes, comprovando que a metodologia de cálculo utilizada no desenvolvimento da ferramenta está adequada.

Realizar a análise tarifária detalhada para os contratos de energia de grandes clientes, como a Universidade Federal do Pampa é extremamente importante, uma vez que o custo com o serviço público de energia elétrica é expressivo. A partir da análise realizada, comprovou-se que o valor da fatura pode ser minimizado a ponto de se conseguir uma redução significativa apenas com o ajuste do contrato de demanda de energia.

No primeiro estudo de caso, pode-se observar que com a demanda contratada inicial houve ultrapassagem de demanda em 7 (sete) meses do período anual analisado, acarretando no faturamento de demanda de ultrapassagem excessivo, pois vale ressaltar que o valor dessa parcela é de duas vezes o custo da parcela de demanda. Isto provavelmente deu-se por haver aumento de carga no sistema elétrico da instituição aliado ao fato do contrato com a concessionária não ser reanalisado de forma adequada.

A partir da análise do contrato com otimização, concluiu-se que a Unipampa está adequada de forma correta quanto à modalidade tarifária verde, mas sugere-se que seja realizada uma nova contratação de demanda no valor de 270 kW, isto acarretará uma economia anual de R\$ 8.576,60 (Oito mil Quinhentos

e Setenta e Seis reais e Sessenta centavos). Salia-se que esta orientação a um novo valor de contrato, não considerou o aumento de carga nas instalações.

Da mesma forma, considerando o consumidor rural irrigante observou-se a necessidade de se realizar uma revisão no contrato atual, mantendo a unidade consumidora na modalidade verde e realizando uma nova contratação de demanda de 115 kW, considerando que a carga do sistema se mantenha a mesma, não haverá faturamento de demanda complementar e a provável economia anual será no valor de R\$ 3.543,12 (Três mil Quinhentos e Quarenta e Três reais e Doze centavos).

Já em relação aos pagamentos por transgressão dos indicadores de continuidade, ficou evidenciado que a ferramenta computacional é eficiente no que diz respeito ao próprio consumidor conseguir acompanhar o ressarcimento pago pela concessionária com relação à transgressão dos indicadores individuais, o que torna o consumidor um agente de fiscalização frente às interrupções que acontecem no sistema elétrico.

Por fim, existem algumas possibilidades de trabalhos futuros a partir de melhorias dos módulos e abrangências das investigações pela ferramenta computacional, destacam-se:

- Implementar a otimização do contrato em função da aquisição de grupos geradores diesel para o atendimento da carga em horário de ponta;
- Implementar a otimização de contratos de energia em função do tempo de retorno de investimento pela instalação de geração distribuída de fontes renováveis;
- Implementar um módulo para análise tarifária de clientes do Grupo B contemplando a Tarifa Branca.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. (2010). Condições gerais de fornecimento de energia elétrica - Resolução Normativa no 414/2010. Disponível em; <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010_414.pdf> Acesso em 5 Mai 2015.

_____ - ANEEL. (2010). Nota Técnica nº 0126/2010-SRD/ ANEEL. Estrutura Tarifária para o serviço de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: ANEEL

_____ - ANEEL. (2011a). Avaliação da alteração dos limites dos indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC e DMIC), 1–30. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_022_2010_SRD_ANEEL.pdf. Acesso em 19 Jun 2015.

_____ - ANEEL. (2011b). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Revisão 4 do Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

_____ - ANEEL. (2013). Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública. 6. ed. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/PorDentrodaContadeLuz_2013.pdf> Acesso em 10 Jun 2015.

_____ - ANEEL. (2015). Submódulo 6.8 Bandeiras Tarifárias - PRODIST. Disponível em: _____ <

http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%206%208_Bandeiras%20Tarif%C3%A1rias_V0.pdf> Acesso em 24 Ago 2015.

COELHO, J. Identificação dos Indicadores Internacionais de Qualidade de Energia Elétrica”. Universidade Federal de Santa Catarina, Relatório CERME, 1999.

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS - ERSE. Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2010. Lisboa, Portugal. Disponível em: <<http://www.erse.pt/>>. Acesso em: 20 Jul. 2015.

HASSIN, E. S. Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: Análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor. 2003. Dissertação, mestrado.

LUSVARGHI, S. A. dos S. Impactos econômicos da descontinuidade do serviço elétrico utilizando um modelo de mercado. 2010. Dissertação, mestrado.

KÖNIG, A.L. Desenvolvimento de Algoritmos e Ferramenta Computacional para Modelagem de Cargas e Redes Secundárias de Distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

OFGEM, Electricity licenses registered or service. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/list-all-electricity-licensees-registered-or-service-addresses>>. Acesso em 17 Jun.2015.

Procedimentos de Distribuição – PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, 2012c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. Acesso em: 03 Mai. 2015.

Resolução Normativa nº 024/2000, de 27 de janeiro de 2000. Brasília, 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000024.pdf>>. Acesso em: 05 Jun. 2015.

Resolução Normativa nº 071/2011, de 13 de julho de 2011. Resolução que estabelece os valores das Curvas de Aversão ao Risco dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte para o biênio 2012/2013.

Resolução Normativa nº 177/2005, de 19 de dezembro de 2005. Altera os arts. 1º ao 5º, 7º, 8º, 10, 12 a 17, 21, 22, 26, 28 e 29, e revoga os arts. 25 e 27 da Resolução ANEEL 024 de 27.01.2000.

Resolução Normativa nº 414/2010, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2015.

Resolução Normativa nº 479/2012, de 3 de abril de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2015.

WADA, R. (2014). Desenvolvimento e construção de nova estrutura tarifária para grupos de consumidores de média e baixa tensão.