

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**Avaliação da Aplicação da Modalidade Tarifária
Horária Branca: Estudo de Caso Para
Consumidores Residenciais**

Autor: Henrique Leão de Sá Menezes
Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF
2014



Henrique Leão de Sá Menezes

Avaliação da Aplicação da Modalidade Tarifária Horária Branca: Estudo de Caso Para Consumidores Residenciais

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF

2014

Henrique Leão de Sá Menezes

Avaliação da Aplicação da Modalidade Tarifária Horária Branca: Estudo de Caso Para Consumidores Residenciais/ Henrique Leão de Sá Menezes. – Brasília, DF, 2014-

85 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2014.

1. Tarifa Horária Branca. 2. Curva de Carga Residencial. I. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Avaliação da Aplicação da Modalidade Tarifária Horária Branca: Estudo de Caso Para Consumidores Residenciais

CDU 02:141:005.6

Henrique Leão de Sá Menezes

Avaliação da Aplicação da Modalidade Tarifária Horária Branca: Estudo de Caso Para Consumidores Residenciais

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 27 de Novembro de 2014:

Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita
Orientador

Dra. Cristina de Abreu Silveira
Convidado 1

Dra. Paula Meyer Soares
Convidado 2

Brasília, DF
2014

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter iluminado minha trajetória até agora sempre me proporcionando força para seguir com meus objetivos.

Aos meus pais, Jorge Leão Barbosa e Menezes e Marcia Meyre de Sá Vidal Menezes, por toda orientação, paciência e apoio ao longo dos anos. Sem o apoio deles nada disso seria possível, pois nunca mediram esforços para que meus sonhos fossem alcançados e muitas vezes tornando esses sonhos deles também.

À minha irmã, Daniela de Sá Menezes, que em todos esses anos sempre me deu forças, ajudando-me em tudo que fosse possível.

À minha namorada, Alessandra de Vasconcelos Sales, pelo apoio, parceria e compreensão a mim dedicados ao longo desse trabalho.

Ao professor Jorge Andrés Cormane Angarita, que com muita paciência me orientou na realização desse trabalho sempre procurando trabalhar a ideia proposta da melhor forma possível.

Ao Wesley Usida, Diego Brancher, Daniel Vieira, Hugo Lamin e os demais especialistas em regulação da distribuição da ANEEL por me orientar e auxiliar ao longo desse trabalho, fornecendo todo conhecimento necessário acerca do assunto abordado.

À todos os meus amigos que me acompanharam ao longo dessa jornada acadêmica, muitas vezes virando noites em grupos de estudos e perdendo finais de semana fazendo trabalhos acadêmicos. Sem eles minha rotina acadêmica não seria tão agradável.

*“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

Unidades consumidoras atendidas em baixa tensão por distribuidoras de energia elétrica não possuíam opções quanto a modalidade tarifária que lhes era aplicada. Em 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL iniciou estudos sobre uma modalidade tarifária que levasse em consideração o horário em que a energia é consumida, possibilitando ao consumidor um estímulo financeiro para realizar o gerenciamento da carga em sua unidade consumidora, a essa modalidade foi dada o nome de tarifa horária branca. Contudo, essa modalidade tarifária horária poderia trazer ao consumidor (além da possibilidade de reduzir seu custo com energia elétrica por meio de uma melhor distribuição horária de seu consumo) um aumento em sua fatura mensal de energia elétrica caso os hábitos de consumo não fossem alterados. O presente trabalho propõe a análise dos impactos financeiros gerados pelo emprego da nova modalidade tarifária do ponto de vista do consumidor e a avaliação de casos em que a nova modalidade acarretaria em aumento ou redução nos custos com energia elétrica.

Palavras-chaves: Tarifa Horária Branca. Gerenciamento de Carga. Energia Elétrica.

Abstract

Consumer units served with low voltage by energy distributors did not use to have options with regard to the tariffs applied to them. In 2010, the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) created a tariff modality that takes into consideration the hours in which the energy is consumed, offering the consumer a financial incentive to manage their energy power. This modality was then called timetable white tariff. Nevertheless, besides the opportunity to reduce the costs with electric energy through a time distribution, the new tariff application could also increase the consumers' bill, in case they were to keep their consumption habits the same as before. Considering these facts, this paper proposes the analysis of the financial impacts produced by the tariff modality use, as well as the evaluation of the cases in which the modality could result in savings or in raises of the electric energy costs.

Key-words: Timetable White Tariff. Energy Power Management. electric energy.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Classificação das principais cargas residenciais.	16
Figura 2 – Hierarquia do setor elétrico nacional.	21
Figura 3 – Classes de consumo de energia elétrica.	23
Figura 4 – Grupos e subgrupos tarifários.	24
Figura 5 – Funções de custo da TUSD.	26
Figura 6 – Funções de custo da TE.	27
Figura 7 – Estrutura da tarifa horo - sazonal verde.	30
Figura 8 – Estrutura da tarifa horo - sazonal azul.	32
Figura 9 – Temas abordados pela AP 120 de 2010.	33
Figura 10 – Estrutura Tarifária do grupo BT a partir da NTT 311/2011.	35
Figura 11 – Postos tarifários da modalidade tarifária branca.	36
Figura 12 – Comparação entre as modalidades tarifárias horária branca e convencional.	37
Figura 13 – Períodos e postos tarifários da TOU canadense.	39
Figura 14 – Postos tarifários e sazonalidade da TOU portuguesa.	40
Figura 15 – Curva de carga com as componentes demanda e energia.	41
Figura 16 – Metodologia proposta.	44
Figura 17 – Curva de carga por equipamento da região sul.	45
Figura 18 – Unidades consumidoras em função da faixa de consumo.	46
Figura 19 – Curva de carga média para dias úteis.	50
Figura 20 – Curva de carga média para dias de sábado.	51
Figura 21 – Curva de carga média para dias de domingo.	51
Figura 22 – Componentes tarifárias para as modalidades convencional e branca.	56
Figura 23 – Interface utilizada para aplicação das tarifas.	58
Figura 24 – Cenário proposto para o primeiro estrato na área de concessão da AES SUL.	60
Figura 25 – Cenário proposto para o segundo estrato na área de concessão da AES SUL.	61
Figura 26 – Cenário proposto para o terceiro estrato na área de concessão da AES SUL.	63
Figura 27 – Cenário proposto para o quarto estrato na área de concessão da AES SUL.	65
Figura 28 – Cenário proposto para o quinto estrato na área de concessão da AES SUL.	65
Figura 29 – Cenário proposto para o quinto estrato na área de concessão da AES SUL.	67

Figura 30 – Acréscimo percentual pela escolha da modalidade tarifária menos vantajosa.	69
Figura 31 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 1.	74
Figura 32 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 1.	74
Figura 33 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 1.	75
Figura 34 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 1.	75
Figura 35 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 2.	76
Figura 36 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 2.	76
Figura 37 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 2.	77
Figura 38 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 2.	77
Figura 39 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 3.	78
Figura 40 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 3.	78
Figura 41 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 3.	79
Figura 42 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 3.	79
Figura 43 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 4.	80
Figura 44 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 4.	80
Figura 45 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 4.	81
Figura 46 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 4.	81
Figura 47 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 5.	82
Figura 48 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 5.	82
Figura 49 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 5.	83
Figura 50 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 5.	83
Figura 51 – Solicitação dos dados utilizados para compor os cenários.	85

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela de tarifas de aplicação.	28
Tabela 2 – Feriados em que o horário de ponta não vigora.	31
Tabela 3 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica da CEB-D.	35
Tabela 4 – Concessionárias de distribuição definidas.	46
Tabela 5 – Concessionárias de distribuição definidas.	48
Tabela 6 – Composição do cenário 1	49
Tabela 7 – Composição do cenário 2	52
Tabela 8 – Composição do cenário 3	53
Tabela 9 – Composição do cenário 4	54
Tabela 10 – Composição do cenário 5	55
Tabela 11 – Resoluções Homologatórias utilizadas.	56
Tabela 12 – Tarifas de aplicação para o subgrupo residencial	57
Tabela 13 – Resultados para os cenários pertencentes à primeira estratificação. . . .	60
Tabela 14 – Resultados para os cenários pertencentes à segunda estratificação. . . .	62
Tabela 15 – Resultados para os cenários pertencentes à terceira estratificação. . . .	64
Tabela 16 – Resultados para os cenários pertencentes à quarta estratificação. . . .	66
Tabela 17 – Resultados para os cenários pertencentes à quinta estratificação. . . .	68

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AP	Audiência Pública.
AT	Alta Tensão.
BT	Baixa Tensão.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
INFO	Centro Brasileiro de Informações de Eficiência Energética.
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial.
MME	Ministério de Minas e Energia.
NTT	Nota Técnica.
ONS	Operador Nacional do Sistema.
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica.
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária.
REH	Resolução Homologatória.
REN	Resolução Normativa.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SINPHA	Sistema de Informações de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo.
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição.
TE	Tarifa de Energia Elétrica.
TOU	Time Of Use.

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

UC Unidade Consumidora.

Sumário

I	INTRODUÇÃO	15
1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	16
1.2	Objetivos	17
1.3	Organização do Trabalho	18
II	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.2	Setor de Distribuição de Energia Elétrica	22
2.3	Definições do Setor de Distribuição	22
2.3.1	Consumidor e Unidade Consumidora	22
2.3.2	Classes e Subclasses de Consumo	23
2.3.3	Grupo e Subgrupo Tarifário	24
2.3.4	Componentes Tarifárias	25
2.4	Modalidade Tarifária	28
2.4.1	Modalidade Convencional	29
2.4.2	Modalidade Horo - Sazonal Verde	30
2.4.3	Modalidade Horo - Sazonal Azul	32
2.4.4	Modalidade Branca	33
2.4.5	Tarifação Horárias em Outros Países	38
2.5	Curvas de Carga	41
III	MÉTODOS E RESULTADOS	42
3	MATERIAIS E MÉTODOS	43
3.1	Metodologia	43
3.2	Definição dos Cenários	45
3.2.1	Cenário 1	49
3.2.2	Cenário 2	52
3.2.3	Cenário 3	53
3.2.4	Cenário 4	54
3.2.5	Cenário 5	55
3.3	Tarifas de Aplicação	56

3.3.1	Valores Homologados	57
3.3.2	Aplicação das Modalidades Tarifárias	58
4	RESULTADOS E ANÁLISES	59
4.1	Apresentação dos Resultados	59
4.1.1	Faixa de Consumo de 0 a 79 kWh	59
4.1.2	Faixa de Consumo de 80 a 220 kWh	61
4.1.3	Faixa de Consumo de 221 a 500 kWh	62
4.1.4	Faixa de Consumo de 501 a 1000 kWh	64
4.1.5	Faixa de Consumo acima de 1000 kWh	66
4.2	Avaliação Econômica	68
5	CONCLUSÕES	70
	 Referências	 71
	 APÊNDICES	 73
	 APÊNDICE A – PRIMEIRA ESTRATIFICAÇÃO	 74
	 APÊNDICE B – SEGUNDA ESTRATIFICAÇÃO	 76
	 APÊNDICE C – TERCEIRA ESTRATIFICAÇÃO	 78
	 APÊNDICE D – QUARTA ESTRATIFICAÇÃO	 80
	 APÊNDICE E – QUINTA ESTRATIFICAÇÃO	 82
	 ANEXOS	 84
	 ANEXO A – SOLICITAÇÃO DOS DADOS	 85

Parte I

Introdução

1 Introdução

Nesta seção é apresentada a motivação que levou a realização deste trabalho tal com os objetivos propostos para que o trabalho fosse desenvolvido com maior objetividade, garantindo ao mesmo maior confiabilidade.

1.1 Motivação

O crescente desenvolvimento tecnológico vem mudando significativamente os hábitos de consumo da população. É comum residências que à dez anos possuíam poucos equipamentos elétricos e eletrônicos possuem atualmente uma quantidade bem superior. É importante que esse aumento na demanda de energia elétrica seja acompanhado de uma constante expansão do setor elétrico, principalmente no setor de distribuição.

(ANEEL, 2010a) mostra que 56,1% da energia total consumida no país é consumida pelo grupo B, baixa tensão, e dentro desse universo 60% são referentes ao consumo do subgrupo B1, residencial, fazendo com que esse subgrupo seja responsável pelo consumo de 33,66% da energia elétrica no país. A curva de carga do subgrupo residencial possui uma concentração típica de consumo de energia elétrica no período de ponta do sistema, resultante da grande utilização de equipamentos e maior concentração de consumidores por unidade consumidora nesse período.

As cargas de uma residência podem ser divididas em dois grandes segmentos, cargas gerenciáveis e cargas não gerenciáveis. Cargas não gerenciáveis são aquelas que independem da utilização do consumidor em um período específico de tempo, permanecendo ativas na rede elétrica constantemente. Já as cargas gerenciáveis são aquelas que não estão ativas na rede elétrica em tempo integral e são as principais responsáveis pela formação do horário de ponta. Na Figura 1 são apresentadas as principais cargas gerenciáveis e não gerenciáveis de uma unidade consumidora residencial.

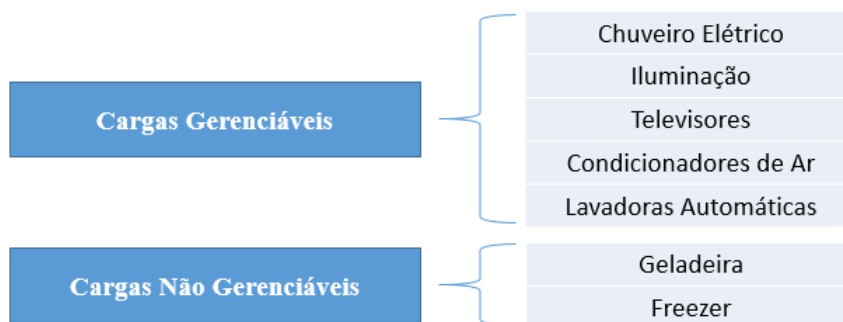


Figura 1 – Classificação das principais cargas residenciais.

Com a proposta da ANEEL de aplicar uma nova modalidade de tarifação horária para o grupo de baixa tensão, a tarifa horária branca, a mudança nos hábitos de consumo das unidades consumidoras do subgrupo residencial possibilitaria benefícios para o consumidor, que por meio do gerenciamento do uso das cargas de sua residência poderia ter o valor de sua fatura reduzido, e para o setor elétrico, com a redução da ponta no sistema.

Por meio dos benefícios de gerenciar o horário de utilização das cargas de sua residência, essa nova modalidade tarifária poderá influenciar os hábitos de consumo da classe residencial e com isso a curva de carga a ela associada, gerando novas tipologias de carga. A modalidade tarifária horária branca visa principalmente redistribuir parte do consumo do horário de ponta em horários de intermediária e fora ponta, minimizando os impactos gerados pela formação da ponta no sistema.

1.2 Objetivos

Considerando os benefícios que o gerenciamento da carga poderá proporcionar por meio da modalidade tarifária horária branca, o presente trabalho tem como objetivo abordar essa nova modalidade tarifária aplicada às unidades consumidoras residenciais com diferentes tipologias de carga.

Com base nos dados referentes a campanha de medidas do segundo e terceiro ciclo de revisão tarifária da ANEEL, foram definidas as tipologias de carga que melhor representam cada área de concessão. A essas tipologias foram aplicadas a modalidade tarifária convencional e branca de forma a avaliar suas vantagens e desvantagens em cada curva de carga proposta.

O espaço amostral utilizado para realização desse trabalho foi definido de acordo com os dados fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Foi definida uma concessionária de distribuição de energia elétrica por região do país, totalizando 5 concessionárias em um universo de 63, garantindo ao trabalho uma representatividade de aproximadamente 8% das concessionárias de distribuição do país.

O presente trabalho tem por objetivo específico os seguintes itens:

- Definir unidades consumidoras que possuem curvas de cargas típicas de acordo com as tipologias de carga de suas respectivas concessionárias de distribuição;
- Avaliar a aplicação das modalidades tarifárias convencional e branca de acordo com a metodologia proposta;
- Identificar medidas que possibilitem a melhor aplicação da modalidade tarifária horária branca nas curvas de carga estudadas.

1.3 Organização do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco seções, cinco apêndices e um anexo. A primeira seção aborda a apresentação do tema, apresentando aspectos relacionados a motivação que levou a elaboração do trabalho, tal como objetivos e objetivos específicos traçados para que a correta execução do trabalho fosse possível.

A segunda seção apresenta uma revisão bibliográfica relacionada a legislação e regulamentação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, trazendo informações sobre a estrutura do setor elétrico, as definições do setor de distribuição, os modelos tarifários aplicados no país e a caracterização de curvas de carga médias com base na campanha de medições realizada pelas distribuidoras.

A terceira seção apresenta a metodologia definida para a manipulação dos dados e definição dos cenários utilizados. São apresentados os valores referente à cada modalidade tarifária utilizada e o método de aplicação por meio de uma interface desenvolvida. A quarta seção trata da apresentação dos resultados para cada cenário trabalhado, além da análise de cada resultado seguida por uma avaliação econômica. A quinta seção contém a conclusão do trabalho avaliando a viabilidade econômica da aplicação da modalidade horária branca comparada a modalidade convencional.

O apêndice conta com a simulação realizada para os demais cenários propostos, uma vez que foram apresentados na quarta seção a simulação realizada para apenas 5 cenários. O anexo apresenta a mensagem enviada para a solicitação dos dados utilizados no trabalho e o número de protocolo que comprova a autorização para utilização desses dados.

Parte II

Revisão Bibliográfica

2 Revisão Bibliográfica

Essa seção aborda de uma forma geral aspectos relacionados ao setor elétrico brasileiro de forma a definir conceitos e características referentes a tarifação de energia e o comportamento de cargas residenciais no país.

2.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

A Década de 90 marcou diversas mudanças no setor elétrico nacional iniciando em 1995 com o Programa Nacional de Descentralização – PND, que visava a privatização de parte dos setores de geração, transmissão e distribuição. Em 1996, o Ministério de Minas e Energia lançou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Nacional propondo principalmente a desverticalização dos setores regulação, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. (DOILE, 2013).

De acordo com (DOILE, 2013), esses projetos visavam gerar uma maior competitividade e manter os monopólios de transmissão e distribuição como serviços públicos, concedidos sob regulação. Tais objetivos levaram à necessidade de criar uma agência com a finalidade de regular e fiscalizar as atividades do setor elétrico.

Aprovada em 26 de dezembro de 1996, a lei 9.427 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. Com a missão de “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”, a ANEEL é responsável pela publicação de documentos que normatizam e padronizam diversos serviços do setor elétrico.

Na década de 90, a necessidade de organizar o mercado e a estrutura do setor elétrico deu origem a outros agentes do setor elétrico, como o Operador Nacional do Sistema – ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE. Com o crescente número de agentes e empresas do setor elétrico houve a necessidade de definir uma estrutura organizacional para definir uma cadeia hierárquica do setor. Na Figura (2) é apresentada a estrutura organizacional do setor elétrico nacional.

A Figura (2) apresenta no início dessa cadeia hierárquica o Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, ligado diretamente à Presidência da república. O objetivo do CNPE é formular políticas para o aproveitamento eficaz de recursos energéticos do país e revisar a matriz energética nacional. Ao CNPE está vinculado o Ministério de Minas e Energia – MME, considerado o representante da União como Poder Concedente. Ao MME compete a formulação, planejamento e implementação de ações do Governo

Federal no âmbito da política energética nacional. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE são empresas subordinadas ao MME cujas responsabilidades são, em sua essência, o planejamento de longo prazo do setor elétrico e o acompanhamento da continuidade e da segurança dos suprimentos eletroenergéticos, respectivamente.

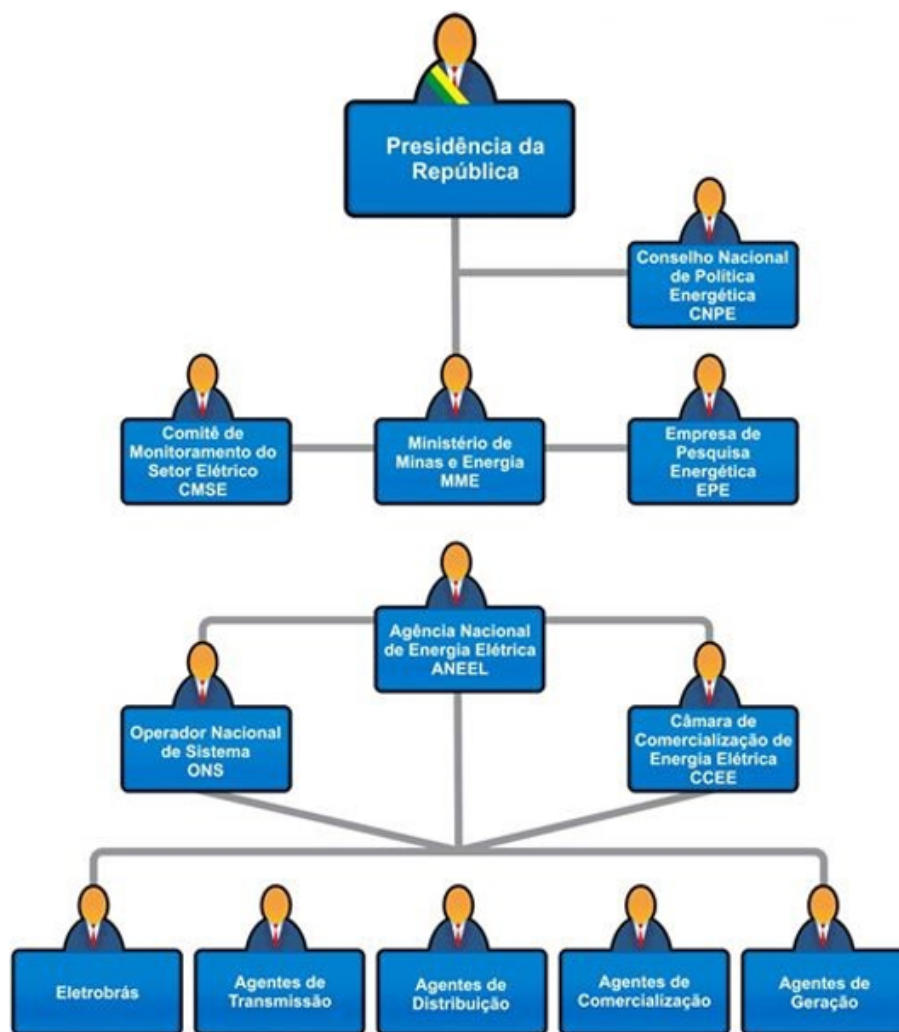


Figura 2 – Hierarquia do setor elétrico nacional.

Fonte: (ABRADEE, 2014).

Sob regulação e fiscalização da ANEEL, o Operador Nacional do Sistema – ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE são responsáveis, respectivamente, pela operação e controle comercial do sistema. Cabe ao ONS “coordenar e controlar as operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2014)”, já ao CCEE compete “viabilizar as atividades de compra e venda de energia no país (CCEE, 2014)”.

2.2 Setor de Distribuição de Energia Elétrica

O setor elétrico é composto por agentes de geração, responsáveis pela geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis ou fósseis ao longo do território brasileiro, transmissão, encarregados pelo transporte da energia elétrica proveniente de usinas geradoras, e distribuição, responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica em média e baixa tensão aos consumidores finais.

O segmento de distribuição é composto por concessionárias e permissionárias responsáveis por garantir a disponibilidade de energia elétrica para unidades consumidoras atendidas em média e baixa tensão. As permissionárias de energia elétrica são pessoas físicas ou jurídicas com autorização federal para executar obras de transmissão e distribuição de energia destinada a seu consumo próprio ou de associados. (ABRADEE, 2014).

A Resolução Normativa 414/2010 define concessionária de distribuição como o “agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica”, ou seja, por meio de um contrato de concessão são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica para uma determinada região.

Os contratos de concessão das prestadoras de serviços de distribuição de energia são definidos pela ANEEL e estabelecem regras a respeito da qualidade dos serviços, do valor da tarifa, do atendimento aos consumidores e da regularidade dos serviços prestados.

O Brasil é dividido em 63 áreas de concessão para os serviços de distribuição, onde cada estado abriga uma ou mais áreas de concessão. De acordo com a (ABRADEE, 2014), aproximadamente 73% concessionárias de distribuição são de capital privado, sendo o restante de capital público municipal, estadual ou federal.

2.3 Definições do Setor de Distribuição

2.3.1 Consumidor e Unidade Consumidora

De acordo com (ANEEL, 2012), “consumidor de energia elétrica é toda pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado que solicite o fornecimento ou uso do sistema elétrico à distribuidora”, a esse consumidor está associado uma ou mais unidades consumidoras, que por sua vez são estruturas físicas as quais a distribuidora fornece algum serviço de energia elétrica. Essas unidades consumidoras devem ser classificadas pelas distribuidoras utilizando como parâmetros a atividade nela exercida e a finalidade da energia elétrica fornecida.

O consumidor pode ainda ser definido como consumidor cativo ou consumidor livre. De acordo com o artigo 15º da Lei 9.074, “Os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra

de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado”, a esses consumidores é atribuída a classificação de consumidor livre. (BRASIL, 1995).

Agentes do CCEE que possuem uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW e tenham optado pela compra de energia elétrica de geradores que utilizem fontes renováveis, enquadrados no § 5º do artigo 26 da Lei Nº 9.427, são classificados como consumidores livres especiais. (ANEEL, 2012).

Aos consumidores que não se enquadram nos critérios que definem consumidores livres e consumidores livres especiais é atribuída a classificação de consumidor cativo. A compra de energia elétrica por parte de um consumidor cativo está restrita a concessionária de distribuição de energia elétrica atuante na área de concessão a qual a unidade consumidora faça parte.

2.3.2 Classes e Subclasses de Consumo

De acordo com o Artigo 4º da Resolução Normativa 414/2010, cabe a distribuidora “classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica”. A classificação das unidades consumidoras – UC’s ocorre com o objetivo de aplicar tarifas distintas a cada uma das classes de consumo definidas pela ANEEL. As classes de consumo são divididas em 8 categorias, como apresentado na Figura (3), utilizando como base o comportamento de carga típico de cada uma. (ANEEL, 2012).



Figura 3 – Classes de consumo de energia elétrica.

Cada classe de consumo é dividida em subclasses com a finalidade de distinguir as UC’s pela renda ou pela atividade específica empregada a cada uma. A classe à qual a maior parte das UC’s está alocada é a residencial. Esta, por sua vez, é destinada a

unidades consumidoras com finalidade residencial. A classe residencial é dividida nas subclasses residencial e residencial baixa renda, definida pelo artigo 5º da RN 414/2010.

2.3.3 Grupo e Subgrupo Tarifário

Por meio do Decreto nº 62.724 de 1968 foram criados dois grupos tarifários com a finalidade de auxiliar a análise de custos e fixação de tarifas para cada classe de consumo (ANEEL, 2010b). O grupo A é formado por consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV ou em sistemas subterrâneos de distribuição em tensão secundária. Como apresentado na Figura (4), ao grupo A são atribuídos 6 subgrupos definidos pelo nível de tensão a qual são atendido, onde o subgrupo AS é exclusivo à unidades consumidoras atendidas por sistemas subterrâneos.

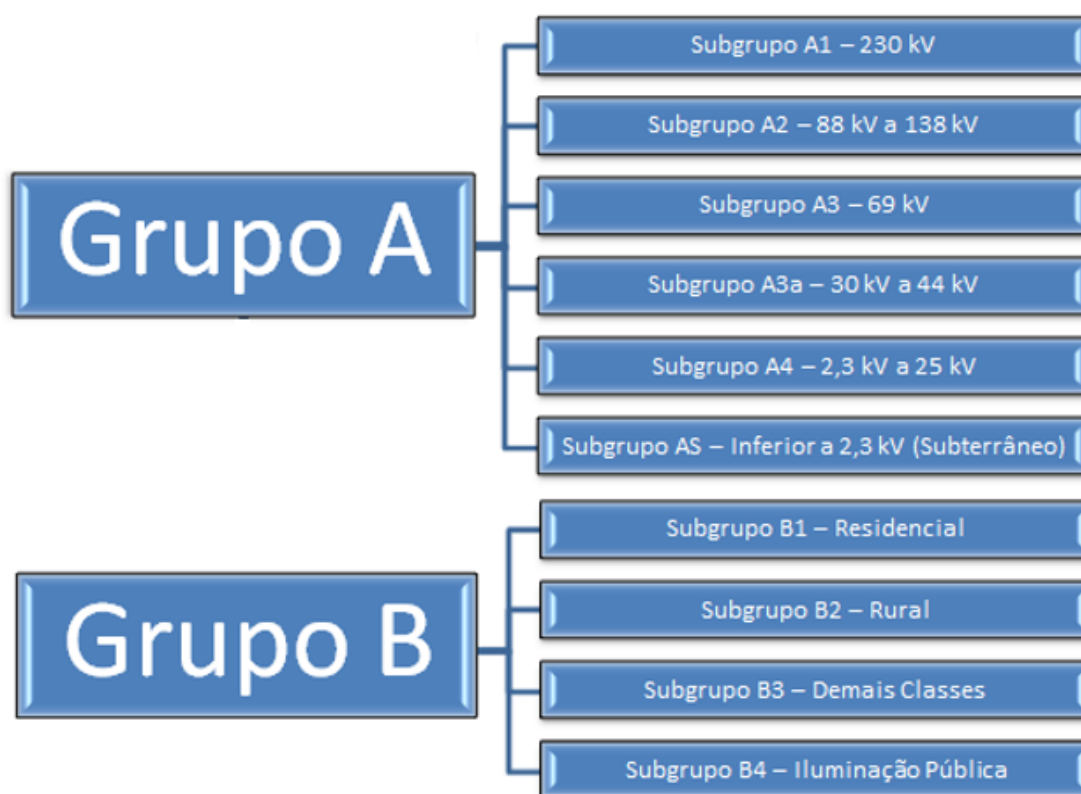


Figura 4 – Grupos e subgrupos tarifários.

Fonte: (ANEEL, 2012).

O grupo B é composto por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, sendo esse grupo alimentado em baixa tensão por redes secundárias de distribuição. Esse grupo é composto por 4 subgrupos com comportamentos de carga distintos, sendo organizados por meio da atividades desenvolvidas por cada unidade consumidora (ANEEL, 2012).

2.3.4 Componentes Tarifárias

O Decreto nº 62.724 de 1968, além de estabelecer a criação dos grupos tarifários, citou pela primeira vez uma mudança do, até então, foco de expansão do sistema para um novo cenário de eficiência ao estabelecer limites de potência para cada grupo e subgrupo tarifário. Associado a proposta de um cenário voltado à eficiência do sistema, surgiram os primeiros estudos relacionados a uma nova estrutura tarifária. (ANEEL, 2010b).

Em 1981 com o Decreto nº 86.463 passou a vigorar essa nova estrutura tarifária. Para o grupo A foram estabelecidas componentes tarifárias relacionadas a uma demanda contratada e a energia consumida, denominada tarifa binômica de fornecimento. Para o grupo B foi estabelecida uma tarifa monômica de fornecimento, definindo um componente tarifária referente a energia consumida. (BRASIL, 1981).

A componente de demanda é definida por um contrato entre a distribuidora de energia e o consumidor, esse contrato estabelece uma demanda de potência ativa que deve ser disponibilizada no ponto de entrega para a unidade consumidora, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. Essa componente é definida em R\$/kW pela Resolução Homologatória de cada concessionária de energia.

A componente energia é estabelecida pela Resolução Homologatória da concessionária de energia como um valor monetário cobrado pela energia elétrica ativa consumida, R\$/MWh. O valor homologado para a energia consumida é composto pelos custos relacionados a toda cadeia produtiva, sendo esses custos distribuídos em duas parcelas, uma referente aos custos da energia elétrica para a revenda – TE e a outra relacionada aos custos do uso do sistema de distribuição – TUSD. (ANEEL, 2014).

De acordo com o módulo 7 dos procedimentos de regulação tarifária – PRORET, os custos alocados à TUSD são definidos em processos de reajuste ou revisão tarifária com base em 3 componentes de custo: transporte, perdas e encargos, como apresentado na Fig. (5).

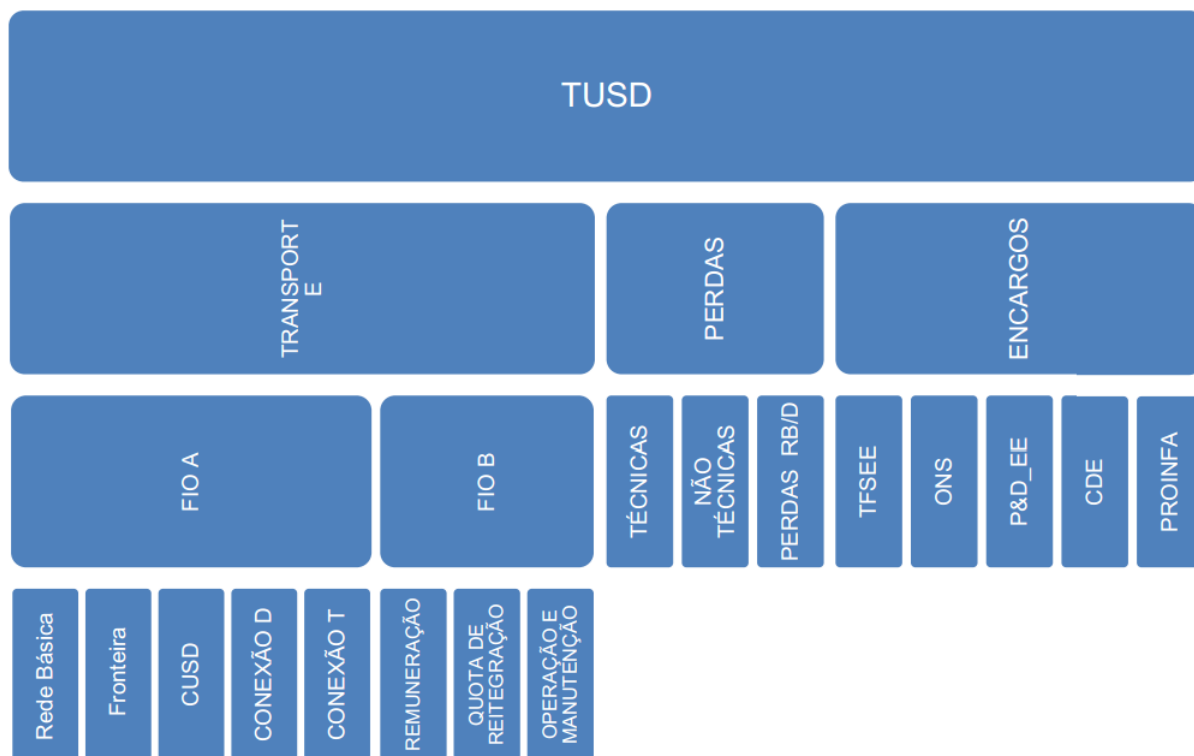


Figura 5 – Funções de custo da TUSD.

Fonte: (ANEEL, 2014).

A parcela correspondente ao transporte está relacionada aos custos pelo uso de ativos da própria distribuidora e de terceiros, a parcela referente as perdas recupera os custos das perdas técnicas e não técnicas do sistema de distribuição. A componente relacionada aos encargos visa recuperar os custos sobre projetos de pesquisa e desenvolvimento – P&D, o programa de incentivo às fontes alternativas – PROINFA, o Operador Nacional do Sistema – ONS e outras iniciativas para fortalecer e desenvolver o setor elétrico. (ANEEL, 2014).

Os custo com a aquisição de energia, responsáveis por compor TE, também são definidos em processos de reajuste ou revisão tarifária e são repassados integralmente aos consumidores, sem auferir margens de lucro à distribuidoras de energia. A Figura (6) apresenta as quatro componentes que compõe as funções de custos relativas a TE, são elas: energia, transporte, perdas e encargos.

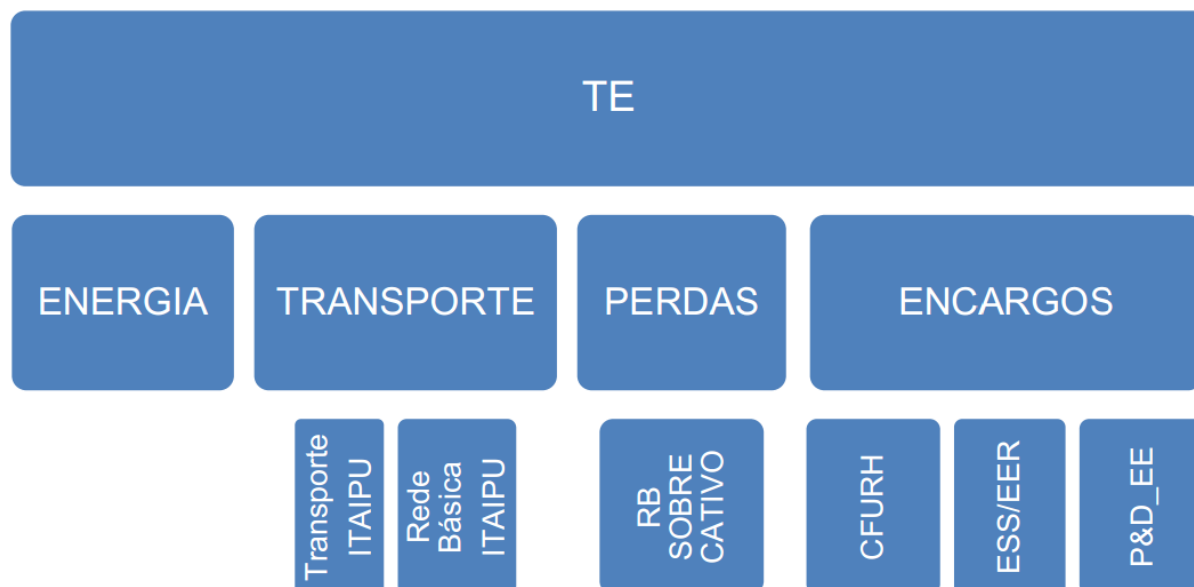


Figura 6 – Funções de custo da TE.

Fonte: (ANEEL, 2014).

A componente energia é responsável por recuperar os custos pela compra de energia elétrica destinada à revenda para o consumidor, incluindo os custos com a energia comprada de Itaipu, conforme o contrato estabelecido com o Paraguai. A componente encargos refere-se à encargos gerados pela reserva de energia (EER), contribuições pelo uso de recursos hídricos (CFURH) e projetos de pesquisa e desenvolvimento – P&D. A componente transporte recupera os custos gerados pela transmissão de energia de Itaipu e a componente de perdas refere-se as perdas na rede básica, proveniente de consumidores cativos. (ANEEL, 2014).

Os valores da TUSD e da TE, definidos pela ANEEL, para cada grupo e subgrupo tarifário são apresentada nas tabelas de tarifa de aplicação anexadas às Resoluções Homologatórias de cada concessionária de distribuição de energia. As tabelas seguem o modelo definido pelo módulo 7 do PRORET, apresentado na Tabela (1), e são publicadas a cada ciclo de revisão tarifária e reajustes subsequentes.

Tabela 1 – Tabela de tarifas de aplicação.

Grupo	SUBGRUPOS	MODALIDADES	TUSD			TUSD	TE	
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta		Ponta	Fora Ponta
A	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
	A2 (88 a 138 kV)	Geração	R\$/kW					
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração	R\$/kW					
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
	A3a (30kV a 44kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração	R\$/kW					
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
		Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
	A4 (2,3 a 25 kV)	Convencional	R\$/kW			R\$/MWh	R\$/MWh	
		Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração	R\$/kW					
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
	AS (≤ 2,3kV)	Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Convencional	R\$/kW			R\$/MWh	R\$/MWh	
		Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
Geração		R\$/kW						
B	B1 (≤ 2,3kV)	Convencional	R\$/MWh			R\$/MWh	R\$/MWh	
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh
	B2 (≤ 2,3kV)	Convencional	R\$/MWh				R\$/MWh	
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh
	B3 (≤ 2,3kV)	Convencional	R\$/MWh				R\$/MWh	
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh
	B4 (≤ 2,3kV)	Convencional	R\$/MWh				R\$/MWh	
Geração (≤ 2,3kV)	R\$/kW							

Fonte: (ANEEL, 2014).

2.4 Modalidade Tarifária

Ao conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e de demanda de potência dá-se o nome de modalidade tarifária (ELEKTRO, 2014). No Brasil existem 5 modalidades tarifárias distintas aplicadas aos grupos e subgrupos tarifários, de acordo com requisitos definidos pela ANEEL. Essas tarifas podem ser divididas em 3 grupos:

- Modalidade Convencional
- Modalidade Horária
- Modalidade Horo - Sazonal

2.4.1 Modalidade Convencional

A modalidade tarifária convencional é caracterizada pela aplicação da tarifa independente do horário de utilização ao longo do dia e do período do ano (sazonalidade). Essa modalidade tarifária é aplicada a unidades consumidoras pertencentes aos grupos A e B, possuindo diferentes componentes para cada grupo. Para unidades consumidoras do grupo A esse modelo tarifário é aplicado em sua forma binômia, possuindo uma componente relacionada a energia consumida e outra a demanda de potência contratada. O grupo B é faturado nesse modelo tarifário em sua forma monômia, ou seja, é aplicada apenas a componente referente ao consumo de energia (ANEEL, 2014).

A contratação da modalidade tarifária convencional por unidades consumidoras do grupo A é restrita aos subgrupos A3a, A4 e AS e possui um limite de contratação de demanda de 300 kW. Caso sejam realizados 3 registros consecutivos ou 6 registros em um período de 11 meses, a unidade consumidora terá seu contrato de fornecimento alterado para outra modalidade tarifária.

O método de cálculo dessa modalidade tarifária é simples e com poucas ressalvas, sendo composto pela soma entre as parcelas de consumo e demanda, quando aplicadas ao grupo A, ou apenas pela parcela de consumo, para o grupo B. Quando a demanda contratada é ultrapassada, o custo referente a ultrapassagem é acrescido ao faturamento pelo consumo do mês da ultrapassagem. De acordo com (PROCEL, 2011) cada parcela é calculada da seguinte forma:

$$P_{Consumo} = T_e * CM \quad (2.1)$$

$$P_{Demanda} = T_d * DC \quad (2.2)$$

$$P_U = T_u * (DM - DC) \quad (2.3)$$

Onde:

- P_U : Parcela de ultrapassagem
- T_e : Tarifa de consumo de energia;
- T_d : Tarifa de demanda contratada;
- T_u : Tarifa de ultrapassagem de demanda;
- CM: Consumo medido;
- DC: Demanda contratada;
- DM: Demanda medida no mês da ultrapassagem.

2.4.2 Modalidade Horo - Sazonal Verde

Como apresentado pela Figura (7), a modalidade tarifária horo – sazonal verde é caracterizada pela aplicação de uma única tarifa sobre a demanda contratada e diferentes tarifas sobre a energia consumida, variando de forma horária ao longo do dia e de forma sazonal ao longo do ano. A contratação dessa modalidade tarifária é restrita a unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS, fazendo com que unidades consumidoras pertencentes a estes subgrupos possam optar entre a modalidade convencional binômia, horo – sazonal verde e horo – sazonal azul, dependendo do seu contrato de demanda (ANEEL, 2012).

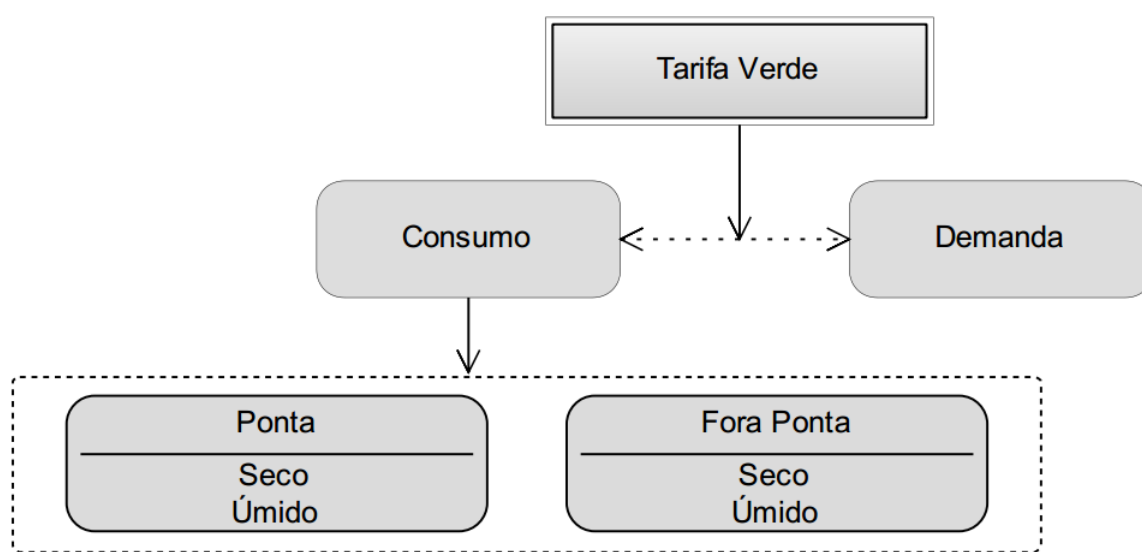


Figura 7 – Estrutura da tarifa horo - sazonal verde.

Fonte: (FIGUEIRO, 2013).

O horário de ponta é definido como o período de três horas consecutivas definidas pela distribuidora considerando sua curva de carga, vigorando apenas em dias úteis. Aos sábados, domingos e feriados estabelecidos pela ANEEL, conforme apresentado na Tabela (2), o horário de ponta não é aplicado a tarifação, sendo contabilizado apenas o horário de fora ponta (ANEEL, 2012). O horário de fora ponta é o conjunto de horas complementares as previstas no horário de ponta, sendo ele composto por 21 horas em dias úteis e feriados que não estão presentes na Tabela (2) e por 24h em dias de sábado, domingo e feriados definidos pela ANEEL.

Tabela 2 – Feriados em que o horário de ponta não vigora.

Dia e Mês	Feriados Nacionais	Leis Federais
01 de Janeiro	Confraternização Universal	10.607, de 19/12/2002
21 de Abril	Tiradentes	10.607, de 19/12/2002
01 de Maio	Dia do Trabalho	10.607, de 19/12/2002
07 de Setembro	Independência	10.607, de 19/12/2002
12 de Outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de Novembro	Finados	10.607, de 19/12/2002
15 de Novembro	Proclamação da República	10.607, de 19/12/2002
25 de Dezembro	Natal	10.607, de 19/12/2002

Fonte: (ANEEL, 2012).

O parâmetro de sazonalidade úmido é definido como um “período de cinco ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte”, já o parâmetro seco é definido como o “período de sete ciclos de faturamentos consecutivos, referente aos meses de maio a novembro”. (ANEEL, 2012).

De acordo com o Manual de Tarifa de Energia Elétrica (PROCEL, 2011) a tarifação dessa modalidade é composta pelo seguinte grupo de equações:

$$P_{Consumo} = T_{eP} * CM_P + T_{eFP} * CM_{FP} \quad (2.4)$$

$$P_{Demanda} = T_d * DC$$

$$P_U = T_u * (DM - DC)$$

Onde:

- T_{eP} : Tarifa de consumo de energia em horário de ponta;
- T_{eFP} : Tarifa de consumo de energia em horário de fora ponta;
- CM_P : Consumo medido em horário de ponta;
- CM_{FP} : Consumo medido em horário de fora ponta;

2.4.3 Modalidade Horo - Sazonal Azul

A modalidade tarifária horo – sazonal azul apresenta, assim como a modalidade tarifária verde, o caráter horário e sazonal, a principal diferença entre as duas modalidades é que na modalidade tarifária azul o fator horário é aplicado tanto a parcela de consumo quanto a parcela de demanda, como apresentado na Figura (8). Essa modalidade tarifária é aplicada exclusivamente às unidades consumidoras pertencentes ao grupo A, sendo de caráter obrigatório para os subgrupos A1, A2 e A3 e de caráter opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS. (PROCEL, 2011).

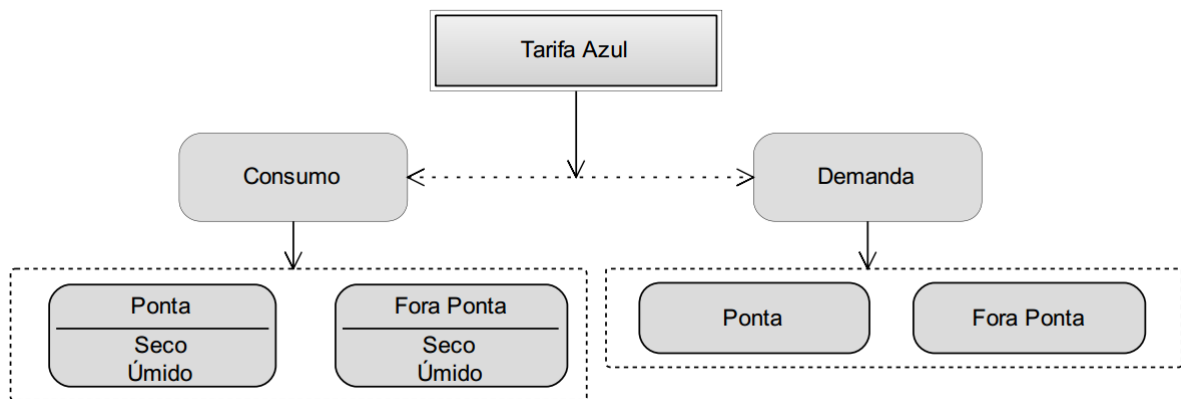


Figura 8 – Estrutura da tarifa horo - sazonal azul.

Fonte: (FIGUEIRO, 2013).

O período em que cada posto tarifário vigora segue as mesmas regras aplicadas a modalidade verde. Para os postos ponta e fora ponta referentes à componente demanda são aplicados os mesmos requisitos dos mesmos postos tarifários referentes a componente de consumo.

O equacionamento utilizado para o cálculo da tarifa para unidades consumidoras a qual essa modalidade é aplicada diferencia-se do equacionamento utilizado na modalidade verde apenas nas parcelas de demanda e ultrapassagem, apresentadas nas Equações (2.5) e (2.6).

$$P_{Consumo} = T_{eP} * CM_P + T_{eFP} * CM_{FP}$$

$$P_{Demanda} = T_{dP} * DC_P + T_{dFP} * DC_{FP} \quad (2.5)$$

$$P_U = T_{UP} * (DM_P - DC_P) + T_{UFP} * (DM_{FP} - DC_{FP}) \quad (2.6)$$

Onde:

- T_{dP} : Tarifa de demanda em horário de ponta;
- T_{dFP} : Tarifa de demanda em horário de fora ponta;
- T_{UP} : Tarifa de ultrapassagem de demanda em horário de ponta;
- T_{UFP} : Tarifa de ultrapassagem de demanda em horário de fora ponta;
- DC_P : Demanda contratada em horário de ponta;
- DC_{FP} : Demanda contratada em horário de fora ponta;
- DM_P : Demanda medida no mês da ultrapassagem em horário de ponta;
- DM_{FP} : Demanda medida no mês da ultrapassagem em horário de fora ponta;

2.4.4 Modalidade Branca

Em dezembro de 2010, a ANEEL iniciou a audiência pública – AP 120, que apresentou as propostas da agência para aperfeiçoar a estrutura tarifária dos grupos de alta e baixa tensão. Como apresentado na Figura (9), a AP 120/2010 é composta por quatro temas que visam a evolução da estrutura tarifária para acompanhar a evolução do mercado e dos perfis de consumo.

TEMA I	Custos e Fator Perdas	1. Componentes de custos da tarifa	TEMA III	Sinais Preço	1. Definição de postos tarifários
		<ul style="list-style-type: none"> a. TUSD Fio A b. TUSD Fio B c. TUSD Encargos Sv Distribuição d. TUSD Encargos Setoriais e. TUSD Perdas f. Tarifa de energia 			2. Sinal horossazonal
TEMA II	Uso da Rede	2. Fator de Perdas	TEMA IV	Tarifação para BT	1. Postos Tarifários para Baixa Tensão
		1. Metodologia Custo Marginal Capacidade			2. Tarifas: Rural, IP e Demais Classes
		1.1. Custo Marginal de Expansão			3. Realinhamento da Baixa Tensão
		1.2. Proporção de Fluxo			4. Discussão tarifária - AS
		1.3. Responsabilidade de Potência			

Figura 9 – Temas abordados pela AP 120 de 2010.

Fonte: (ANEEL, 2010b).

O primeiro tema abordado foram os “Custos e Fatores de Perdas”, cujo objetivo foi propor novos métodos de cálculo para o fator de perdas e as componentes de custo que compõem a TUSD e a TE. No segundo tema, “Uso da Rede”, foram desenvolvidas metodologias para o custo marginal de expansão e estudos sobre a responsabilidade de potência (ANEEL, 2010b). Os temas III e IV, presentes na Figura (9), foram apresentados na Nota Técnica 219/2010 e tinham como objetivo apresentar a proposta de uma nova metodologia para definição da estrutura tarifária do setor de distribuição, no que se refere aos sinais de preço da TUSD e TE. (ANEEL, 2010c).

Durante a AP 120/2010 foi estabelecido um novo módulo para os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. O objetivo desse novo módulo, o módulo 7, é definir a estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia. Ao longo da audiência pública foram disponibilizadas pela ANEEL 6 notas técnicas que serviram de base para a formulação do módulo 7 do PRORET, são elas:

- NTT 126/2010 - Estrutura Vertical;
- NTT 360/2010 - Proposta Geral;
- NTT 361/2010 - Modalidades e Postos Tarifários;
- NTT 362/2010 - Sinal Econômico para a Baixa Tensão;
- NTT 363/2010 - Sinal Econômico na Tarifa de Energia;
- NTT 364/2010 - Cálculo das Tarifas de Aplicação.

A NTT 362/2010 propôs a adição de uma nova modalidade tarifária para o grupo de baixa tensão, a modalidade tarifária horária branca, cujo valor da tarifa seria definido em três postos tarifário com base no horário de consumo de energia. A adesão à modalidade tarifária branca é de caráter opcional para unidades consumidoras pertencentes aos subgrupos B1 e B3, exceto para unidades enquadradas no subgrupo residencial baixa renda.

Com o intuito de estimular o gerenciamento da energia consumida pelos consumidores do grupo de baixa tensão em horários de maior carregamento do sistema, a tarifa horária branca carrega a proposta de deslocar o consumo de energia do horário de ponta do sistema para os horários de intermediária e fora ponta.

Em 22 de novembro de 2011, a Resolução Normativa nº 464 e a Nota Técnica nº 311/2011 definiram a nova estrutura tarifária para o Grupo B, conforme a Figura (10), oferecendo para o grupo de baixa tensão opções quanto a modalidade tarifária.

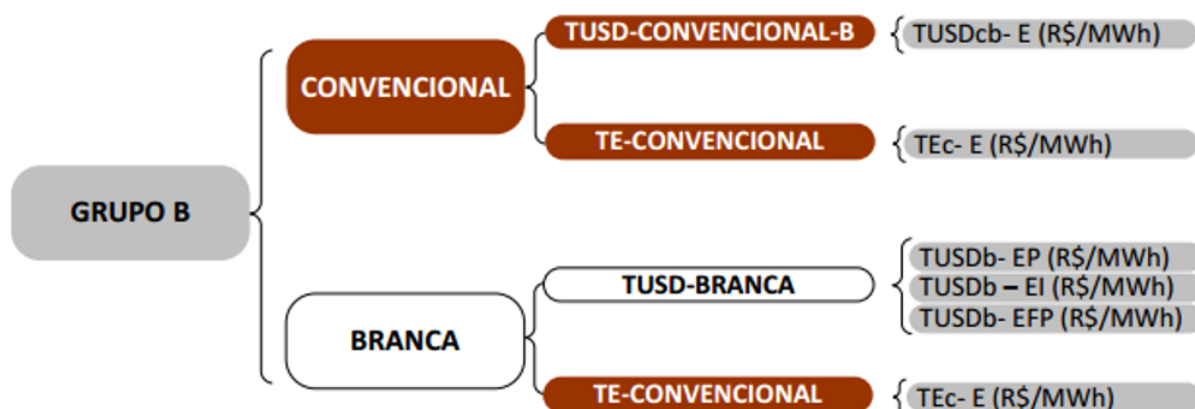


Figura 10 – Estrutura Tarifária do grupo BT a partir da NTT 311/2011.

Fonte: (ANEEL, 2010d).

As concessionárias que passaram por revisão tarifária a partir do ano de 2012 já apresentam em sua resolução homologatória vigente valores referentes à modalidade tarifária horária branca. Isso se deve ao fato da ANEEL ter aprovado em abril de 2012 a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica para consumidores do grupo B. A Tabela (3) apresenta as tarifas de aplicação e base econômica da CEB-D homologadas pela REH 1.589, onde constam valores referentes às modalidade convencional e horária branca.

Tabela 3 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica da CEB-D.

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO					TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE			TUSD		TE
					RS/kW	RS/MWh	BVD – RS/MWh	BAM – RS/MWh	BVM – RS/MWh	RS/kW	RS/MWh	RS/MWh
BI	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	259,39	230,76	245,76	260,76	0,00	263,49	234,48
				INT	0,00	167,20	139,04	154,04	169,04	0,00	169,57	141,40
				FP	0,00	75,02	139,04	154,04	169,04	0,00	75,64	141,40
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	109,79	146,68	161,68	176,68	0,00	111,07	149,16
				BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	103,21	146,68	161,68	176,68	0,00	104,80

Fonte: (ANEEL, 2013).

A Figura (10) mostra que o valor da TUSD para a modalidade tarifária branca é dividido em três componentes, de acordo com cada posto tarifário. Os postos tarifários aplicados a essa modalidade tarifária são os postos de: ponta, intermediária e fora ponta, apresentados na Figura (11).

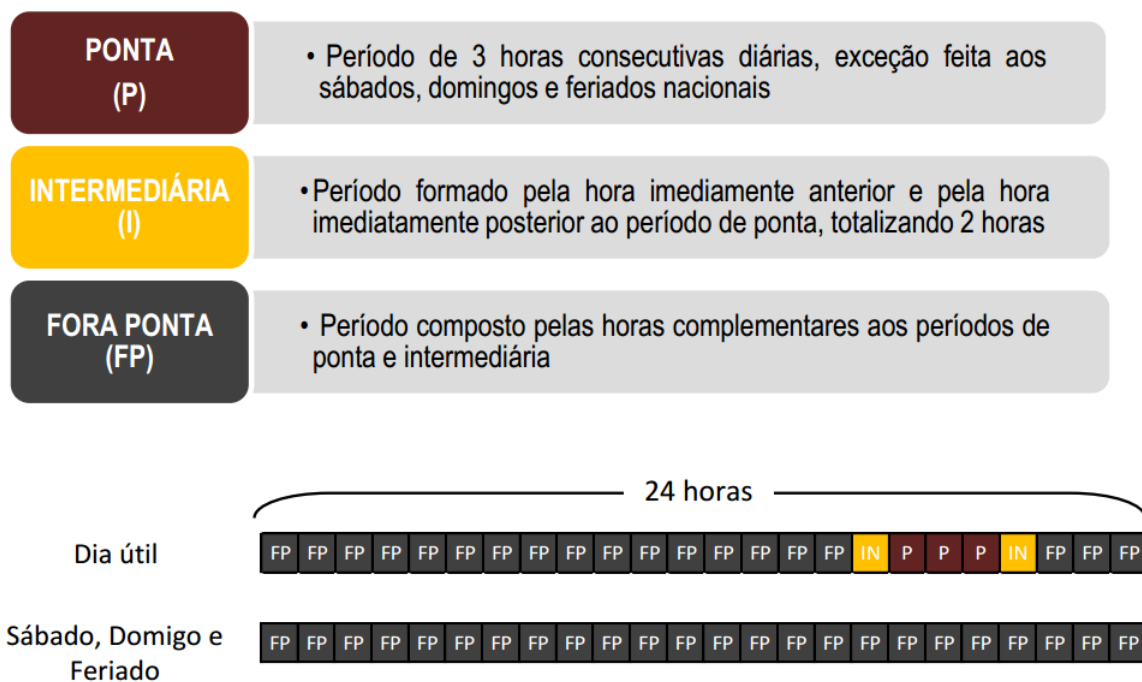


Figura 11 – Postos tarifários da modalidade tarifária branca.

Fonte: (ANEEL, 2010d).

O posto tarifário intermediário apresentado na Fig. (11) foi instituído com dois objetivos:

- Aumentar de forma gradativa o valor da tarifa, evitando saltos muito grandes entre os postos de ponta e fora ponta;
- Evitar que o consumo na ponta migre para o horário imediatamente anterior ou posterior ao horário de ponta, com isso a ponta do sistema não sofreria uma grande mudança e sim um simples deslocamento horário.

A ANEEL disponibilizou em seu endereço eletrônico a comparação entre a aplicação das modalidades tarifárias horária branca e convencional à dois perfis de consumo semelhantes, como apresentado na Figura (12). Essa comparação mostra que com uma pequena redistribuição do consumo para os horários de intermediária e fora ponta a modalidade tarifária branca pode ser financeiramente vantajosa ao consumidor, entretanto se o consumo de energia da unidade consumidora for concentrado no horário de ponta a modalidade tarifária branca mostra-se inviável.

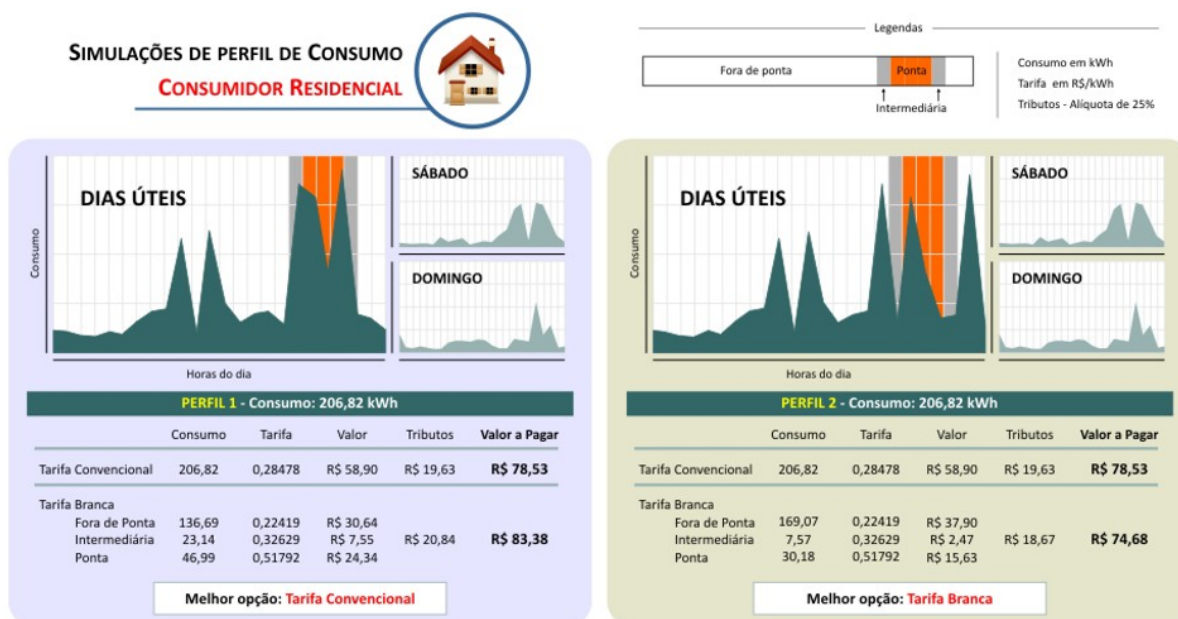


Figura 12 – Comparação entre as modalidades tarifárias horária branca e convencional.

Fonte: (ANEEL, 2014b).

O registro das medições na modalidade tarifária branca é realizado por medidores de múltipla tarifação homologados pelo INMETRO segundo as Portarias INMETRO nº 401/2013 e nº 586/2012 (INMETRO, 2014). Por falta de medidores de múltipla tarifação para o grupo de baixa tensão homologados pelo INMETRO, a aplicação da modalidade tarifária horária branca foi adiada pela ANEEL para 2015. Até o presente momento existem 10 medidores em processo de homologação com prazo de finalização do processo em meados de 2015. (FAZENDA, 2014)

O cálculo da tarifa para unidades consumidoras a qual essa modalidade é aplicada é realizado pela soma das parcelas de consumo de energia de cada posto tarifário, conforme a Equação (2.10).

$$P_{ConsumoP} = T_{eP} * CM_P \tag{2.7}$$

$$P_{ConsumoI} = T_{eI} * CM_I \tag{2.8}$$

$$P_{ConsumoFP} = T_{eFP} * CM_{FP} \tag{2.9}$$

$$T_{Branca} = P_{ConsumoP} + P_{ConsumoI} + P_{ConsumoFP} \tag{2.10}$$

Onde:

- T_{eP} : Tarifa de consumo de energia em horário de ponta;
- T_{eI} : Tarifa de consumo de energia em horário de intermediária;
- T_{eFP} : Tarifa de consumo de energia em horário de fora ponta;
- CM_P : Consumo medido em horário de ponta;
- CM_I : Consumo medido em horário de intermediária;
- CM_{FP} : Consumo medido em horário de fora ponta;
- T_{Branca} : Valor da tarifa com a aplicação da modalidade tarifária branca.

2.4.5 Tarifação Horárias em Outros Países

A modalidade tarifária horária para unidades consumidoras em baixa tensão é aplicada em diversos outros países sob a denominação de time of use – TOU. As tarifas TOU variam ao longo do dia dependendo de períodos pré-estabelecidos por cada país. A definição desses períodos é realizada com base nos estudos de curva de carga típica do grupo a que TOU será aplicada.

Nos anos de 2006 e 2007 começou no Canadá a avaliação e aplicação de um projeto piloto para implantação de tarifação horária, essa iniciativa partiu da parceria entre o órgão regulador canadense e uma distribuidora de energia do país e objetivava o estudo do comportamento do consumidor mediante a aplicação de uma tarifa horária. (BOARD, 2007)

O estudo mostrou que aproximadamente 90% dos consumidores alteraram seu hábito de consumo para se adequar a aplicação da TOU, gerando uma economia mensal de 3% a 6% sobre o valor da fatura. Mediante os resultados promissores, a TOU canadense foi regularizada e atualmente é aplicada por diversas distribuidoras do país. (BOARD, 2013)

A estrutura da TOU canadense possui, assim como a modalidade horária branca, três postos tarifários, entretanto conta com um fator de sazonalidade, que no Brasil apenas é aplicado ao grupo de alta tensão. Com isso os três postos são definidos de formas diferentes para o inverno e o verão e para os fins de semana, independente da sazonalidade, como apresentado na Figura (13).

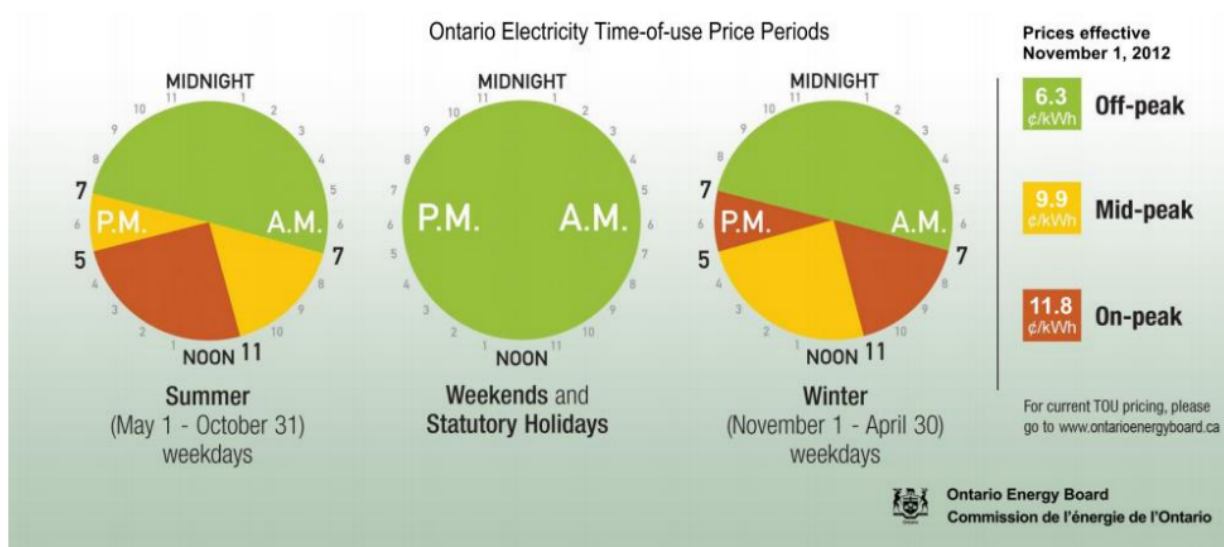


Figura 13 – Períodos e postos tarifários da TOU canadense.

Fonte: (BOARD, 2013).

Outro país que conta com uma tarifa com três postos tarifários é Portugal. Em Portugal a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE estabelece para baixa tensão duas tarifas, as tarifas BT normal e BT especial, além da tarifa social, sem diferenciação horária.

Para a tarifa tri-horária os postos tarifários são chamados de ponta, cheia e vazio e assim como no Canadá contam com um fator de sazonalidade, inverno e verão, além da distinção entre dias da semana, sábados e domingos.

Como apresentado na Figura (14), a TOU portuguesa aplica os três postos tarifários em dias da semana variando em períodos de uma hora e trinta minutos, aos sábados os postos tarifários são reduzidos a dois, cheia e vazio. No domingo não há diferenciação horária na tarifa independente da sazonalidade, sendo aplicada em horário integral o posto tarifário vazio.

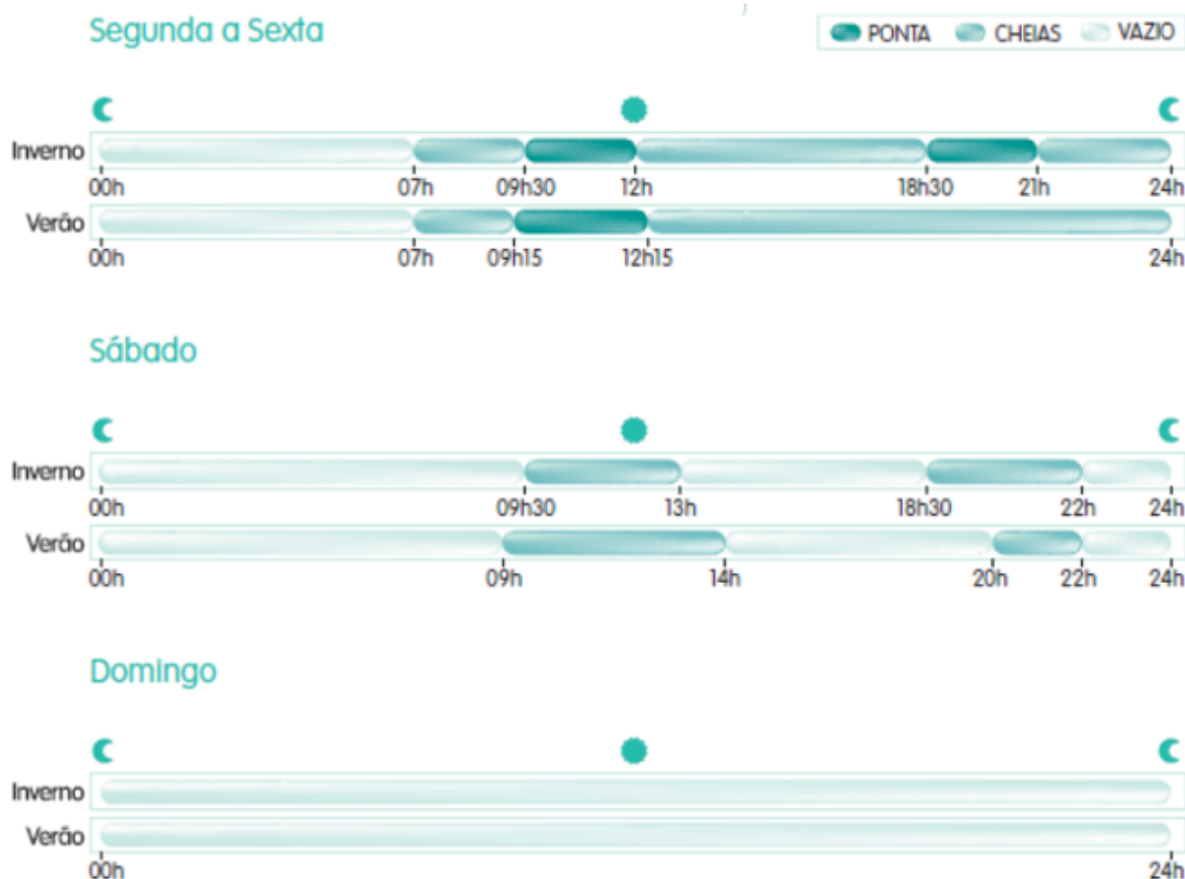


Figura 14 – Postos tarifários e sazonalidade da TOU portuguesa.

Fonte: (ANEEL, 2010a).

A Austrália, Espanha, Inglaterra e Suíça são conhecidas por apresentar sistemas de distribuição de energia elétrica modernos, oferecendo aos seus consumidores tarifações horárias binômias, com limite de potência contratada, ou até com dispositivos de controle de demanda com é o caso da Inglaterra. (ANEEL, 2010a).

O controle de demanda na Inglaterra é oferecido como uma modalidade tarifária a qual permite a concessionária controlar remotamente a carga da unidade que optou pelo serviço. O controle é realizado por meio de sinais de rádio, Power Line Communication – PLC. Dessa forma, quando necessário, a distribuidora pode desconectar as cargas de um determinado grupo de unidades consumidoras em situações em que seja necessário.

2.5 Curvas de Carga

Segundo (KONOPATZKI, 2013), define-se curva de carga como a curva que representa a demanda de energia em relação a um período de tempo. Por meio da curva de carga é possível obter os fatores de demanda, carga e diversidade, comumente utilizados por agentes do setor elétrico. A Figura (15) mostra uma curva de carga típica de unidades consumidoras residenciais, apresentando as demandas média e máxima e a área no gráfico referente a energia consumida, possibilitando a aplicação de tarifa horária.

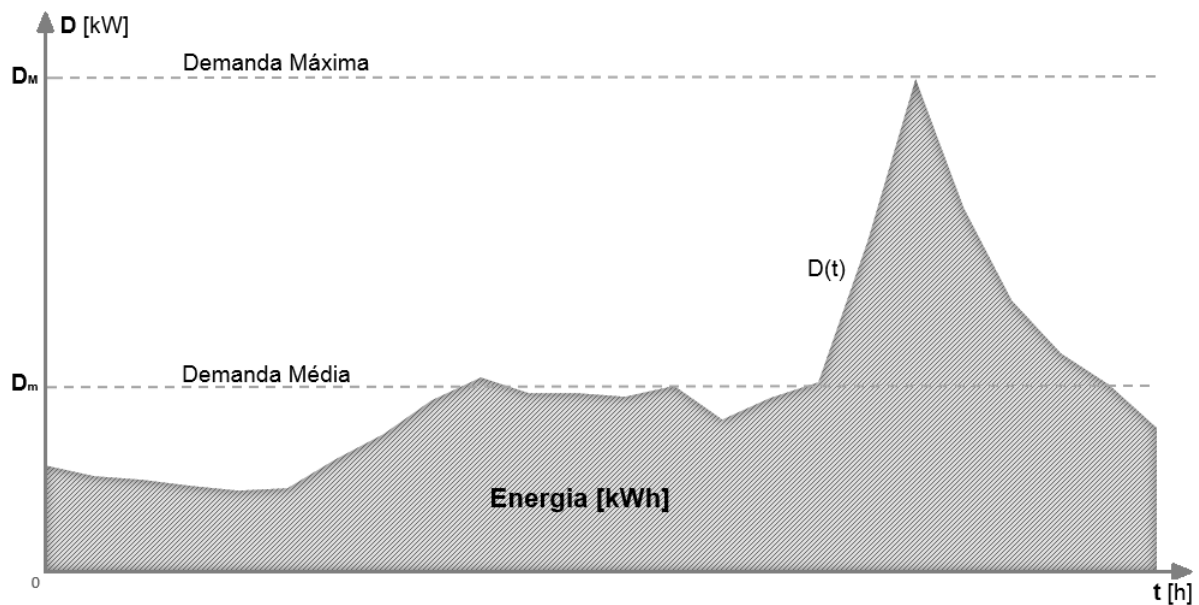


Figura 15 – Curva de carga com as componentes demanda e energia.

A energia consumida, representada na Figura (15) pela área em baixo da curva $D(t)$, é obtida por meio da Equação (2.11).

$$E = \int_0^T D(t) dt \quad (2.11)$$

A curva de carga sofre influência de fatores como:

- Sazonalidade;
- Variações econômicas;
- Condições meteorológicas;
- Eventos televisionados de grande porte, como carnaval e copa do mundo.

A curva de carga residencial tem uma maior sensibilidade a grandes eventos televisionado e variações climáticas, alterando temporariamente seu comportamento de carga.

Parte III

Métodos e Resultados

3 Materiais e Métodos

Essa seção apresenta a metodologia utilizada para definir as concessionárias de distribuição de energia, tal como os dados e métodos aplicados para obter as curvas de carga típicas e aplicar o valor de cada modalidade tarifária.

3.1 Metodologia

A Figura (16) apresenta a arquitetura utilizada para definir a metodologia proposta. Foram estabelecidos dois blocos que definem as etapas necessárias para obter os dados que serão utilizados para a análise comparativa proposta.

O primeiro bloco é composto pelas etapas de seleção dos dados e caracterização das curvas de carga. A aquisição dos dados, referentes ao 2º e 3º ciclo de revisão tarifária, ocorreu por meio de uma solicitação enviada para a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, SRD/ANEEL, pelo sistema eletrônico do serviço de informação ao cidadão, sob o protocolo de número 48700.006476/2014-05, como requisitado pela Lei de Acesso a Informação – LAI.

Os dados foram filtrados, separando as tabelas com erros de medição das tabelas sem erro, e em seguida foram agrupados de acordo com a similaridade de seus respectivos comportamentos de carga.

A caracterização das curvas de carga foi realizada por meio da avaliação do comportamento típico de cada agrupamento em relação a tipologia de carga da concessionária. A curva de carga definida foi obtida por meio da média das curvas do agrupamento selecionado. Os dados foram integralizados em intervalos de 15 minutos e apresentados graficamente em uma escala horária.

Para analisar a aplicação da modalidade tarifária horária branca aplicada à classe residencial, através de uma avaliação comparativa com modalidade tarifária convencional, foram definidas duas etapas: A elaboração de cenários e a aplicação das modalidades tarifárias.

Para a elaboração dos cenários foram definidos dois indicadores: região do país e faixa de consumo (estratificação). O indicador de região do país fornece diferentes comportamentos de carga de acordo com as condições climáticas e culturais de cada região, enquanto o indicador de faixa de consumo compõe diferentes cenários com relação as condições socioeconômicas da região.

A aplicação das modalidades tarifárias em cada cenário proposto foi realizada

utilizando as tabelas de tarifa de aplicação para classe residencial, presentes na resolução homologatória da concessionária. As resoluções homologatórias utilizadas foram obtidas pela ferramenta de pesquisa de legislação na biblioteca virtual da ANEEL e são referentes ao último reajuste tarifário homologado.

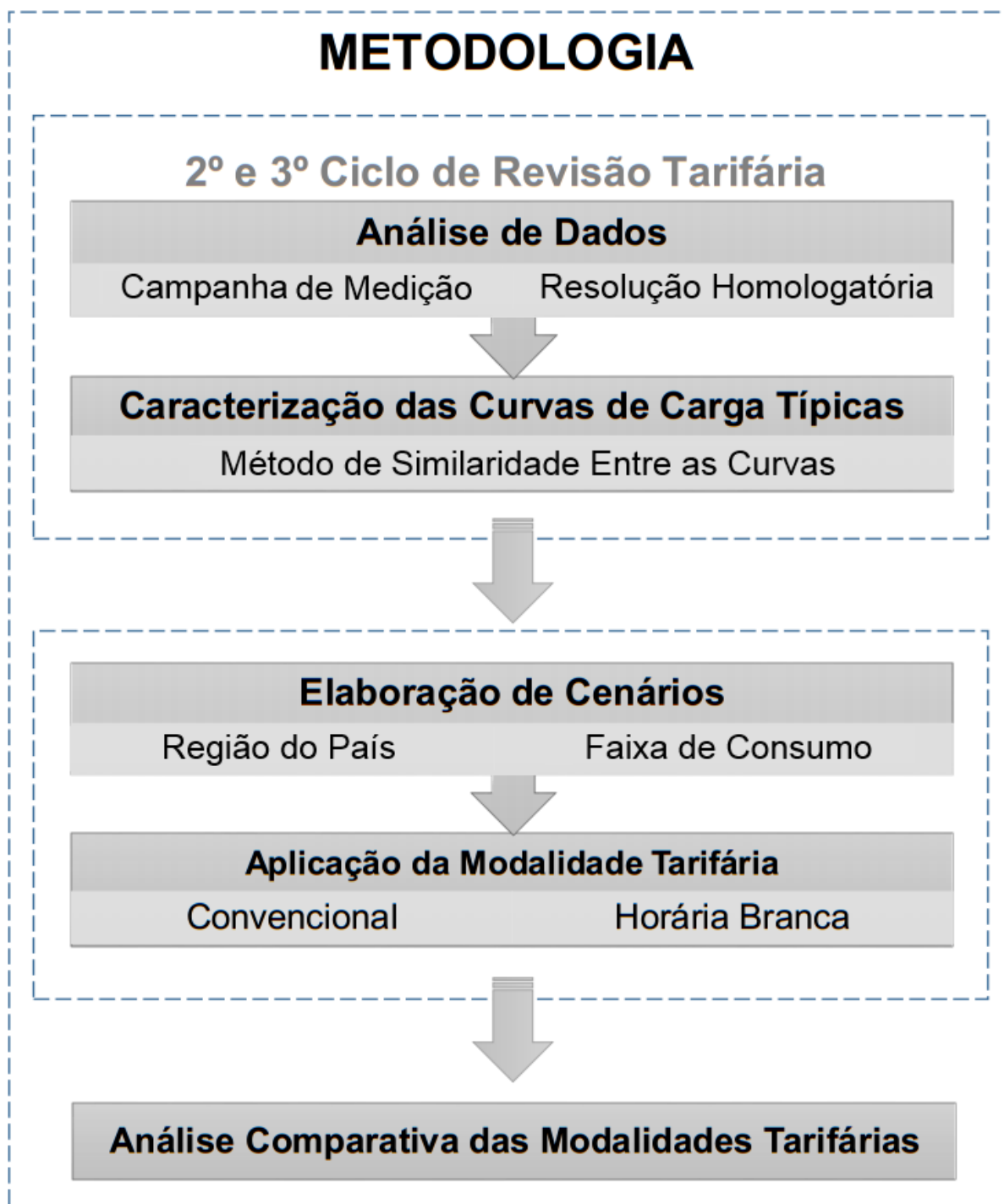


Figura 16 – Metodologia proposta.

3.2 Definição dos Cenários

Os cenários foram caracterizados com base em dois indicadores que influenciam no comportamento de carga de uma unidade consumidora. As condições climáticas influenciam nos hábitos de utilização de chuveiros elétricos e condicionadores de ar. A Figura (17) mostra o impacto da utilização dessas cargas na composição da curva de carga da unidade consumidora.

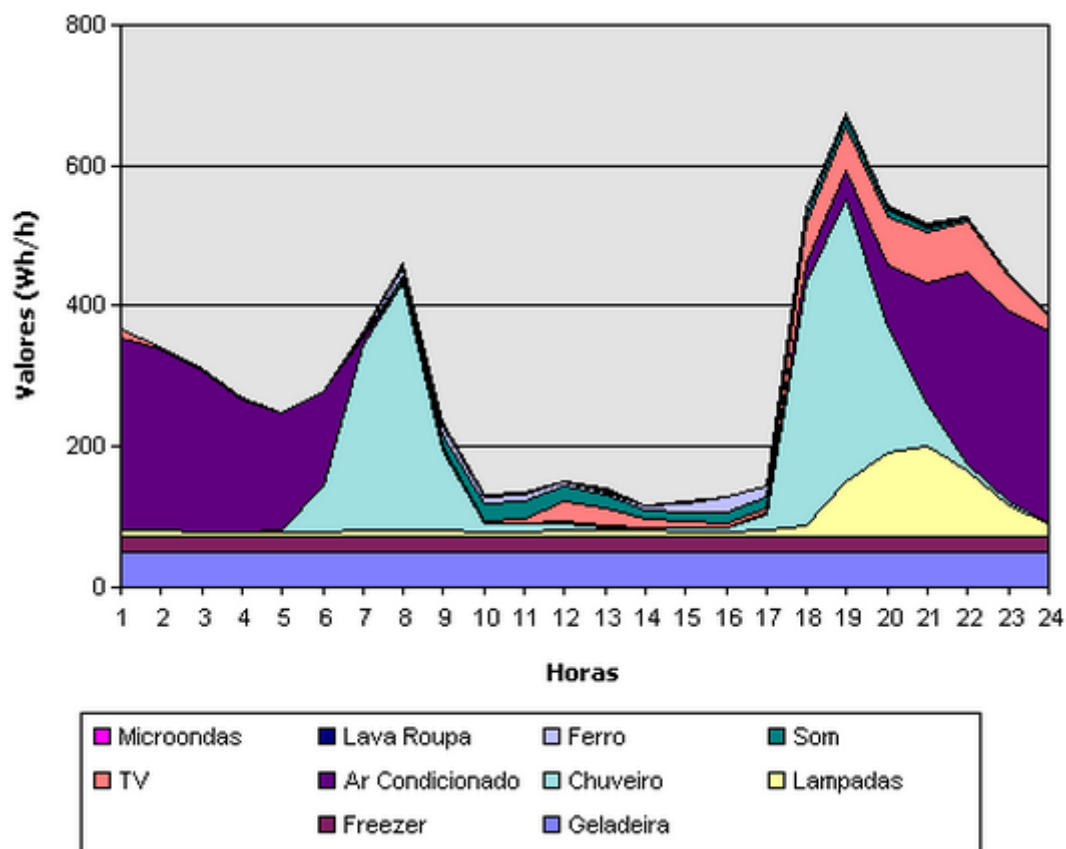


Figura 17 – Curva de carga por equipamento da região sul.

Fonte: (INFO, 2014).

De acordo com (INFO, 2014), na região sul a utilização de condicionadores de ar e chuveiro elétrico apresentam grande impacto sobre a curva de carga, enquanto que na região nordeste o chuveiro elétrico não apresenta um impacto tão significativo.

Com o intuito de abranger os diferentes comportamentos de carga com base nas condições climáticas e culturais de cada região foram selecionadas 5 concessionárias de distribuição. A escolha das concessionárias foi realizada com base em 3 fatores: a disponibilidade de dados, a qualidade das medições realizadas e a representatividade das curvas de cargas em relação a tipologia de carga da concessionária.

A Tabela (4) apresenta as concessionárias de distribuição cujo os dados foram utilizados para definir as curvas de carga trabalhadas. A amostra disponível foi definida pela concessionária de distribuição, respeitando o módulo 2 dos procedimentos de distribuição de energia elétrica – PRODIST, para compor a campanha de medições realizada para o ciclo de revisão tarifária. A amostra utilizada refere-se aos dados utilizados para compor as curvas de carga para este trabalho, descartando as medições incompletas ou com erros de medição.

Tabela 4 – Concessionárias de distribuição definidas.

	Região	Universo	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
Celtins	Norte	395.169	223	39
Celpe	Nordeste	2.932.000	336	44
CEB	Centro-Oeste	791.300	275	24
Elektro	Sudeste	1.663.799	419	45
AES Sul	Sul	1.055.942	595	60

O indicador de faixa de consumo foi empregado para representar o comportamento de carga da classe residencial considerando as diferenças socioeconômicas. A Figura (18) apresenta o número de unidades consumidoras (NUC) em função da faixa de consumo a qual estão inseridas.

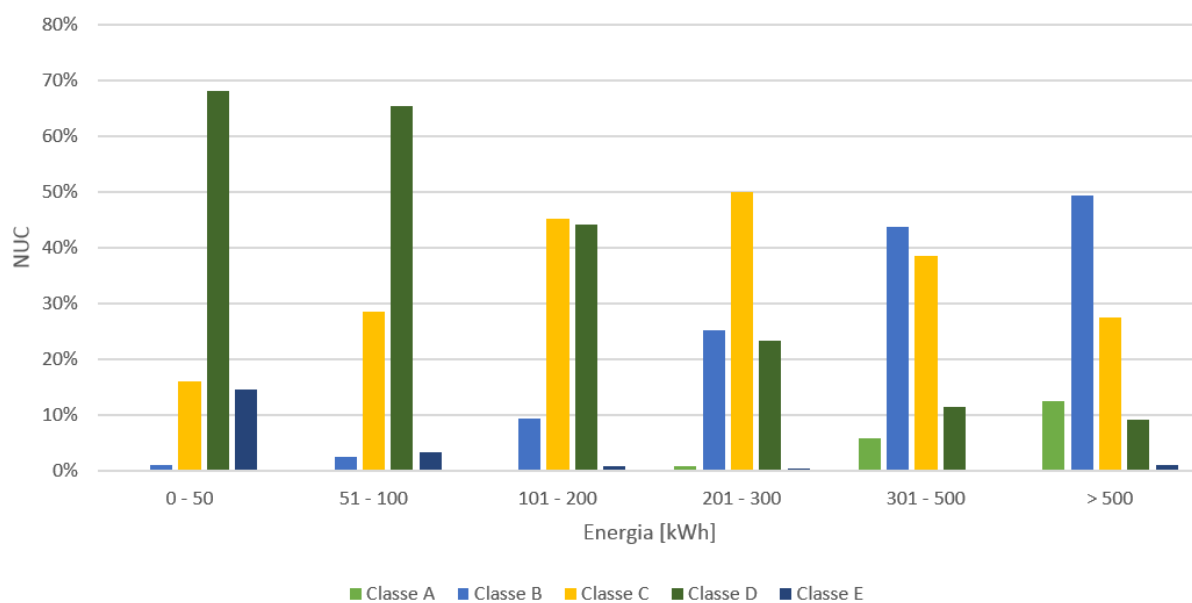


Figura 18 – Unidades consumidoras em função da faixa de consumo.

Fonte: Dados retirados de (INFO, 2014).

É possível observar que as classes de menor poder econômico, D e E, estão predominantemente presentes nas menores faixas de consumo, enquanto que as classes A e B concentram-se nas faixas de maior consumo. Dessa forma o indicador de faixa de consumo define as curvas de carga que representam o comportamento de diferentes classes econômicas.

Para compor o indicador de faixa de consumo, as unidades consumidoras de cada concessionária foram estratificadas em 5 faixas de consumo de energia. A estratificação foi realizada com base na disponibilidade dos dados e na seção 2.2 do módulo 2 do PRODIST. Os 5 estratos utilizados como indicador foram:

- 0 - 79 kWh;
- 80 - 220 kWh;
- 221 - 500 kWh;
- 501 - 1000 kWh;
- Acima de 1000 kWh.

A Tabela (5) apresenta a composição dos cenários considerando os dois indicadores, contendo os dados referentes às quantidades de medições disponíveis e utilizadas para caracterizar a curva de carga do cenário. A amostra utilizada apresenta o número de medições aproveitado para obter as tabelas de dia útil, sábado e domingo.

A metodologia de aplicação das modalidades tarifárias será apresentada para as curvas de carga da concessionária AES Sul, uma vez que a metodologia foi repetida para as demais concessionárias trabalhadas. A AES Sul foi escolhida devido a qualidade dos dados trabalhados, como pode ser visto na Tabela (5), e pela representatividade das curvas de cargas obtidas.

As tabelas e gráficos que compõem os cenários das demais concessionárias estão disponíveis nos apêndices deste documento. A opção por apresentá-las ao final do trabalho foi feita devido à grande quantidade de dados e gráficos associados a cada cenário, onde cada cenário apresenta uma tabela com 288 valores e 3 gráficos.

Tabela 5 – Concessionárias de distribuição definidas.

Celtins		
Faixa de Consumo [kWh]	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
0 - 79	52	9
80 - 220	89	16
221 - 500	47	7
501 - 1000	24	5
Acima de 1000	11	2
Celpe		
Faixa de Consumo [kWh]	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
0 - 79	96	12
80 - 220	92	12
221 - 500	67	8
501 - 1000	46	9
Acima de 1000	35	3
CEB		
Faixa de Consumo [kWh]	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
0 - 79	83	6
80 - 220	81	7
221 - 500	45	3
501 - 1000	33	4
Acima de 1000	33	4
ELEKTRO		
Faixa de Consumo [kWh]	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
0 - 79	144	13
80 - 220	96	14
221 - 500	81	9
501 - 1000	58	5
Acima de 1000	40	4
AES Sul		
Faixa de Consumo [kWh]	Amostra Disponível	Amostra Utilizada
0 - 79	192	15
80 - 220	174	15
221 - 500	127	20
501 - 1000	48	5
Acima de 1000	54	5

3.2.1 Cenário 1

Este cenário apresenta a curva de carga de uma unidade consumidora da classe residencial, com consumo mensal de até 79 kWh, estabelecida na área de concessão da AES Sul. A Tabela (6) apresenta os valores das medições integralizados de hora em hora, onde DU mostra a média das medições em dias úteis, DS refere-se a média das medições em dias de sábado e DD em dias de domingo.

Tabela 6 – Composição do cenário 1

	DU	DS	DD
Tempo [h]	kW	kW	kW
00:00 - 01:00	0,0874	0,1092	0,1119
01:00 - 02:00	0,0861	0,0829	0,1019
02:00 - 03:00	0,0776	0,0873	0,1143
03:00 - 04:00	0,0725	0,0856	0,0820
04:00 - 05:00	0,0709	0,0866	0,0749
05:00 - 06:00	0,0726	0,0873	0,0754
06:00 - 07:00	0,1229	0,0967	0,0883
07:00 - 08:00	0,0940	0,1108	0,0771
08:00 - 09:00	0,0829	0,0952	0,0744
09:00 - 10:00	0,0715	0,0898	0,0874
10:00 - 11:00	0,0711	0,0803	0,0948
11:00 - 12:00	0,0705	0,0585	0,0883
12:00 - 13:00	0,0842	0,0734	0,0808
13:00 - 14:00	0,0860	0,0688	0,0696
14:00 - 15:00	0,0818	0,1193	0,0872
15:00 - 16:00	0,0796	0,1380	0,0803
16:00 - 17:00	0,1002	0,0952	0,0870
17:00 - 18:00	0,1122	0,1019	0,1073
18:00 - 19:00	0,1849	0,1443	0,1846
19:00 - 20:00	0,1785	0,1325	0,1897
20:00 - 21:00	0,1661	0,1236	0,1418
21:00 - 22:00	0,1433	0,1159	0,1511
22:00 - 23:00	0,1286	0,1179	0,1279
23:00 - 00:00	0,1085	0,1025	0,1123

As medições foram definidas em intervalos de 15 minutos e expressas na Tabela (6) em intervalos de 1 hora, ou seja, a soma 4 intervalos de 15 minutos compõe 1 intervalo de 1 hora. Esse ajuste na tabela de medições foi realizado com a finalidade de dimensionar a tabela de forma adequada à sua inserção no trabalho.

A Figura (19) exibe a curva de carga típica de um dia útil para a unidade consumidora que compõe o primeiro cenário. Essa curva mostra um comportamento de carga com dois picos, o primeiro pico ocorre entre 6 e 7 horas da manhã e o segundo pico entre 18 e 22 horas. Esse comportamento de carga é comum para famílias que saem de suas residências cedo e retornam ao final do dia.

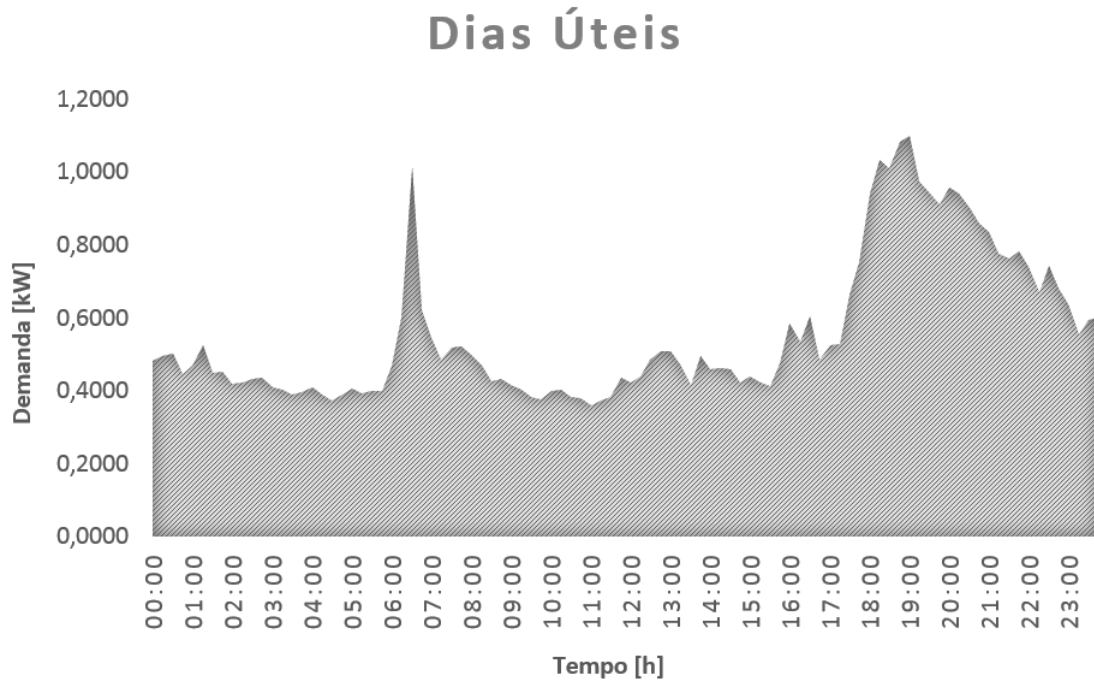


Figura 19 – Curva de carga média para dias úteis.

As curvas de carga típicas para o final de semana são apresentadas pelas Figuras (20) e (21). A constante formação de picos de consumo ao longo do dia indica que diferentes cargas estão sendo conectadas e desconectadas a rede de distribuição. De tal forma, o consumo de energia torna-se mais constante aos finais de semana, quando os residentes de uma determinada unidade consumidora encontram-se presente nela com maior frequência.

O consumo total de energia no período de 30 dias foi calculado com base na Equação (3.1), que expressa a demanda em função do tempo. A unidade consumidora que compõe o primeiro cenário tem um consumo de energia médio de 73,11 kWh, respeitando a faixa de consumo a qual a unidade está representando.

$$C_{mensal} = 22 * \sum_{i=1}^{24} DU + 4 * \sum_{i=1}^{24} DS = 4 * \sum_{i=1}^{24} DD \quad (3.1)$$

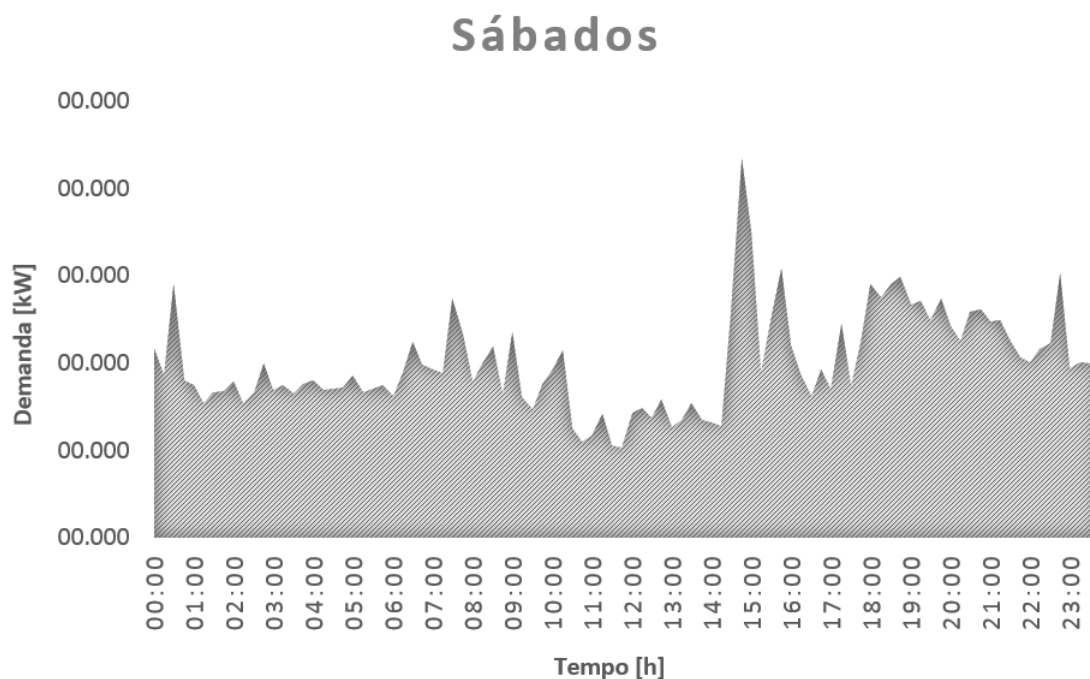


Figura 20 – Curva de carga média para dias de sábado.

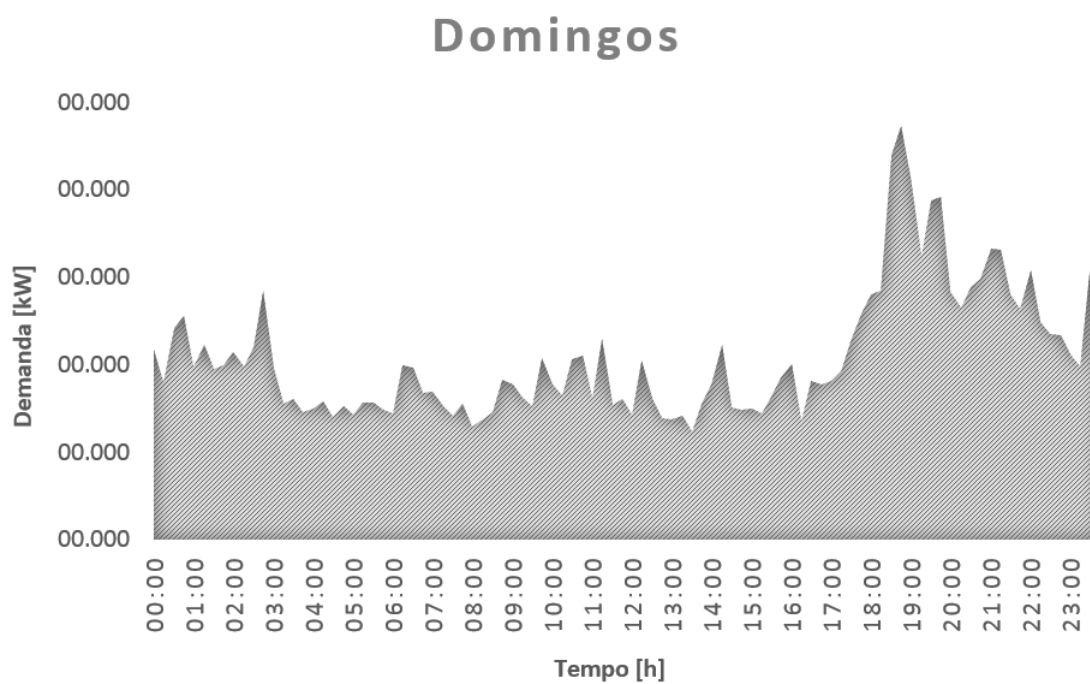


Figura 21 – Curva de carga média para dias de domingo.

3.2.2 Cenário 2

O segundo cenário apresenta uma curva de carga de uma unidade consumidora com consumo mensal entre 80 e 220 kWh. Conforme apresentado no primeiro cenário estabelecida na área de concessão da AES Sul. A Tabela (7) apresenta os valores das medições integralizados de hora em hora para a média dos dias úteis, sábado e domingos.

Tabela 7 – Composição do cenário 2

	DU	DS	DD
Tempo [h]	kW	kW	kW
00:00 - 01:00	0,1996	0,1961	0,2069
01:00 - 02:00	0,1606	0,1582	0,1860
02:00 - 03:00	0,1253	0,1383	0,1491
03:00 - 04:00	0,1147	0,1051	0,1059
04:00 - 05:00	0,1024	0,1169	0,1005
05:00 - 06:00	0,1382	0,1224	0,1094
06:00 - 07:00	0,2192	0,2057	0,1210
07:00 - 08:00	0,2115	0,1578	0,1479
08:00 - 09:00	0,1887	0,1698	0,2123
09:00 - 10:00	0,1866	0,1717	0,2653
10:00 - 11:00	0,2735	0,2733	0,3933
11:00 - 12:00	0,2993	0,2530	0,3871
12:00 - 13:00	0,2719	0,2689	0,3103
13:00 - 14:00	0,1965	0,2234	0,2420
14:00 - 15:00	0,1841	0,2051	0,2659
15:00 - 16:00	0,2196	0,2751	0,3568
16:00 - 17:00	0,2688	0,2464	0,4473
17:00 - 18:00	0,3438	0,2648	0,3058
18:00 - 19:00	0,3420	0,3399	0,3408
19:00 - 20:00	0,3682	0,5065	0,3758
20:00 - 21:00	0,3948	0,4637	0,4318
21:00 - 22:00	0,4044	0,3608	0,3171
22:00 - 23:00	0,3552	0,2887	0,2451
23:00 - 00:00	0,3060	0,2820	0,2511

O consumo total de energia no período de 30 dias, calculado por meio da Equação (3.1), foi de 177,51 kWh, respeitando o intervalo definido para a segunda faixa de consumo.

3.2.3 Cenário 3

Para o terceiro cenário a curva de carga possui um consumo mensal na faixa de 221 a 500 kWh, estabelecida na área de concessão da AES Sul. A Tabela (8) apresenta os valores das medições integralizados de hora em hora para a média dos dias úteis, sábado e domingos.

Tabela 8 – Composição do cenário 3

	DU	DS	DD
Tempo [h]	kW	kW	kW
00:00 - 01:00	0,4428	0,4381	0,4266
01:00 - 02:00	0,2707	0,2801	0,2844
02:00 - 03:00	0,1935	0,2040	0,2464
03:00 - 04:00	0,1817	0,1829	0,2061
04:00 - 05:00	0,1728	0,1891	0,1944
05:00 - 06:00	0,1768	0,1722	0,1801
06:00 - 07:00	0,2250	0,1878	0,1940
07:00 - 08:00	0,3413	0,2565	0,2117
08:00 - 09:00	0,3702	0,3349	0,2895
09:00 - 10:00	0,3693	0,3845	0,3882
10:00 - 11:00	0,4753	0,3919	0,4282
11:00 - 12:00	0,4898	0,5369	0,5128
12:00 - 13:00	0,5403	0,5899	0,5453
13:00 - 14:00	0,4879	0,6440	0,5021
14:00 - 15:00	0,5060	0,5539	0,4110
15:00 - 16:00	0,4824	0,6284	0,3705
16:00 - 17:00	0,5443	0,5576	0,4267
17:00 - 18:00	0,5707	0,6874	0,6130
18:00 - 19:00	0,7584	0,7779	0,7870
19:00 - 20:00	0,8343	0,8926	0,9103
20:00 - 21:00	0,8583	0,8839	0,7344
21:00 - 22:00	0,9075	0,8257	0,7559
22:00 - 23:00	0,7426	0,6487	0,6669
23:00 - 00:00	0,5674	0,4705	0,4788

O consumo total de energia no período de 30 dias, calculado por meio da Equação (3.1), foi de 343,13 kWh, de acordo com o intervalo definido para a terceira estratificação.

3.2.4 Cenário 4

O cenário 4 é composto por uma curva de carga de uma unidade consumidora com consumo mensal entre 501 e 1000 kWh, estabelecida na área de concessão da AES Sul. A Tabela (9) apresenta os valores das medições integralizados de hora em hora para a média dos dias úteis, sábado e domingos.

Tabela 9 – Composição do cenário 4

	DU	DS	DD
Tempo [h]	kW	kW	kW
00:00 - 01:00	1,1298	1,0212	1,1438
01:00 - 02:00	0,8718	0,9686	0,8368
02:00 - 03:00	0,7405	0,7124	0,7148
03:00 - 04:00	0,5912	0,7266	0,5558
04:00 - 05:00	0,5341	0,4230	0,4546
05:00 - 06:00	0,7150	0,4608	0,3248
06:00 - 07:00	1,0097	0,6268	0,4032
07:00 - 08:00	0,9332	0,7612	0,4216
08:00 - 09:00	0,9581	0,7908	0,5314
09:00 - 10:00	0,9823	0,6948	0,8994
10:00 - 11:00	0,9534	0,7510	1,0012
11:00 - 12:00	0,8784	0,8166	1,0270
12:00 - 13:00	1,3473	1,0186	1,1022
13:00 - 14:00	0,8416	0,7422	1,1085
14:00 - 15:00	0,7334	0,8702	0,9474
15:00 - 16:00	0,8015	0,9470	0,8610
16:00 - 17:00	0,9199	1,0994	1,1718
17:00 - 18:00	0,9976	1,3392	0,9746
18:00 - 19:00	1,5331	1,3814	1,3516
19:00 - 20:00	1,7799	1,2734	1,6420
20:00 - 21:00	1,8261	1,7404	1,6102
21:00 - 22:00	1,7247	1,5332	1,9232
22:00 - 23:00	1,7283	1,4604	1,6672
23:00 - 00:00	1,4867	1,4328	1,1002

O consumo total de energia no período de 30 dias, calculado por meio da Equação (3.1), foi de 761,84 kWh, respeitando o intervalo definido para a quarta faixa de consumo.

3.2.5 Cenário 5

O cenário 5 é composto pela curva de carga de uma unidade consumidora com consumo mensal acima de 1000 kWh, estabelecida na área de concessão da AES Sul. A Tabela (10) apresenta os valores das medições integralizados de hora em hora para a média dos dias úteis, sábado e domingos.

Tabela 10 – Composição do cenário 5

	DU	DS	DD
Tempo [h]	kW	kW	kW
00:00 - 01:00	1,8563	2,1052	1,8908
01:00 - 02:00	1,6367	1,8612	1,6520
02:00 - 03:00	1,5275	1,5836	1,6808
03:00 - 04:00	1,4905	1,6970	1,4384
04:00 - 05:00	1,4790	1,6656	1,3976
05:00 - 06:00	1,5233	1,6192	1,6094
06:00 - 07:00	1,8087	1,4588	1,3588
07:00 - 08:00	1,9048	1,9510	1,3412
08:00 - 09:00	1,8276	1,9192	1,7120
09:00 - 10:00	1,9334	1,9798	1,8266
10:00 - 11:00	1,7840	1,6378	1,7716
11:00 - 12:00	1,9838	1,8716	1,8132
12:00 - 13:00	1,9846	1,9640	1,6422
13:00 - 14:00	1,7876	2,0189	1,6713
14:00 - 15:00	1,7607	1,7104	1,7542
15:00 - 16:00	1,7813	1,8614	1,8476
16:00 - 17:00	1,8329	1,9812	1,8506
17:00 - 18:00	2,3169	2,1220	1,7152
18:00 - 19:00	3,0250	3,0698	2,5362
19:00 - 20:00	3,0167	2,6418	2,5566
20:00 - 21:00	2,9265	2,8906	2,7000
21:00 - 22:00	2,7640	2,9300	2,7884
22:00 - 23:00	2,6260	2,7504	2,6166
23:00 - 00:00	2,4189	2,4648	2,2458

O consumo total de energia no período de 30 dias, calculado por meio da Equação (3.1), foi de 1458,61 kWh, de acordo com o intervalo definido para a quinta estratificação.

3.3 Tarifas de Aplicação

O valor referente as tarifas aplicadas a cada grupo e subgrupo tarifário são homologadas pela ANEEL e apresentadas em resoluções homologatórias – REH. A aplicação de cada modalidade tarifária foi realizada com base nos valores de tarifa de aplicação de cada concessionária de distribuição que compuseram os cenários definidos. A Tabela (11) apresenta as resoluções homologatórias, de cada concessionária, utilizadas para realização da comparação proposta.

Tabela 11 – Resoluções Homologatórias utilizadas.

	Concessionária	Tabela Utilizada
REH N° 1.718/2014	AES Sul	Tabela 2
REH N° 1.779/2014	CEB	Tabela 2
REH N° 1.723/2014	Celpe	Tabela 2
REH N° 1.760/2014	Celtins	Tabela 2
REH N° 1.778/2014	Elektro	Tabela 2

A demonstração do método aplicado para obter o valor da tarifa será realizado para os cenários apresentados na Seção (3.2). Visto que os cenários encontram-se na área de concessão da AES Sul, o valor das componentes TUSD e TE utilizados foram obtidos pela REH 1.718 de abril de 2014. A Figura (22) ilustra, de forma comparativa, o valor homologado para as componentes de cada modalidade tarifária.

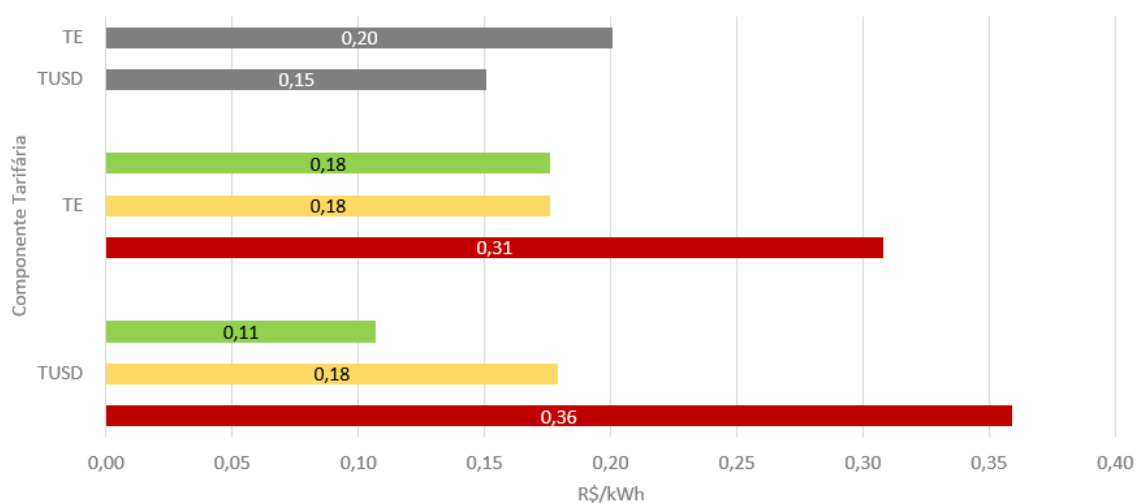


Figura 22 – Componentes tarifárias para as modalidades convencional e branca.

Fonte: (ANEEL, 2014c).

Os valores da TUSD e da TE para a modalidade convencional são significativamente menores comparados aos valores de ponta, induzindo o consumidor a migrar parte de seu consumo para horários de intermediária e fora ponta. O valor final da tarifa, sem encargos, é composto pela soma entre as duas componentes em seus respectivos postos tarifários.

3.3.1 Valores Homologados

Com base nas Resoluções Homologatórias citadas na Tabela (11), os valores das tarifas de aplicação das modalidades tarifárias convencional e horária branca, para o subgrupo residencial, foram agrupados na Tabela (12)

Tabela 12 – Tarifas de aplicação para o subgrupo residencial

	Modalidade	Posto	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]
Celtins		Ponta	0,72135	0,28386
	Branca	Intermediária	0,44806	0,17511
		Fora Ponta	0,17477	0,17511
	Convencional	NA	0,25163	0,18417
Celpe		Ponta	0,41424	0,29740
	Branca	Intermediária	0,26788	0,18374
		Fora Ponta	0,12151	0,18374
	Convencional	NA	0,17237	0,19321
CEB		Ponta	0,27559	0,30826
	Branca	Intermediária	0,17861	0,18966
		Fora Ponta	0,08163	0,18966
	Convencional	NA	0,11821	0,19954
Elektro		Ponta	0,41270	0,38558
	Branca	Intermediária	0,26395	0,23782
		Fora Ponta	0,11519	0,23782
	Convencional	NA	0,18867	0,24962
AES Sul		Ponta	0,35947	0,30873
	Branca	Intermediária	0,17947	0,19157
		Fora Ponta	0,10748	0,19157
	Convencional	NA	0,15160	0,20133

O valor adotado para a tarifa de energia é referente à sinalização tarifária amarela. A opção pela bandeira tarifária amarela foi baseada na importância de se estabelecer um parâmetro, reduzindo a margem de erro para a avaliação da aplicação das modalidades tarifárias.

3.3.2 Aplicação das Modalidades Tarifárias

A aplicação das modalidades tarifárias convencional e branca foi realizada com o auxílio do software Microsoft Excel 2013. A Figura (23) ilustra a interface utilizada, foram inseridos os dados que compõe cada cenário na tabela de curva de carga média, a partir desses dados são traçadas as curvas de carga com a representação dos horários de ponta, intermediária e fora ponta.

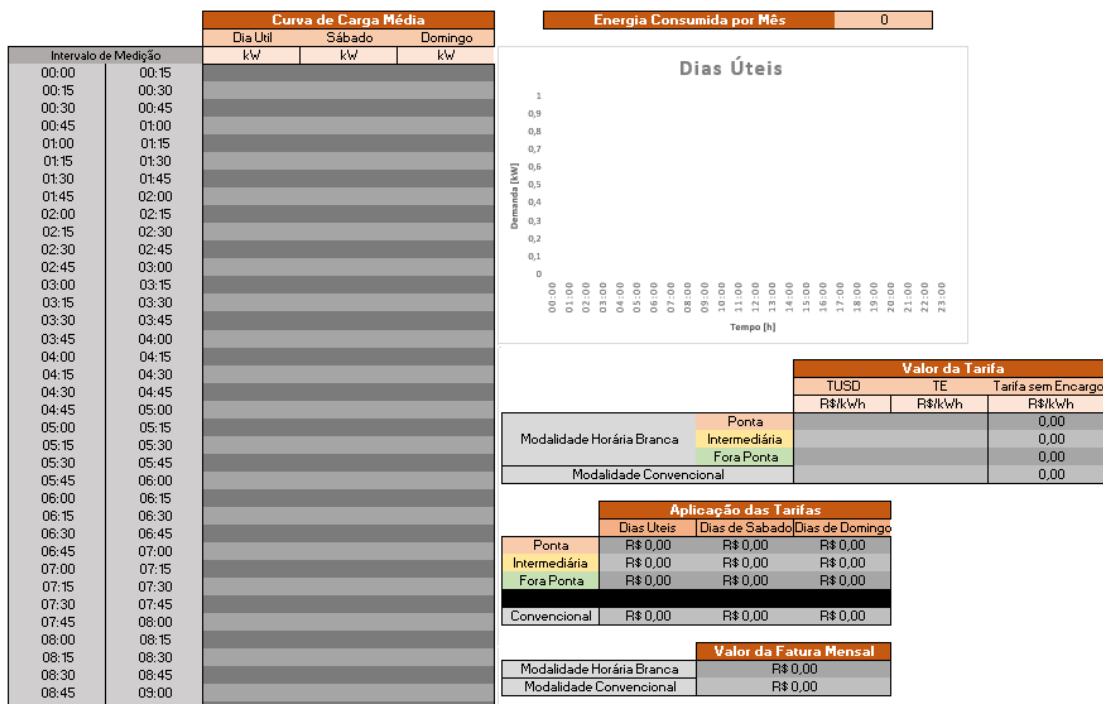


Figura 23 – Interface utilizada para aplicação das tarifas.

Na tabela referente ao valor da tarifa foram inseridos os valores da TUSD e da TE homologados para cada uma das concessionárias. A tabela de aplicação das tarifas realizou o cruzamento entre os dados das medições e o custo da energia consumida, apresentando, por meio da tabela de valor da fatura, o valor referente a cada uma das modalidades tarifárias.

A adição dos tributos ao valor final da tarifa não foi aplicada, uma vez que a avaliação da inserção de cada modalidade aos cenários propostos independem da inclusão desses tributos.

4 Resultados e Análises

Esta seção aborda a apresentação dos resultados obtidos para cada cenário proposto, expondo a análise da aplicação das modalidades tarifárias e do comportamento de carga das curvas as quais foram aplicadas

4.1 Apresentação dos Resultados

Os resultados para cada cenário consistem em uma ilustração da utilização da interface desenvolvida, apresentada pela Figura (23), aplicada à curva de carga referente à cada faixa de consumo proposta para a área de concessão da AES SUL.

A ilustração apresenta as curvas de carga média para dias úteis referenciando gráfico os intervalos de ponta e intermediária. Ainda são apresentados dados referentes ao consumo de energia por posto tarifário e o valor a ele associado.

É apresentado, junto a ilustração, uma tabela contendo os valores das tarifas para as curvas de carga definidas por região do país. As ilustrações referentes a aplicação da interface para obtenção dos resultados para cada um dos casos contam no apêndice A.

4.1.1 Faixa de Consumo de 0 a 79 kWh

Considerando o cenário proposto para a primeira estratificação, em uma área de concessão da AES SUL, e os valores de cada componente tarifária presentes na Tabela (12), realizou-se a simulação da aplicação das modalidades tarifárias por meio da interface apresentada na Figura (23).

A Figura (24) mostra que a unidade consumidora analisada apresenta a formação do seu pico de consumo concentrado nos horários de ponta e intermediária. O consumo nesse intervalo de tempo representa 33% do total de energia consumida ao longo do dia, tornando a opção pela modalidade horária branca desvantajosa a essa unidade consumidora.

É interessante analisar que mesmo com os dias de sábado e domingo apresentando comportamento semelhante ao dos dias úteis, a aplicação de um valor reduzido para esses dias, tarifa de fora ponta, não torna a modalidade tarifária branca atrativa para esse consumidor.

A proposta da criação da tarifação horária para consumidores de baixa tensão teve como principal motivação reduzir curvas de carga com comportamento semelhante a curva ilustrada pela Figura (24).

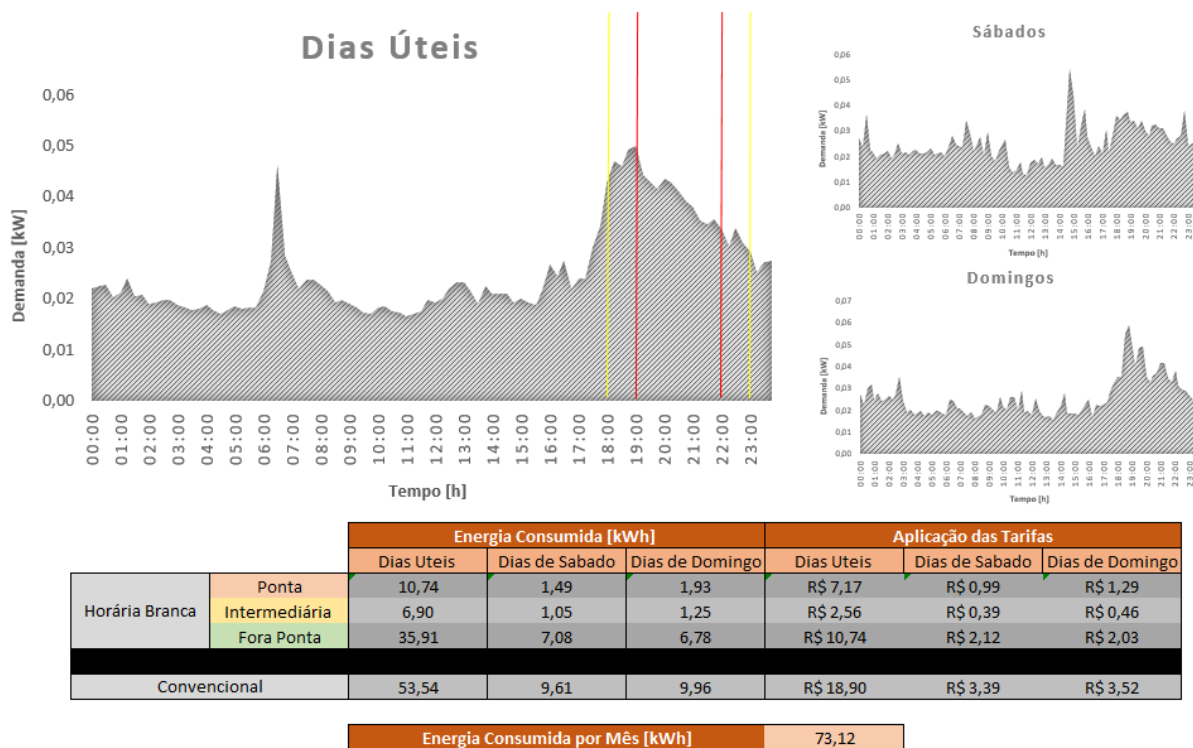


Figura 24 – Cenário proposto para o primeiro estrato na área de concessão da AES SUL.

Tabela 13 – Resultados para os cenários pertencentes à primeira estratificação.

	Modalidade	Consumo [kWh]	Valor da Fatura	Opção
Celtins	Convencional		R\$ 19,14	
	Horária Branca	54,24	R\$ 22,09	Convencional
Celpe	Convencional		R\$ 27,41	
	Horária Branca	77,68	R\$ 30,57	Convencional
CEB	Convencional		R\$ 20,19	
	Horária Branca	57,20	R\$ 23,43	Convencional
Elektro	Convencional		R\$ 27,06	
	Horária Branca	76,68	R\$ 30,24	Convencional
AES Sul	Convencional		R\$ 25,80	
	Horária Branca	73,12	R\$ 27,75	Convencional

Por meio da Tabela (13) é possível observar que para nenhum dos cenários propostos para a primeira faixa de consumo a modalidade horária branca apresentou-se vantajosa. O acréscimo médio no valor da fatura foi de aproximadamente 14% em relação a modalidade convencional.

Considerando o cenário trabalhado para a área de concessão da AES Sul, em um período de 12 meses a diferença monetária entre a aplicação das duas modalidades é equivalente ao valor calculado para 1 mês sob a aplicação da modalidade convencional.

4.1.2 Faixa de Consumo de 80 a 220 kWh

O segundo cenário definido apresenta um comportamento de carga frequentemente observado na estratificação a que está inserido. A Figura (25) ilustra um comportamento de carga típico para famílias cuja um indivíduo é responsável pelas tarefas domésticas, havendo a ocorrência de 3 picos bem definidos, pela manhã, por volta de meio dia e no período da noite.

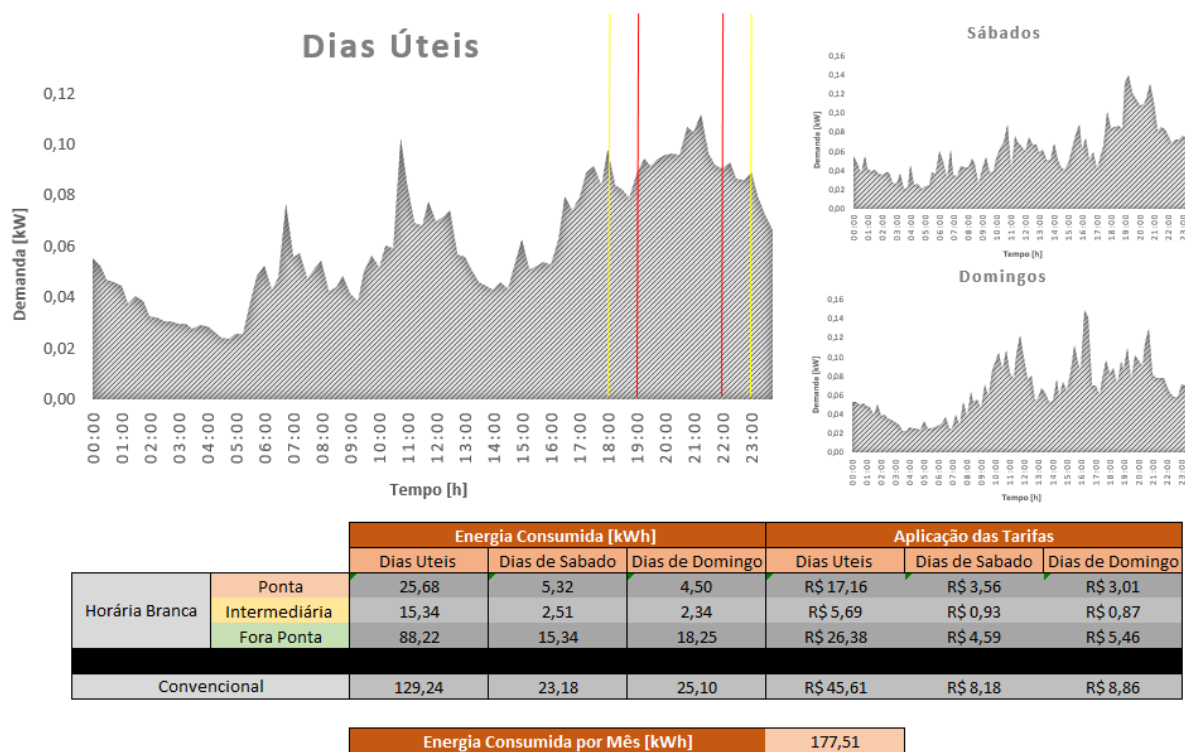


Figura 25 – Cenário proposto para o segundo estrato na área de concessão da AES SUL.

Apesar de apresentar 3 picos de consumo ao longo do dia e um consumo considerável ao longo da noite, provavelmente decorrente do uso de condicionadores de ar, a maior concentração do consumo está localizada nos postos tarifários de intermediária e fora ponta. Com 31,7% do consumo concentrado nos horários de maior custo, a

modalidade tarifária branca não apresenta benefícios para unidades consumidoras com comportamento de carga semelhante a este.

A Tabela (14) mostra que, assim como no primeiro cenário avaliado, a opção pela modalidade horária acarretaria em um acréscimo significativo ao valor final da fatura mensal, onde ao longo de 1 ano a diferença monetária acumularia um montante equivalente a 1 mês de faturamento sob a modalidade convencional.

Tabela 14 – Resultados para os cenários pertencentes à segunda estratificação.

	Modalidade	Consumo [kWh]	Valor da Fatura	Opção
Celtins	Convencional		R\$ 40,05	
	Horária Branca	113,47	R\$ 46,89	Convencional
Celpe	Convencional		R\$ 52,12	
	Horária Branca	147,68	R\$ 59,73	Convencional
CEB	Convencional		R\$ 49,33	
	Horária Branca	139,78	R\$ 54,76	Convencional
Elektro	Convencional		R\$ 72,67	
	Horária Branca	205,90	R\$ 84,66	Convencional
AES Sul	Convencional		R\$ 62,65	
	Horária Branca	177,51	R\$ 67,65	Convencional

As demais curvas de carga analisadas apresentam a mesma desvantagem monetária em relação a aplicação da modalidade convencional. A variação percentual nos valores calculados chega a 16% para o caso da curva analisada na área de concessão da Elektro.

4.1.3 Faixa de Consumo de 221 a 500 kWh

Com um consumo mensal de aproximadamente 340 kWh, a unidade consumidora que compõe o terceiro cenário definido apresenta um comportamento de carga bem distribuído no posto de fora ponta. Entretanto o pico de consumo dessa unidade está concentrado integralmente nos postos tarifários de maior valor, como mostra a Figura (26).

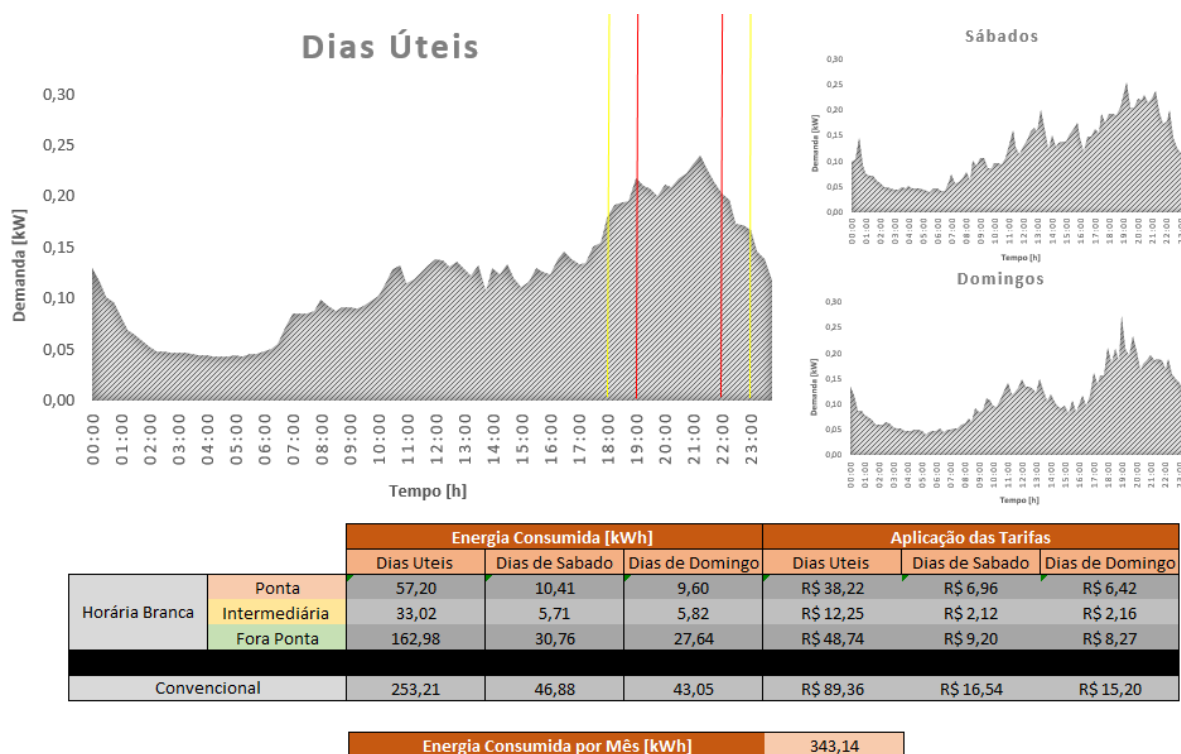


Figura 26 – Cenário proposto para o terceiro estrato na área de concessão da AES SUL.

A formação de um pico de consumo concentrado associado ao elevado consumo dessa unidade inviabilizam, do ponto de vista econômico, a opção pela modalidade horária branca. A opção pela modalidade branca acarretaria em um acréscimo mensal de 11% no valor da fatura, superando os acréscimos percentuais apresentados nos cenários anteriores para essa área de concessão.

Considerando a distribuição da demanda ao longo do tempo, a adequação de um comportamento de carga semelhante a esse só apresentaria vantagem econômica em caso de uma severa redistribuição do consumo em outros horários de menor valor tarifária. Tendo em vista a similaridade entre os comportamentos das curvas médias de dias úteis, sábados e domingos a proposta da modalidade branca não influenciaria os hábitos de consumo dessa unidade consumidora.

Os valores presentes na Tabela (15) indicam que a melhor opção de modalidade tarifária, para os casos estudados, é a convencional. Para todos os cenários propostos à presente faixa de consumo a modalidade convencional mostrou-se economicamente viável em comparação a modalidade horária branca, mostrando que a formação de picos de consumo em postos tarifários de intermediária e ponta inviabiliza a opção pela modalidade branca.

Tabela 15 – Resultados para os cenários pertencentes à terceira estratificação.

	Modalidade	Consumo [kWh]	Valor da Fatura	Opção
Celtins	Convencional	310,89	R\$ 109,72	Convencional
	Horária Branca		R\$ 113,45	
Celpe	Convencional	306,10	R\$ 108,03	Convencional
	Horária Branca		R\$ 114,70	
CEB	Convencional	402,11	R\$ 141,92	Convencional
	Horária Branca		R\$ 151,62	
Elektro	Convencional	489,32	R\$ 172,70	Convencional
	Horária Branca		R\$ 192,52	
AES Sul	Convencional	343,14	R\$ 121,10	Convencional
	Horária Branca		R\$ 134,32	

4.1.4 Faixa de Consumo de 501 a 1000 kWh

Nessa faixa de consumo os comportamentos de carga apresentaram comportamentos consideravelmente distintos, para a área de concessão da AES SUL a curva de carga definida apresenta um comportamento de carga típico de uma unidade com fins residenciais, como apresentado na Figura (27), entretanto foram observados comportamentos típicos de unidades com finalidade comercial e industrial, como no caso do cenário definido para a área de concessão da Elektro, Figura (28).

A concentração de um consumo médio de 189 kWh em horários de elevado custo inviabiliza a opção pela modalidade horária branca, visto que, assim como os cenários analisados anteriormente, o consumo nos postos tarifários de intermediária e ponta correspondem a aproximadamente 33% da demanda total dessa unidade consumida.

O cenário proposto para a área de concessão da Elektro não apresenta um comportamento típico de unidades residenciais, uma vez que toda energia consumida por cargas gerenciáveis encontra-se concentrada em horário comercial, iniciando as atividades por volta de 8 horas e encerrando pouco depois das 21 horas.

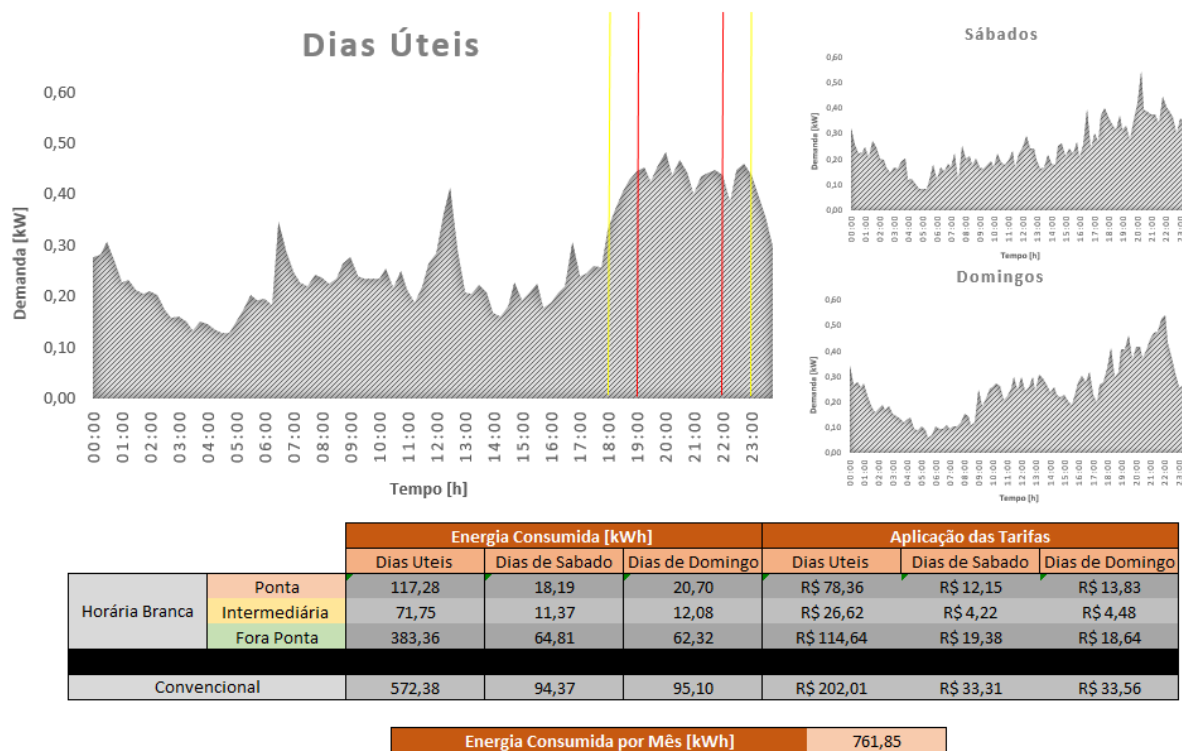


Figura 27 – Cenário proposto para o quarto estrato na área de concessão da AES SUL.

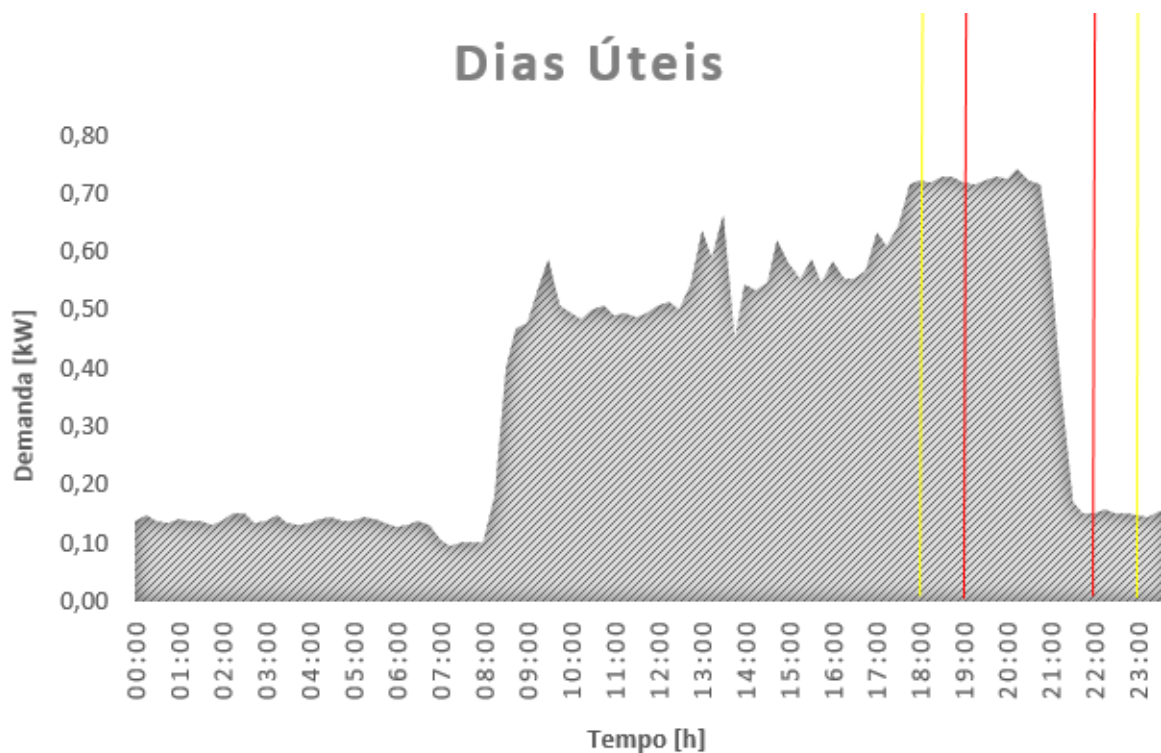


Figura 28 – Cenário proposto para o quinto estrato na área de concessão da AES SUL.

Mesmo com a retirada das cargas no horário de ponta um consumo significativamente reduzido na madrugada, o baixo consumo na madrugada em relação as demais horas do dia inviabilizou a adoção da modalidade horária branca.

A Tabela (16) apresenta o primeiro cenário proposto a apresentar como melhor opção do ponto de vista econômico a modalidade horária branca. Contudo, a redução no valor da fatura é inferior a 1%, mostrando que mesmo para esse caso as vantagens não são representativas. Para os demais cenário a modalidade convencional mostrou-se mais vantajosa, apesar das diferenças percentuais começarem a diminuir em relação aos cenários das faixas até então apresentadas.

Tabela 16 – Resultados para os cenários pertencentes à quarta estratificação.

	Modalidade	Consumo [kWh]	Valor da Fatura	Opção
Celtins	Convencional	791,62	R\$ 279,39	Convencional
	Horária Branca		R\$ 301,37	
Celpe	Convencional	501,72	R\$ 177,07	Convencional
	Horária Branca		R\$ 182,32	
CEB	Convencional	553,12	R\$ 195,21	Horária Branca
	Horária Branca		R\$ 194,88	
Elektro	Convencional	966,36	R\$ 341,06	Convencional
	Horária Branca		R\$ 357,67	
AES Sul	Convencional	761,85	R\$ 268,88	Convencional
	Horária Branca		R\$ 292,33	

4.1.5 Faixa de Consumo acima de 1000 kWh

A faixa de consumo que estão inseridas unidades consumidoras com consumo mensal de energia superior a 1000 kWh apresentou os comportamento de carga mais dispersos dentre todas as faixa. Visto o elevado consumo dessa faixa, a falta de um padrão que caracterizasse esta estratificação havia sido previamente prevista.

Dentre as curvas definidas estão unidas com comportamento de carga predominantemente noturno e unidades com comportamento de carga praticamente constante ao longo de todo o dia, conforme apresentado no apêndice E. Desta forma eram esperados para esse grupo, as melhores condições para a inserção da modalidade horária branca.

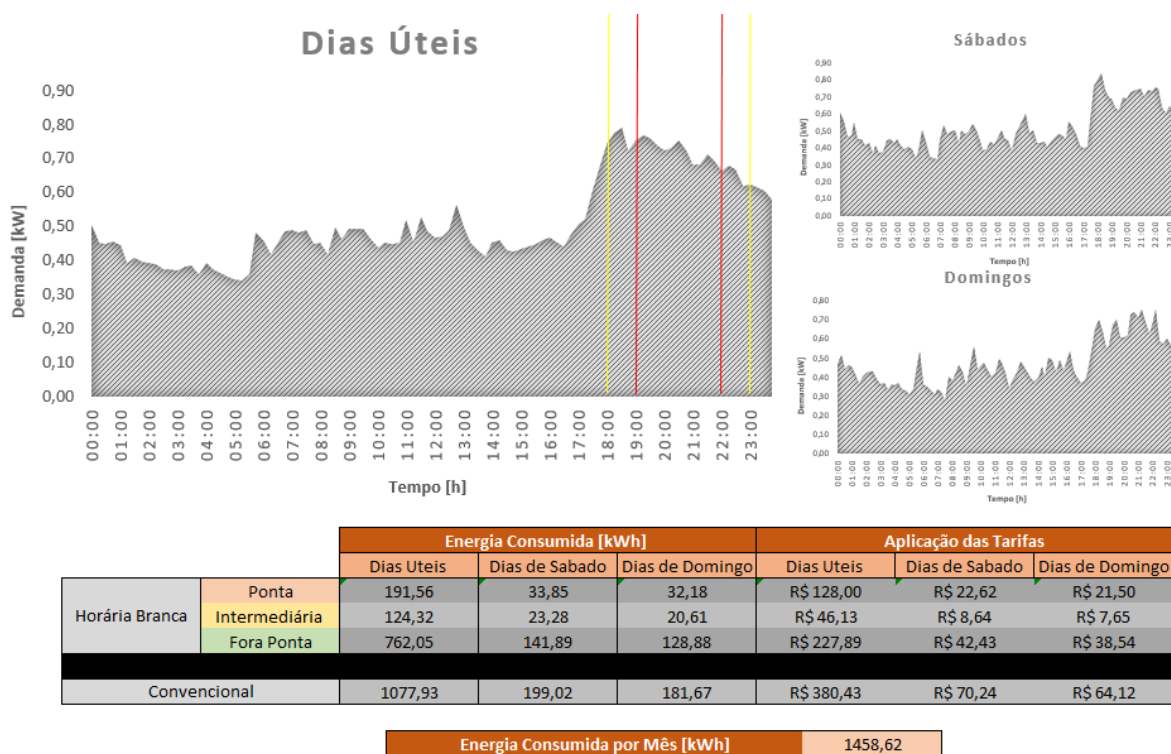


Figura 29 – Cenário proposto para o quinto estrato na área de concessão da AES SUL.

Entre todos os cenários definidos com base nesse indicador a curva pertencente a área de concessão da AES Sul é a única que apresentar caráter residencial. Considerando seu comportamento de carga, apresentado pela Figura (29), é possível analisar que provavelmente esta unidade é uma casa de alto padrão, contando com diversas cargas que seguram um comportamento relativamente constante ao longo do tempo.

A demanda dessa unidade nos períodos de intermediária e ponta é significativamente alta, inviabilizando, economicamente, a aplicação da modalidade horária branca, como indicado na Tabela (17).

A variação nos comportamentos de carga de cada cenário para esse indicador tem reflexo na diferença entre as tarifas, aproximando os valores da aplicação da modalidade convencional e da horária branca, como no caso do cenários referentes à área de concessão da Celpe.

Para o caso da Elektro a tarifa horária branca apresentasse vantajosa, uma vez que implica em reduções de até 3% sobre um alto valor monetário. Essa vantagem é decorrente do comportamento de carga, predominantemente noturno, dessa unidade consumidora, que provavelmente tem a finalidade de locação do imóvel para eventos noturnos.

Tabela 17 – Resultados para os cenários pertencentes à quinta estratificação.

	Modalidade	Consumo [kWh]	Valor da Fatura	Opção
Celtins	Convencional	2075,55	R\$ 732,52	Convencional
	Horária Branca		R\$ 751,08	
Celpe	Convencional	1028,51	R\$ 362,99	Convencional
	Horária Branca		R\$ 364,67	
CEB	Convencional	6797,21	R\$ 2.398,94	Convencional
	Horária Branca		R\$ 2.423,47	
Elektro	Convencional	4318,57	R\$ 1.524,15	Horária Branca
	Horária Branca		R\$ 1.502,93	
AES Sul	Convencional	1458,62	R\$ 514,79	Convencional
	Horária Branca		R\$ 543,40	

4.2 Avaliação Econômica

Os estudos realizados indicam que, para o atual comportamento de carga dos cenários avaliados, a opção pela modalidade horária branca não apresenta vantagens do ponto de vista econômico. Entretanto, a criação dessa modalidade pela ANEEL foi baseada na premissa de atribuir incentivos financeiros a unidades consumidoras que estivesse dispostas a gerenciar o horário de utilização de energia elétrica.

O gerenciamento de carga nos horários de intermediária e ponta pode ser algo simples de ser realizado para curvas cuja as diferenças percentuais no valor da tarifa são menores, possibilitando a adoção da modalidade horária branca por meio de pequenas alterações em seus hábitos de consumo.

A Figura (30) ilustra o acréscimo percentual na fatura com relação a escolha da modalidade tarifária menos vantajosa. É possível observar acréscimos de até 18% no valor final da fatura, mostrando a importância em optar pela modalidade que melhor se encaixe ao seu comportamento de carga.

A modalidade branca mostrou-se vantajosa para dois cenários. O cenário composto pelo consumo de energia na faixa de 501 a 1000 kWh localizado na área de concessão da CEB apresentou uma diferença percentual inferior a 0,2%, indicando que para essa unidade consumidora a modalidade horária branca e a convencional apresentam o mesmo

peso econômico. Porém, pequenas mudanças em seus hábitos de consumo podem viabilizar a opção pela modalidade horária branca.

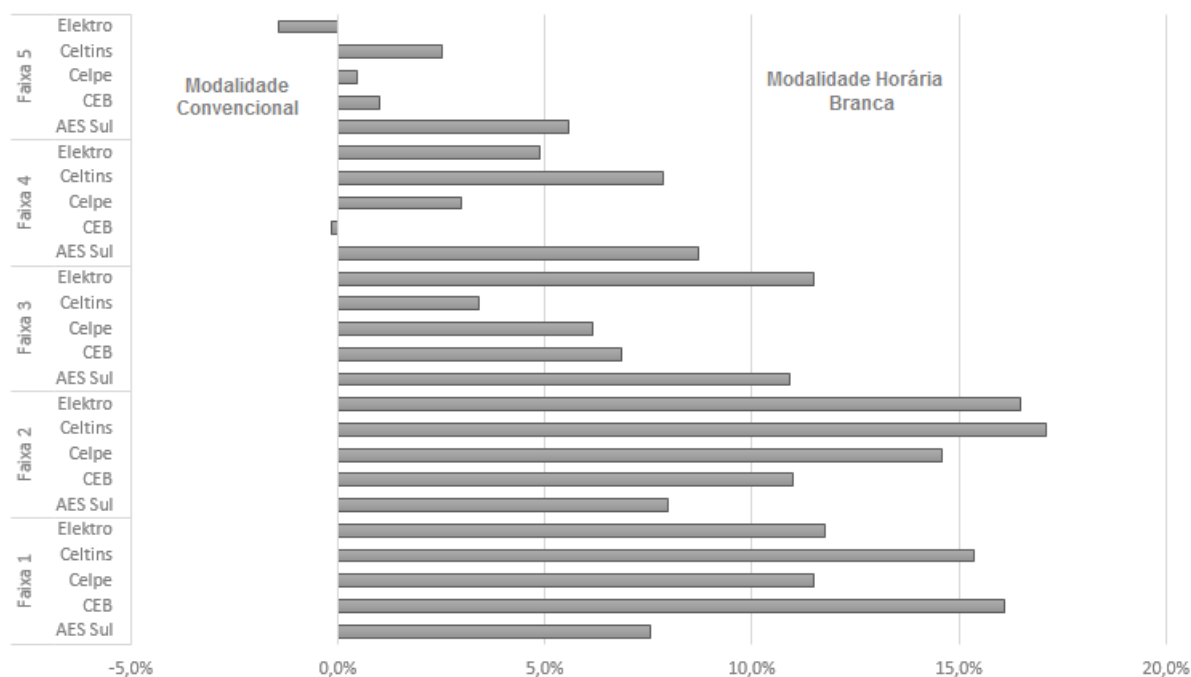


Figura 30 – Acréscimo percentual pela escolha da modalidade tarifária menos vantajosa.

No caso da curva de carga definida para a área de concessão da Elektro, com consumo acima dos 1000 kWh, a opção pela modalidade horária branca implica em uma redução mensal no valor da fatura de aproximadamente 1,5%. Visto que unidades consumidoras pertencentes a essa estratificação possuem faturas com valor elevado, a redução de 1,5% é considerável, se convertida em valor monetário. Dessa forma o presente cenário foi o único a ser beneficiado pela aplicação da modalidade horária branca, entretanto, sua curva de carga não caracteriza uma unidade consumidora residencial, como pode ser visto no apêndice E do presente documento.

5 Conclusões

Os crescentes investimentos com a expansão do setor elétrico e o pico da demanda concentrado em horários específicos ocorrem em virtude de uma expansão do sistema sem considerar métodos de eficiência, como a aplicação de metodologias tarifárias sem distinção horária. A necessidade de minimizar os impactos decorrentes do uso não gerenciado de energia elétrica pelo grupo de baixa tensão deu origem aos primeiros estudos relacionados a diferenciação horária na tarifa de energia. O consumidor residencial compõe grande parte do mercado de baixa tensão, devido ao comportamento típico dessa classe, concentrado no horário de ponta, tornaram-se o principal foco da modalidade horária.

Com base na campanha de medições referente ao ciclo de revisão tarifária de cada concessionária de energia elétrica, foi possível estabelecer cenários que representam um comportamento de carga típico dos consumidores residenciais de cada região do país. Com a finalidade de englobar um maior número de comportamentos de carga por região, foi estabelecido um indicador responsável por estabelecer diferentes faixas de consumo.

Os resultados encontrados mostram que a concentração do consumo no período de ponta é um fator que independe das condições socioeconômicas ou climáticas de cada região. Dessa forma é importante oferecer incentivos que reduzam a formação da ponta de demanda no sistema, a modalidade horária branca é responsável por esses incentivos.

De acordo com os resultados apresentados na Figura (30), a modalidade horária branca vem cumprindo sua proposta, visto que se as diferenças percentuais entre os valores definidos pelas modalidades branca e convencional fossem pequenas não incentivariam o consumidor a modificar seus hábitos de consumo.

A modalidade horária branca não mostra-se economicamente viável sem a alteração dos hábitos de consumo, como comprovado no estudo realizado. Vale lembrar que a aplicação da modalidade branca foi realizada para comportamentos de carga típicos da modalidade tarifária convencional, com isso eram esperados resultados favoráveis a aplicação da modalidade convencional.

Para um futuro próximo é esperada a inserção dessa opção tarifária para o grupo de baixa tensão. Contudo a inserção dessa opção de metodologia tarifária deve ser acompanhada por campanhas de conscientização sobre os problemas gerados pela formação da ponta de demanda e workshops que mostrem como deve ser realizado o gerenciamento da carga residencial para adequar-se a nova modalidade

Referências

ABRADEE. *Visão Geral do Setor*. 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *PRORET 7.1 revisão 1.4: SRD/ANEEL – Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição, procedimentos gerais*. [S.l.], 2014. Citado 5 vezes nas páginas 25, 26, 27, 28 e 29.

ANEEL. Nota Técnica nº 362/2010. SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica, sinal econômico para baixa tensão. 2010a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 40.

ANEEL. Nota Técnica nº 360/2010. SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica, proposta geral do projeto. 2010b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_360_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas 24, 25, 33 e 34.

ANEEL. Nota Técnica nº 219/2010. SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica, sinais de preço e tarifação da baixa tensão. 2010c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%20219_2010%20SRE-SRD-ANEEL.pdf>. Citado na página 34.

ANEEL. Sumário Executivo. SRE-SRD/ANEEL – Ótica do consumidor. 2010d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/sumario_executivo.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.

ANEEL. Resolução Normativa nº 414/2010 - Condições gerais de fornecimento de energia elétrica, direitos e deveres do consumidor de energia elétrica. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 22, 23, 24, 30 e 31.

ANEEL. Resolução Homologatória N° 1.589 – homologa as tarifas de energia referentes à ceb distribuição s.a. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131589.pdf>>. Citado na página 35.

ANEEL. Tarifa branca. 2014b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>>. Citado na página 37.

ANEEL. Resolução Homologatória N° 1.718 – homologa as tarifas de energia de uso dos sistemas de distribuição referentes à aes sul. 2014c. Disponível em: <http://www.aessul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/arquivos/Resolu%C3%A7%C3%A3o_ANEEL_1718.pdf>. Citado na página 56.

BOARD, O. E. Ontario smart price pilot. 2007. Disponível em: <www.ontarioenergyboard.ca>. Citado na página 38.

- BOARD, O. E. Time-of-use price period. 2013. Disponível em: <http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/For+Consumers/TOU_prices_Winter.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- BRASIL. *Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.* 1981. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D86463.htm>. Citado na página 25.
- BRASIL. *LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995.* 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Citado na página 23.
- CCEE. *Conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE.* 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=i6qs1wszl_4&_afLoop=773301508457262>. Citado na página 21.
- DOILE, G. N. D. Regulação do setor elétrico: histórico, agência reguladora, atualidades e perspectivas futuras. 2013. Disponível em: <<http://www.trabalhosfeitos.com/ensaios/Regula%C3%A7%C3%A3o-Do-Setor-El%C3%A9trico-Hist%C3%B3rico-Ag%C3%Aancia/599664.html>>. Citado na página 20.
- ELEKTRO. *Modalidade e Bandeiras Tarifárias.* 2014. Disponível em: <<http://www.elektro.com.br/seu-negocio/modalidades-e-bandeiras-tarifarias>>. Citado na página 28.
- FAZENDA. *Adiada outra medida para economizar luz.* 2014. Disponível em: <<https://www1.fazenda.gov.br/resenhaeletronica/MostraMateria.asp?page=&cod=942038>>. Citado na página 37.
- FIGUEIRO, I. C. *Tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes – rei.* Universidade Federal de Santa Maria, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.
- INFO, P. *SINPHA - Sistema de Informações de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo.* 2014. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/Sinpha/Home.asp>>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- INMETRO. *Portaria Inmetro nº 386 , de 18 de agosto de 2014.* 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002166.pdf>>. Citado na página 37.
- KONOPATZKI, E. A. *Levantamento da curva de carga em unidades residenciais do município de medianeira-pr.* 2013. Disponível em: <www.aprepro.org.br/conbrepro/2013/down.php?id=301&q=1>. Citado na página 41.
- ONS. *Institucional - O ONS.* 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Citado na página 21.
- PROCEL. *Manual prático PROCEL – manual de tarifação de energia elétrica.* 2011. Disponível em: <<http://www.elektrobras.com/elb/main.asp?TeamID=%7B60F8B9E9-77F5-4C5B-9E94-B1CC0CEF1EAB%7D>>. Citado 3 vezes nas páginas 29, 31 e 32.

Apêndices

APÊNDICE A – Primeira Estratificação

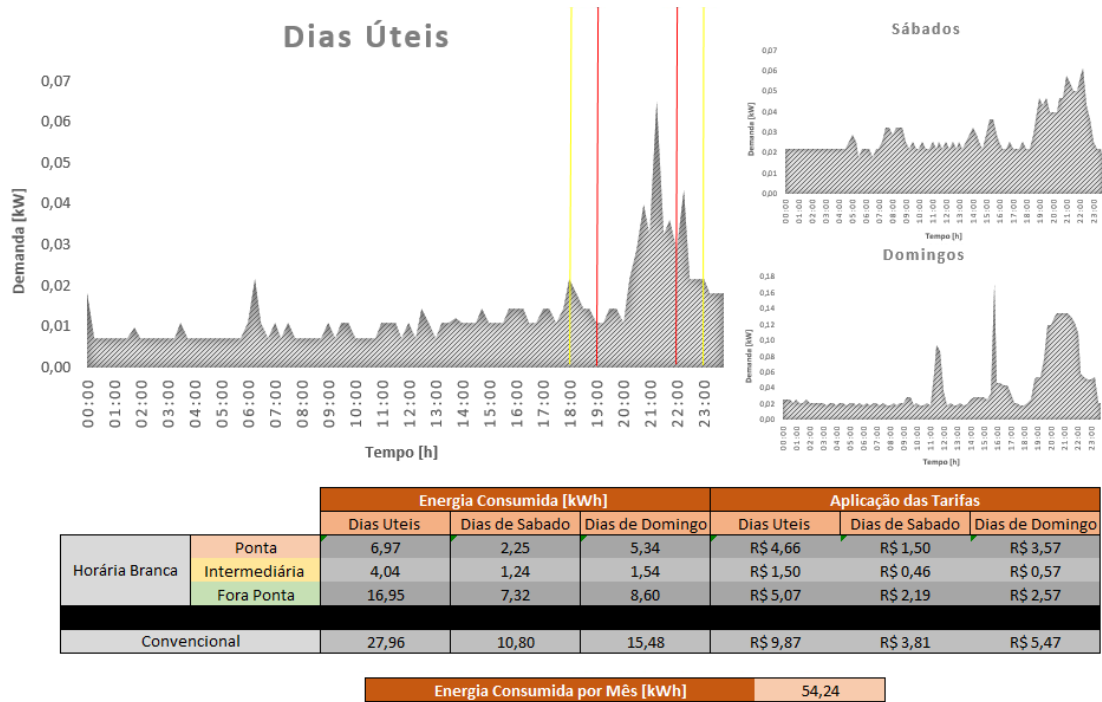


Figura 31 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 1.

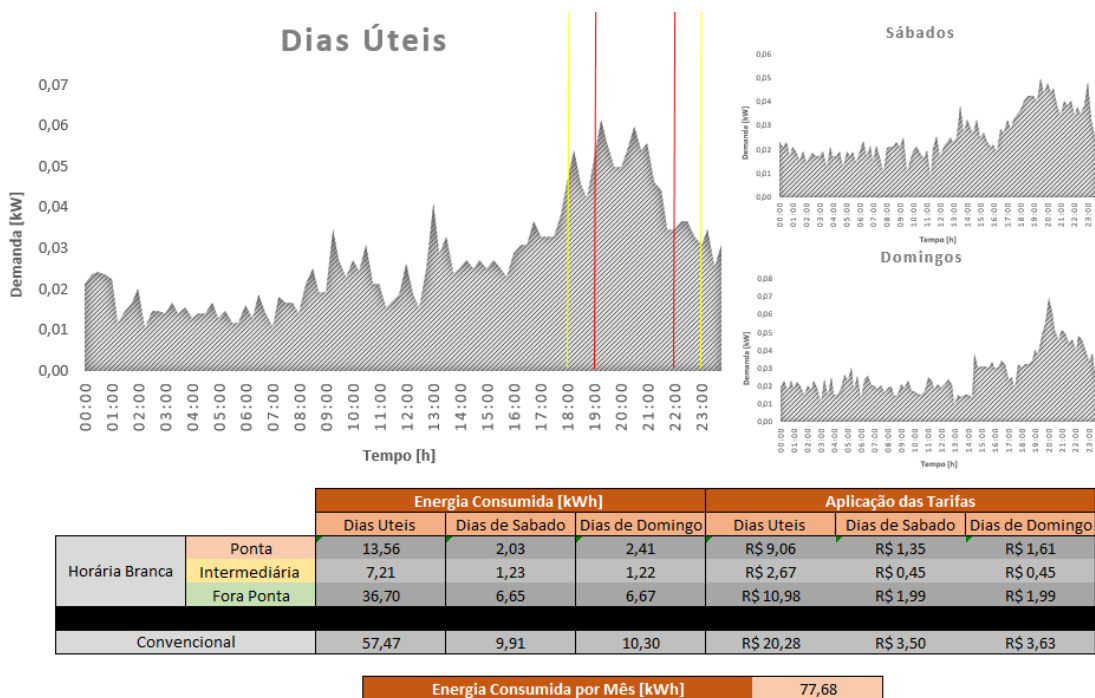


Figura 32 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 1.

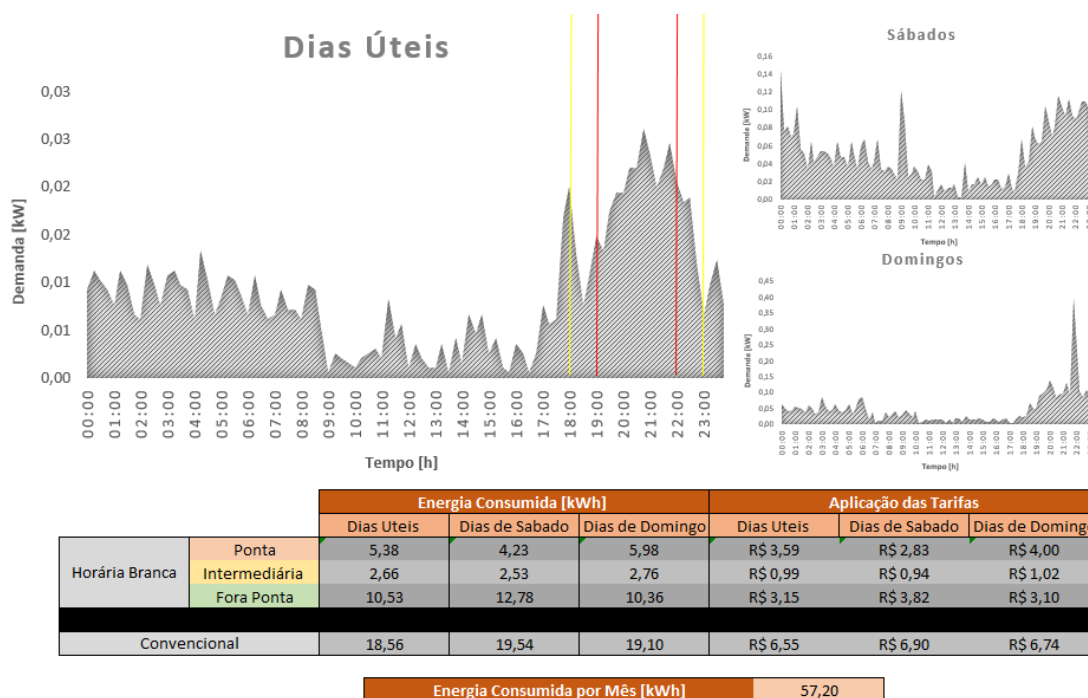


Figura 33 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 1.

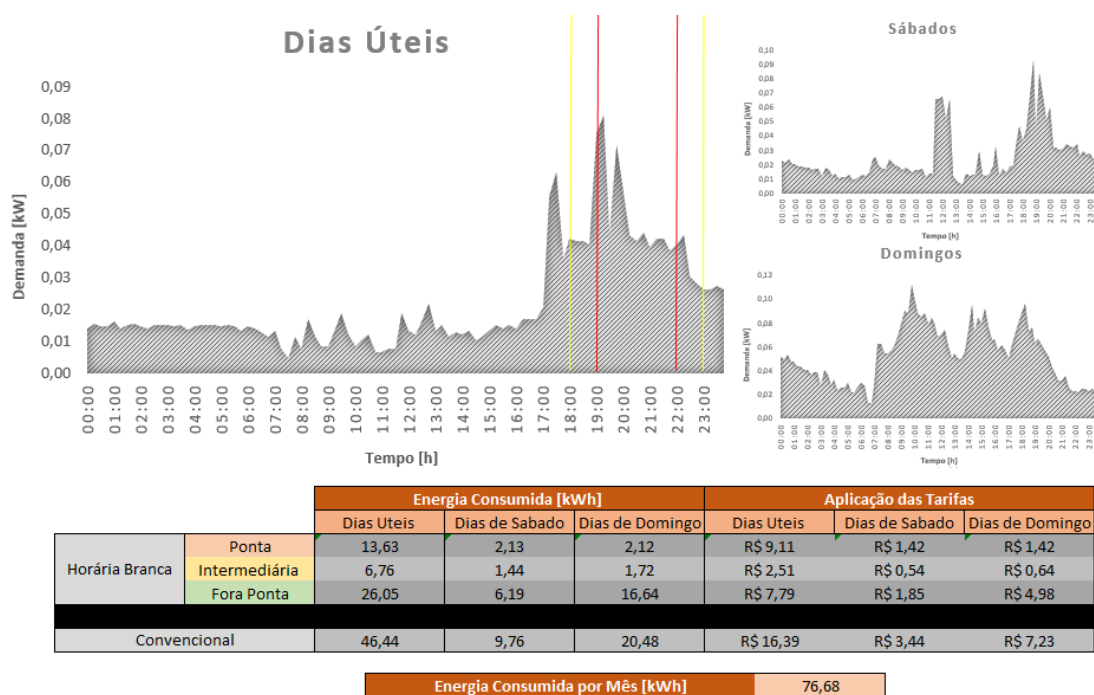


Figura 34 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 1.

APÊNDICE B – Segunda Estratificação

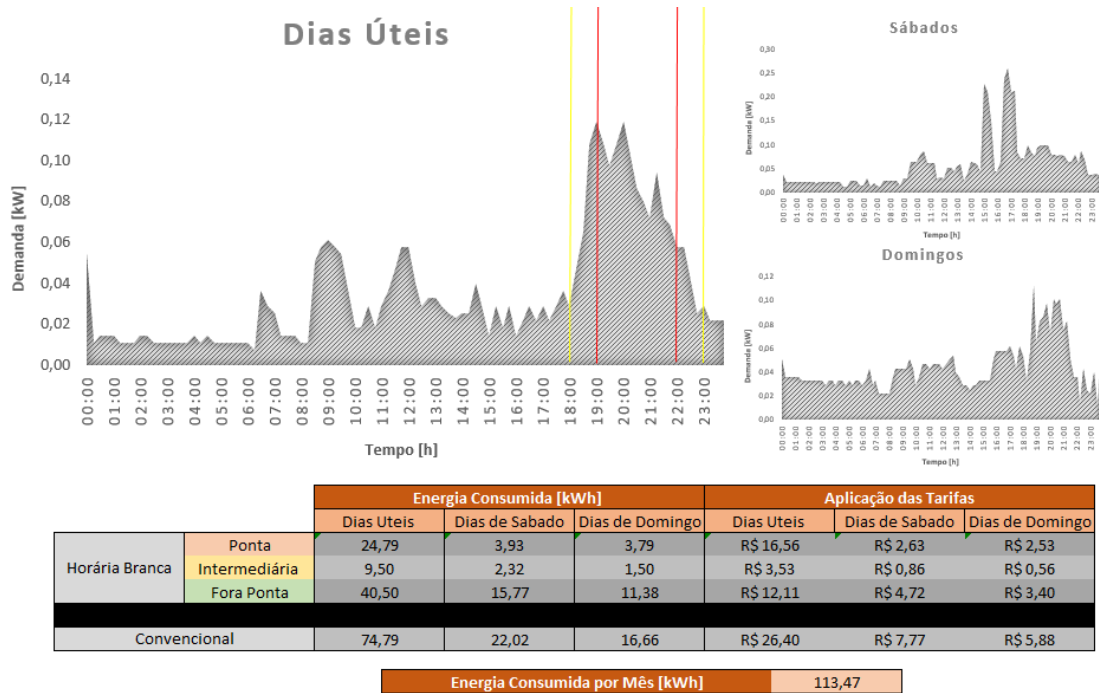


Figura 35 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 2.

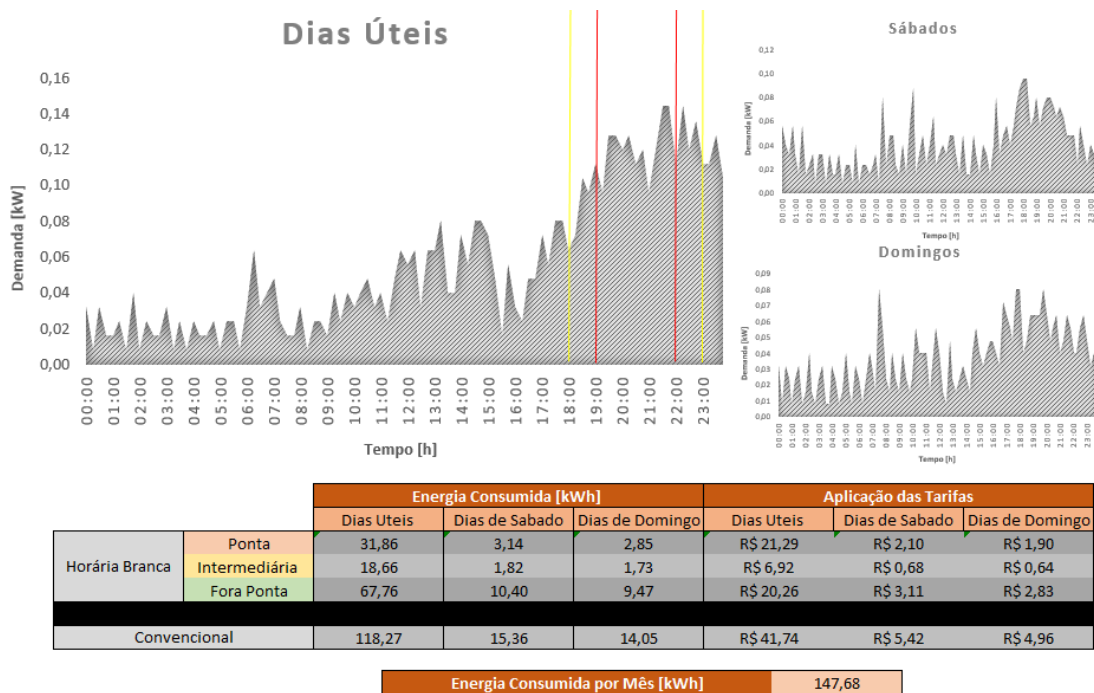


Figura 36 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 2.

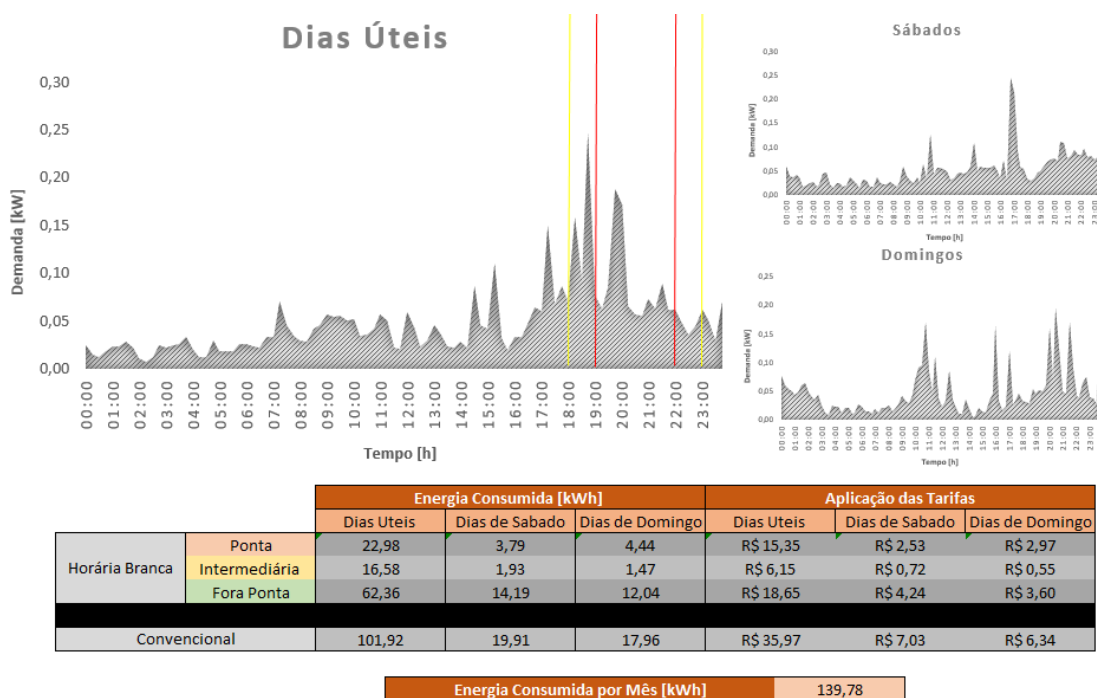


Figura 37 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 2.

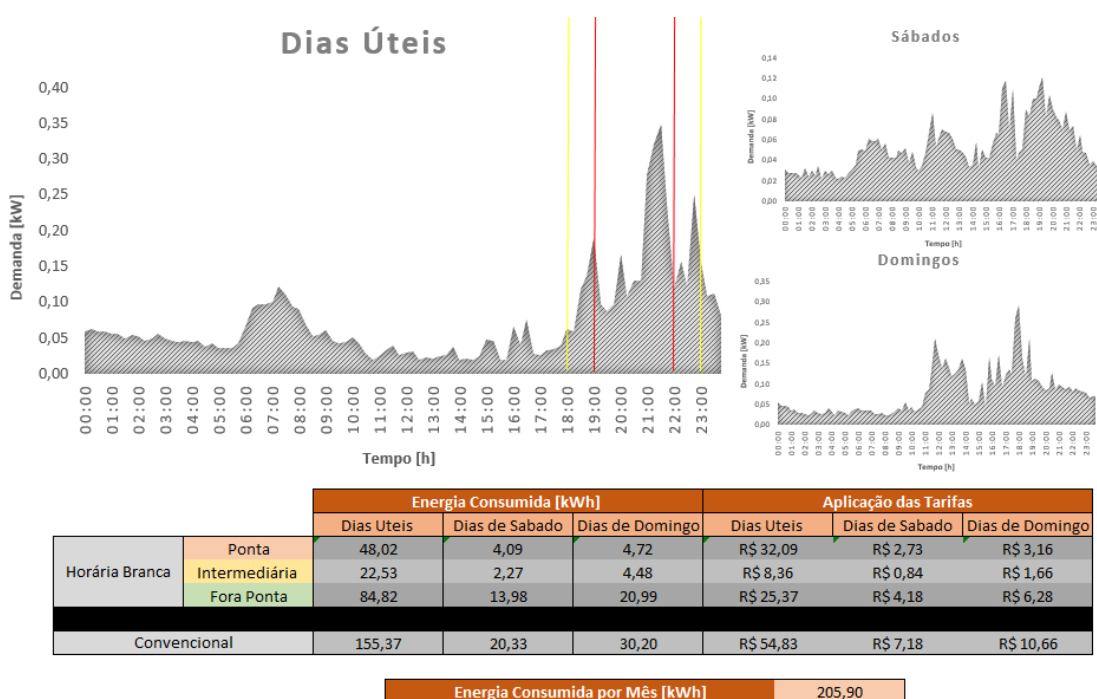


Figura 38 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 2.

APÊNDICE C – Terceira Estratificação

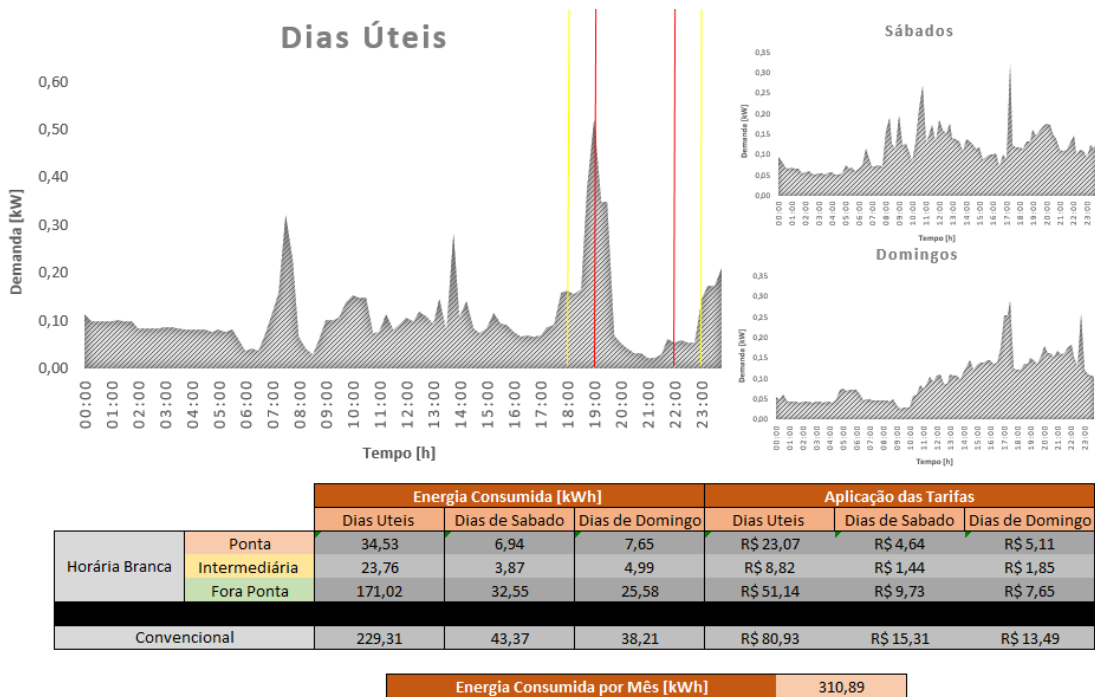


Figura 39 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 3.

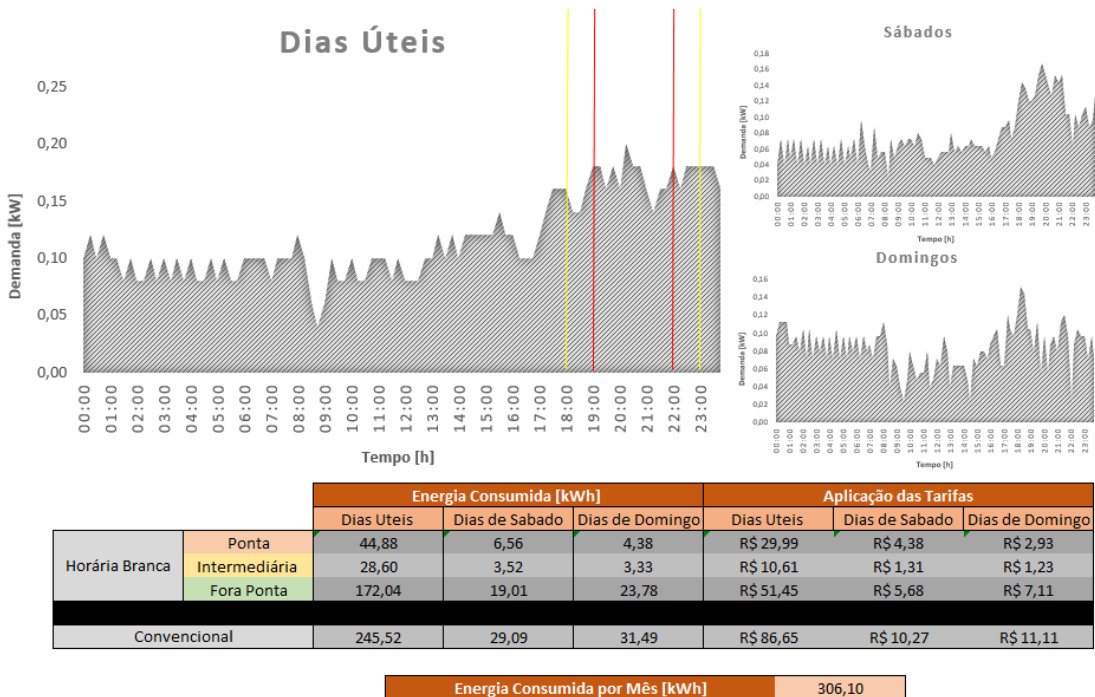


Figura 40 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 3.

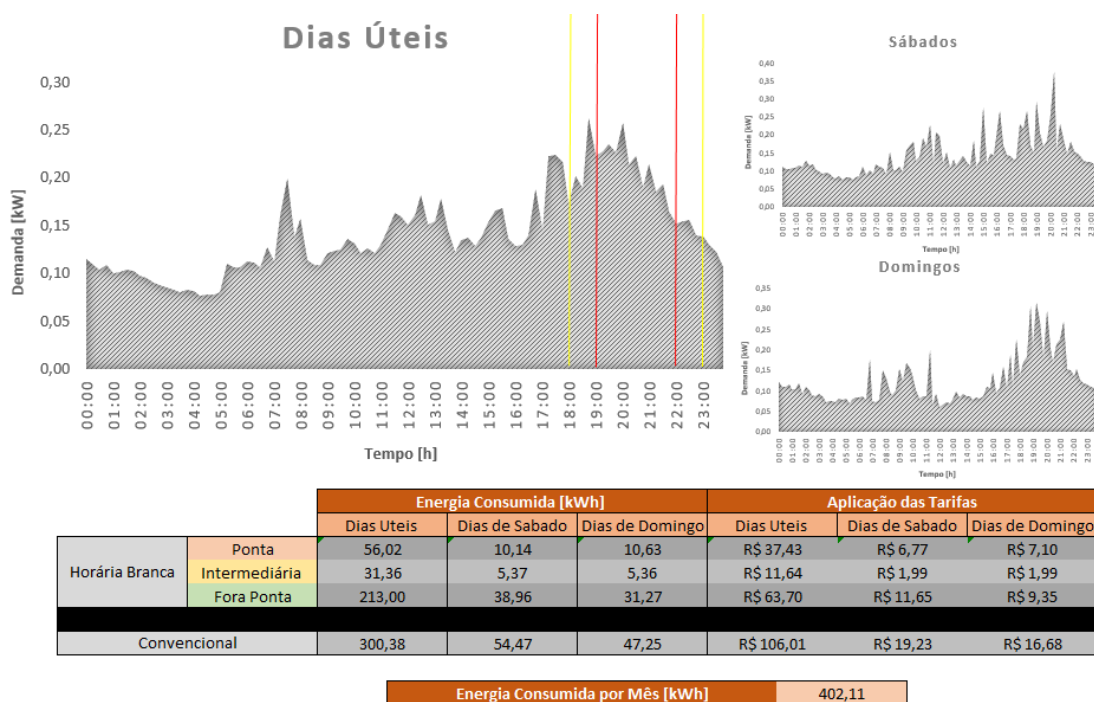


Figura 41 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 3.

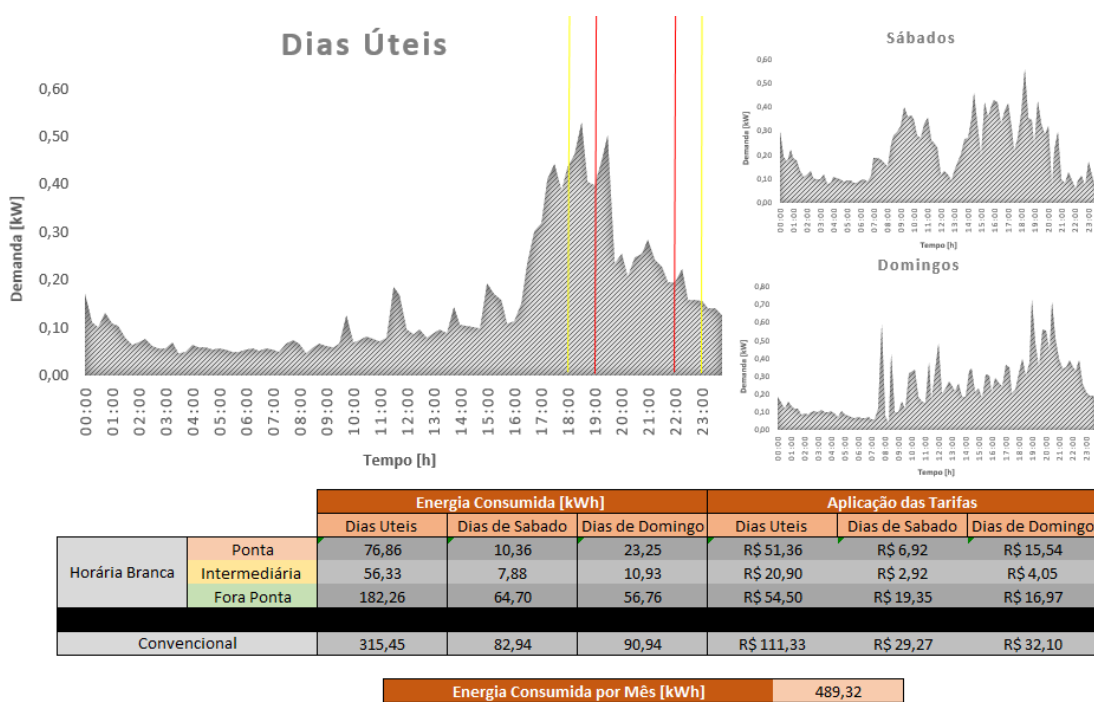


Figura 42 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 3.

APÊNDICE D – Quarta Estratificação

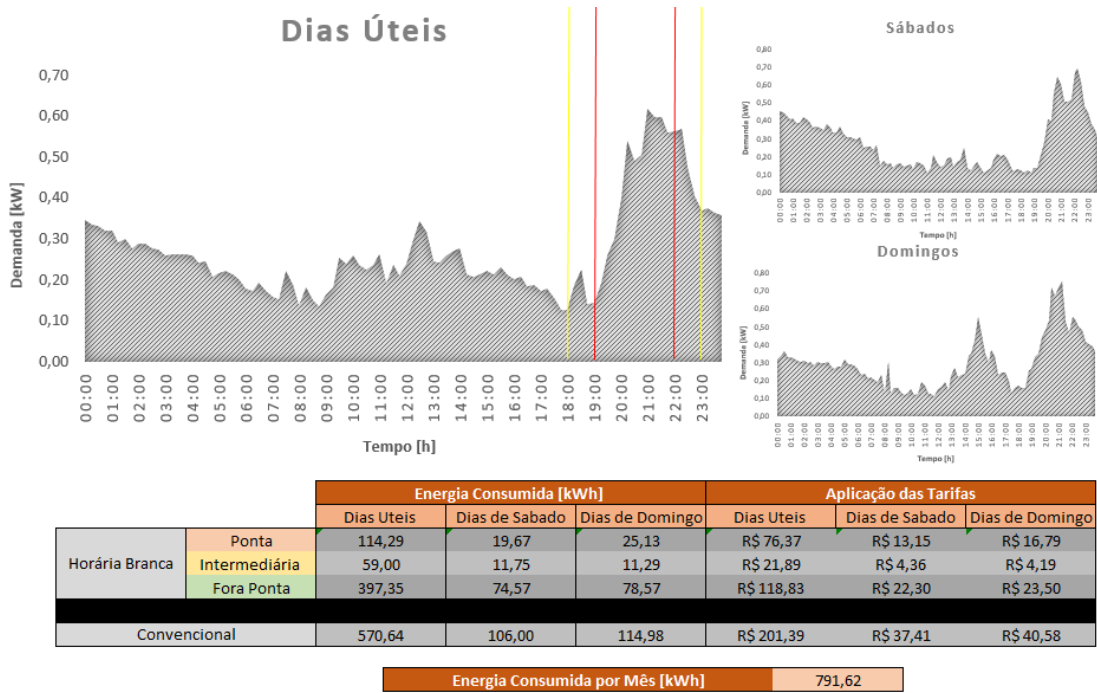


Figura 43 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 4.

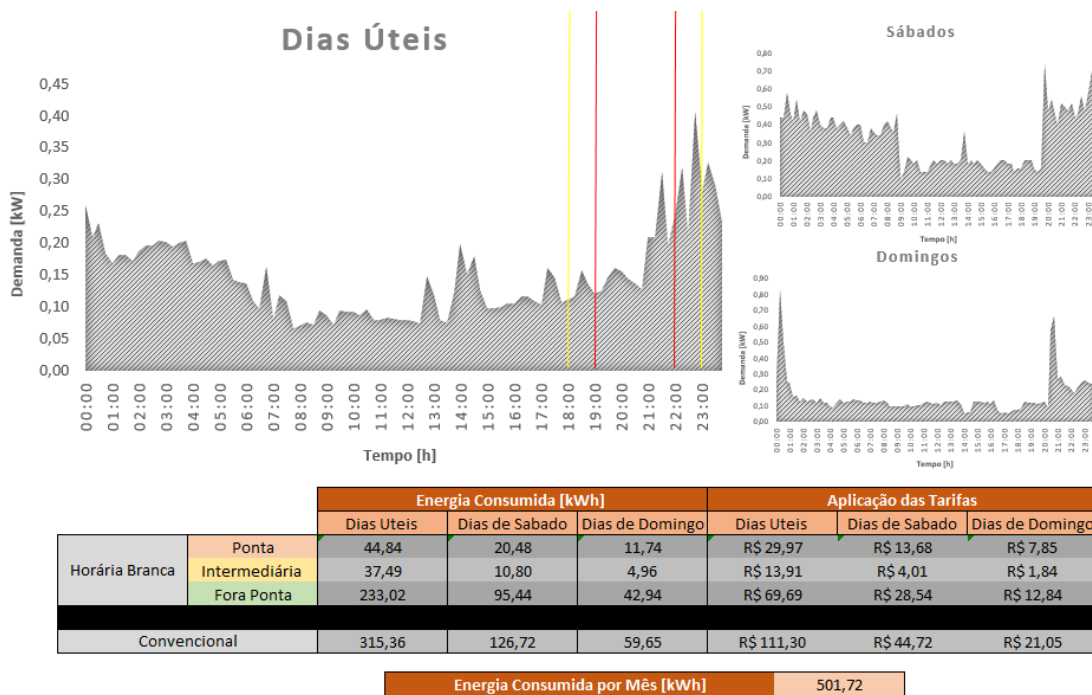


Figura 44 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 4.

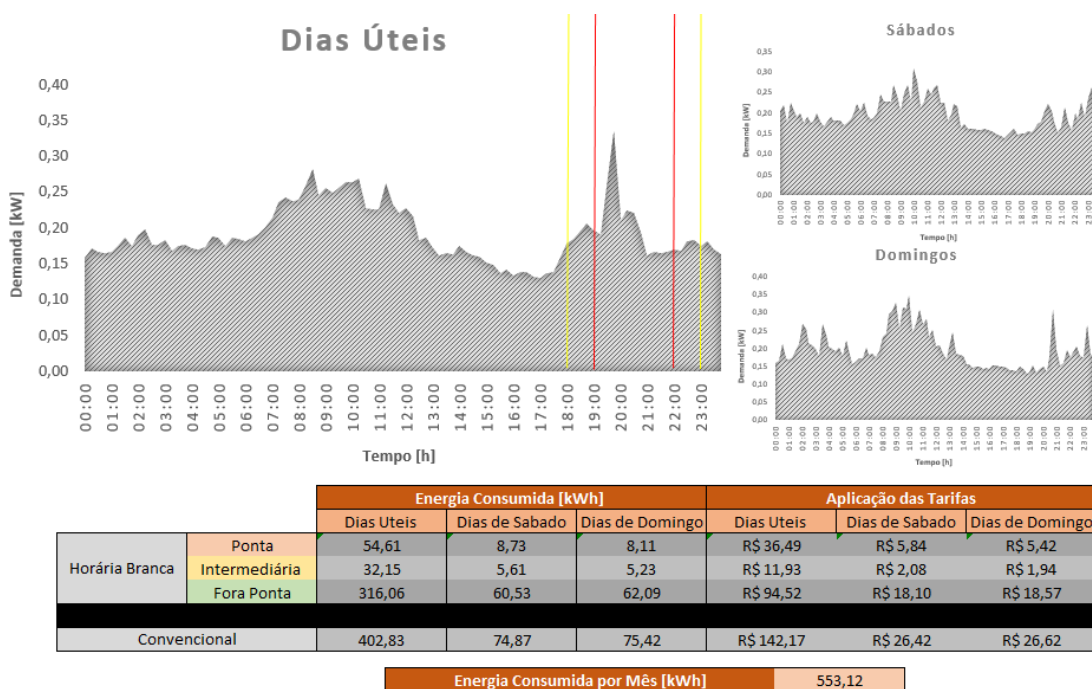


Figura 45 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 4.

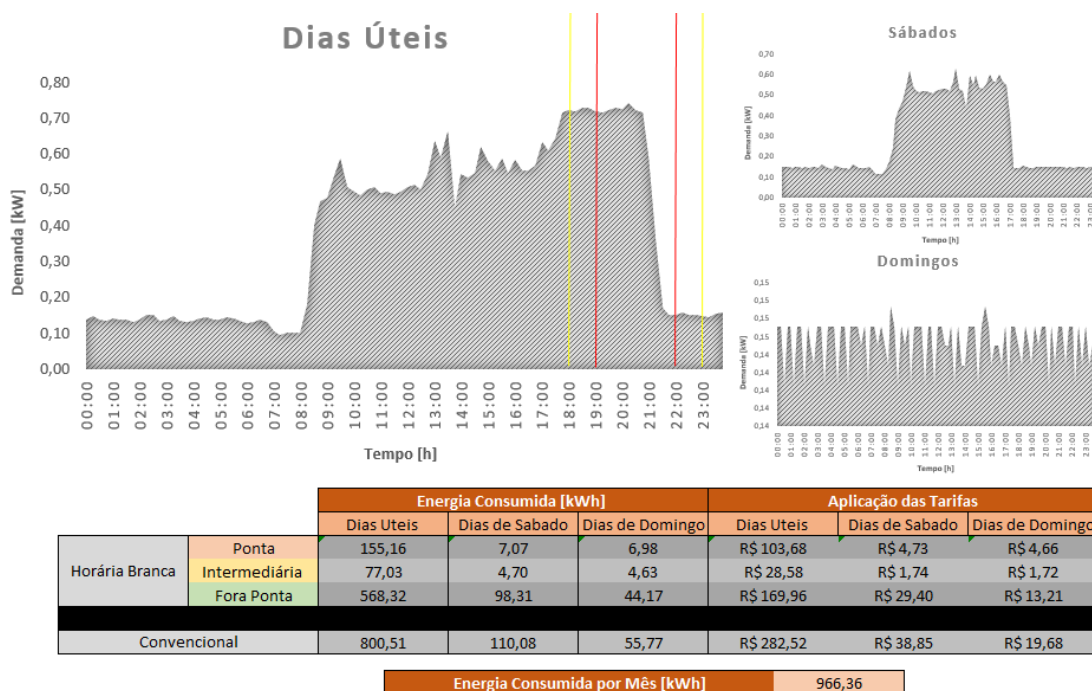


Figura 46 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 4.

APÊNDICE E – Quinta Estratificação

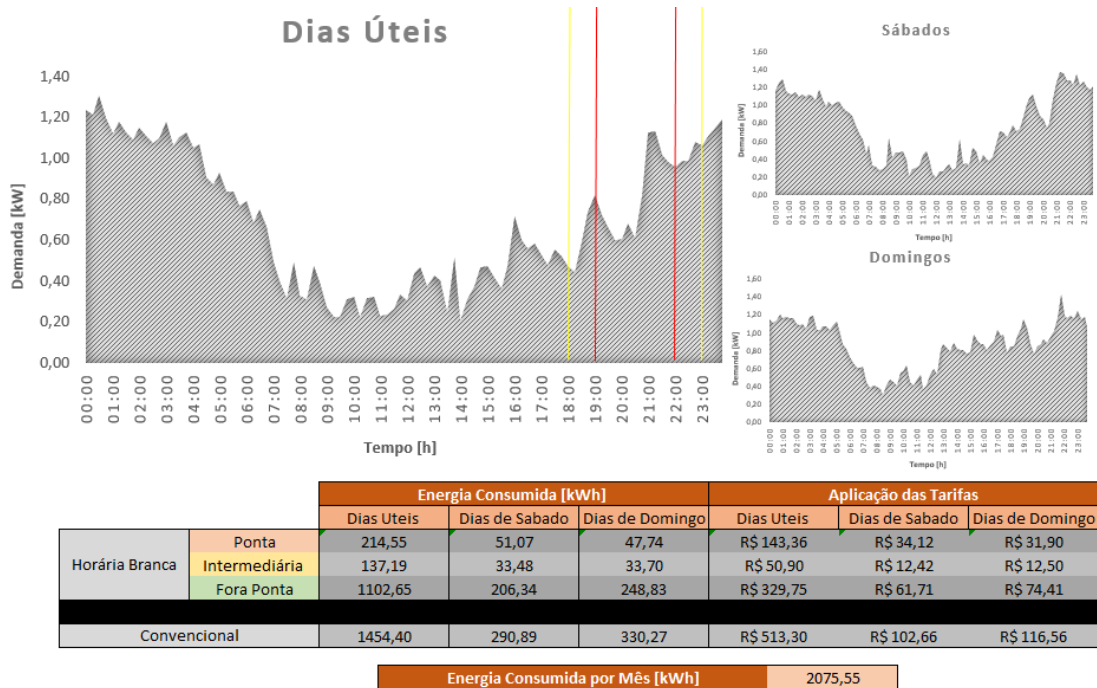


Figura 47 – Cenário proposto para a área de concessão da Celtins - Faixa 5.

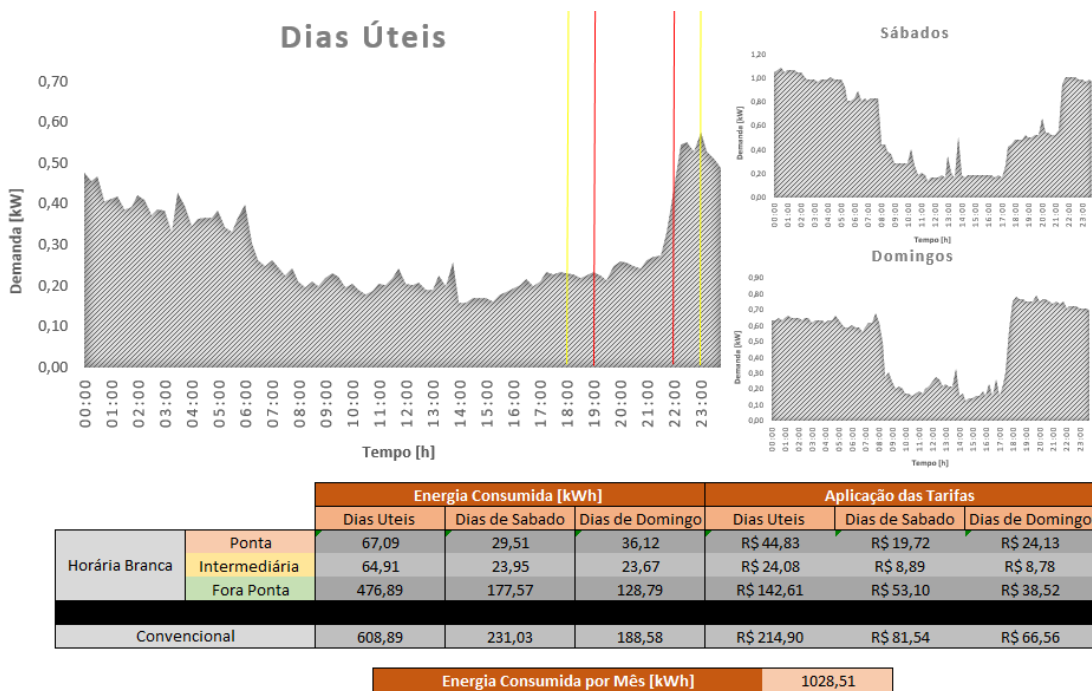


Figura 48 – Cenário proposto para a área de concessão da Celpe - Faixa 5.

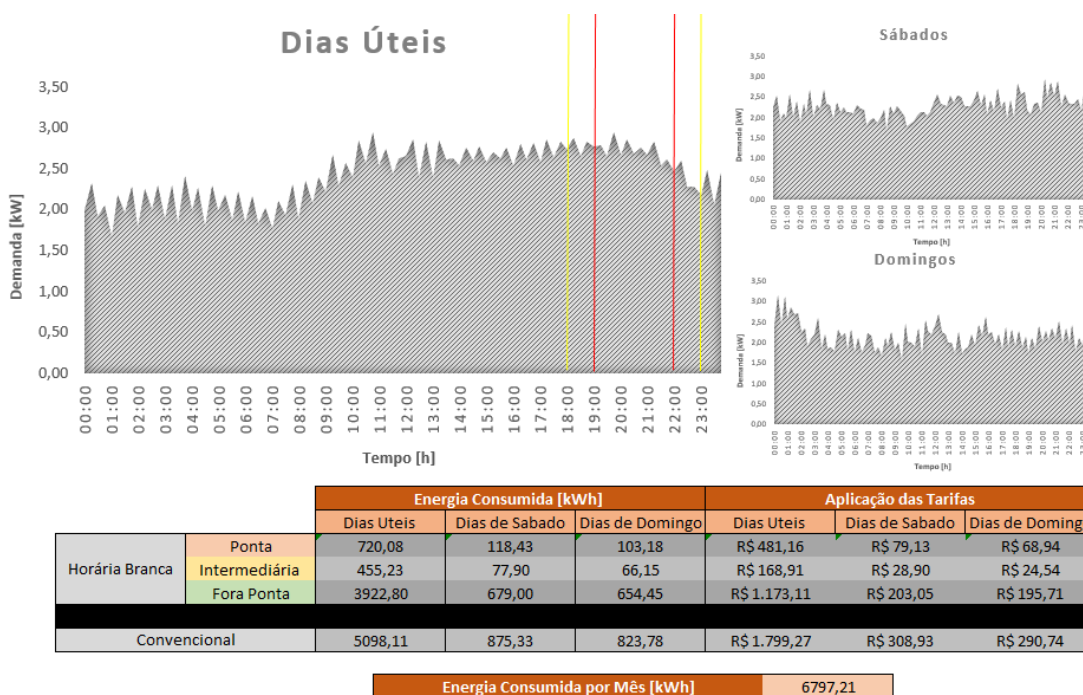


Figura 49 – Cenário proposto para a área de concessão da CEB - Faixa 5.

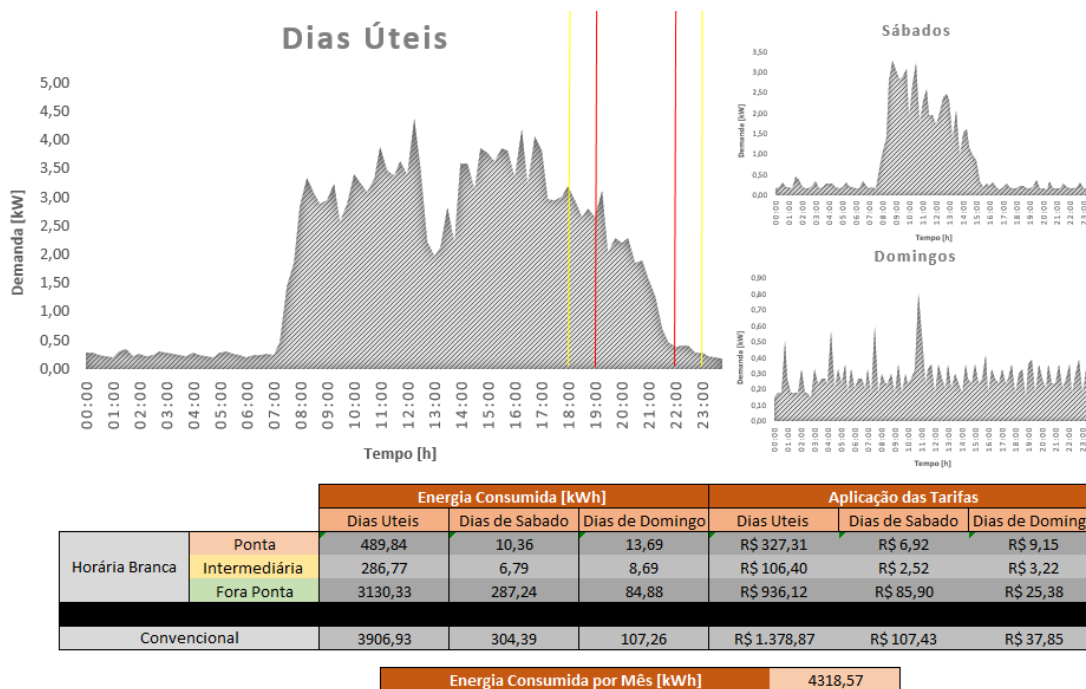


Figura 50 – Cenário proposto para a área de concessão da Elektro - Faixa 5.

Anexos

ANEXO A – Solicitação dos Dados

Dados do Pedido

Protocolo	48700006476201405
Solicitante	Henrique Leão de Sá Menezes
Orgão Superior Destinatário	MME – Ministério de Minas e Energia
Orgão Vinculado Destinatário	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
Status da Situação	Pedido Registrado
Forma de recebimento da resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Solicitação dos dados referentes a campanha de medidas do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária
Detalhamento	Solicito, por meio desta, à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, SRD/ANEEL, o envio dos dados referentes à campanha de medidas das concessionárias de distribuição AES SUL, ELETROPAULO, ELEKTRO, CEB, CELTINS e CELPE, realizadas no último ciclo de revisão tarifária de cada uma das concessionárias citadas. Os dados serão utilizados para fins acadêmicos, compondo parte essencial dos dados necessários para realização de um trabalho de conclusão de curso sobre avaliação da modalidade tarifária horária branca.

Atenciosamente.

Figura 51 – Solicitação dos dados utilizados para compor os cenários.