



AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO

Relatório 3.a (versão final)

Preparado para



MARÇO DE 2016

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO

RELATÓRIO 3.A

CONTEÚDO

1	INTRODUÇÃO.....	3
2	OBJETIVO.....	4
3	ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS	5
4	ABORDAGEM METODOLÓGICA.....	5
4.1	CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES AO NÍVEL RESIDENCIAL	6
4.2	CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES PARA AS CLASSES COMERCIAL, INDUSTRIAL E PODER PÚBLICO....	8
4.3	METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DO CENS NÃO PROGRAMADO REPRESENTATIVO	9
4.4	METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DO CENS PROGRAMADO REPRESENTATIVO	9
5	ANÁLISE DA BASE DE DADOS	10
5.1	DADOS DA CLASSE RESIDENCIAL	10
5.2	DADOS POR SETOR ECONÔMICO.....	16
6	RESULTADOS.....	24
6.1	CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES HORÁRIO PARA A CLASSE RESIDENCIAL.....	24
6.2	CUSTOS DAS INTERRUPÇÕES POR PERÍODO HORÁRIO INDUSTRIAL, COMERCIAL E RURAL.....	32
6.3	CUSTOS ESPERADOS DAS INTERRUPÇÕES NÃO PROGRAMADAS POR ESTADO	34
6.4	CUSTOS ESPERADOS DAS INTERRUPÇÕES NÃO PROGRAMADAS POR REGIÃO	39
6.5	CUSTO ESPERADO DAS INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS POR SETOR ECONÔMICO	41
7	IMPLICAÇÕES PARA A CONFIABILIDADE DO FORNECIMENTO DOS SERVIÇOS.....	42
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
9	ANEXOS.....	46
9.1	ANEXO 1: ESTIMAÇÃO ECONOMETRICA DO CONSUMO RESIDENCIAL.....	46
9.2	ANEXO 2: CUSTOS DE INTERRUPÇÃO POR ESTADO.....	48

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO

Relatório 3a

1 INTRODUÇÃO

A Sinapsis Inovação em Energia Ltda, a Mercados de Energia Consultoria Ltda, e a Mercados Energéticos Consultores S.A., o “Consultor”, apresentam a seguir o Relatório 3a, “Definição da função de custo da interrupção da energia elétrica para os consumidores utilizando-se modelos econométricos”, correspondente ao Contrato N° 107/2015 assinado com a ANEEL para desenvolver “Serviços de Consultoria para Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação”.

O objetivo geral do projeto é obter uma estimação do custo associado às interrupções de energia elétrica no Brasil. Essa estimação deve ser realizada desde ambas a perspectiva do consumidor e a perspectiva do distribuidor, considerando os custos relacionados à melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição. O objetivo final é subsidiar à ANEEL no estabelecimento de limites nos indicadores de continuidade, assim como nos ajustes nas compensações pagas aos usuários devido à má qualidade do serviço. Enquanto que os objetivos específicos desse projeto são:

- i) Apresentar os fundamentos conceituais e efetuar a pesquisa bibliográfica atualizada relativa ao assunto, abrangendo as principais metodologias citadas;
- ii) Avaliar os principais estudos publicados sobre o assunto no Brasil e no exterior;
- iii) Definir qual é a melhor metodologia a ser aplicada no Brasil para a avaliação do custo das interrupções aos consumidores;
- iv) Definir o custo da interrupção da energia elétrica para os consumidores utilizando-se modelos econométricos, para vários cenários;
- v) Definir o custo da interrupção da energia elétrica para consumidores utilizando-se os resultados de outras pesquisas realizadas no Brasil e exterior, adequando-as à realidade brasileira, para vários cenários;
- vi) Definir modelos de custo de interrupção (Funções de Custo do Consumidor, Custo da Energia Não Suprida e Modelos de Custo Combinado) por tipos de consumidores e modelos para definição de Funções de Custo do Consumidor Composto;
- vii) Definir as funções de custo relacionadas com a melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição;
- viii) Avaliar qual o melhor mecanismo de incentivo para que as distribuidoras atinjam os valores desejados.

Os estudos e produtos consolidados neste projeto poderão fornecer subsídios para futuras ações do regulador com relação à continuidade da energia elétrica, especificada por funções de custo de interrupções no fornecimento aos consumidores de todo o Brasil, sejam eles conectados na distribuição ou transmissão.

O produto 3 é dividido em dois relatórios:

Relatório 3 a: Definição da função de custo da interrupção da energia elétrica para os consumidores utilizando-se modelos econométricos; e

Relatório 3 b: Definição da função de custo da interrupção da energia elétrica para consumidores utilizando-se os resultados de outras pesquisas realizadas no Brasil e exterior, adequando-as à realidade brasileira.

Neste documento se apresenta o Relatório 3.a.

2 OBJETIVO

Este relatório intitula-se “Definição da função de custo da interrupção da energia elétrica para os consumidores utilizando-se modelos econométricos.”, sendo o **Relatório 3.a** do Produto 3.

Os objetivos são:

- Listar estudos estatísticos (modelos econométricos) realizados para obtenção de funções de custo de interrupção a consumidores/acessantes na distribuição e transmissão de energia elétrica, com base em informações macroeconômicas com origem nacional e/ou internacional.
- Produzir documento que sintetize a definição e a aplicação das funções propostas para avaliação do custo de interrupção na modalidade de estudo estatístico (com base em informações macroeconômicas) a consumidores/acessantes na distribuição e transmissão de energia elétrica, que esteja aderente ao setor elétrico brasileiro.

O relatório apresenta e debate os seguintes tópicos:

- Estimativa do custo das interrupções para a classe residencial por estado e região do país;
- Estimativa do custo das interrupções para classe de consumidor, por estado e por região do país;
- Estimativa para o conjunto do país.

3 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS

A revisão da literatura realizada no Relatório No 1 mostra que embora há um extenso leque de abordagens indiretas para estimar o CENS ex ante, as mais relevantes para os setores industrial/comercial e residencial são realizadas sobre a base do valor adicionado perdido e o valor do ócio, respectivamente. Porém, e diferente das análises realizadas para outros países, a escala de Brasil requer que a análise seja realizada por região.

O ponto mais vulnerável dessa abordagem é que aqueles setores que consomem pouca energia acabam com um maior CENS. Esse viés não se limita às diferenças entre as classes de consumidores ou setores econômicos, senão também dentro de uma mesma classe de consumidor ou setor econômico. Esse viés se torna um problema importante no Brasil pelas enormes diferenças climáticas e de costumes entre as cinco principais regiões. Para minimizar o impacto desse viés é preciso incorporar os seguintes pontos:

- Incorporar as **diferenças climáticas ou de posse de equipamento** (chuveiro, por exemplo) nos níveis de consumo de energia elétrica.
- Incorporar o **perfil de curva de carga das diferentes classes de consumidores**, dessa forma é possível avaliar o CENS em função do momento que ocorre a interrupção.
- Incorporar o momento em que ocorrem as interrupções, isto é, probabilidade de interrupção segundo o dia da semana e período horário.

4 ABORDAGEM METODOLÓGICA

Para determinar o custo da energia não suprida (CENS) ao nível estadual, regional, e nacional, foram consideradas duas categorias de usuários, e conseqüentemente foram empregadas metodologias diferentes para cada uma delas.

Assim os custos das interrupções foram apurados para os seguintes setores:

1. Setor residencial,
2. Setor comercial, público, rural, serviços e indústria.

A metodologia empregada baseia-se na literatura internacional, mais pelas características próprias do Brasil, - ampla extensão territorial, significativas diferenças regionais numa série de variáveis como ser densidade populacional, nível de renda, condições climáticas, nível de atividade econômica -, alguns resultados podem aparecer inicialmente como contra intuitivos. Nesse contexto o presente estudo foi aprofundado para considerar questões como a determinação do custo das interrupções em função ao momento do dia, da classe do dia (útil ou final de semana), e considerando a probabilidade de ocorrência das interrupções.

Particularmente foram desenvolvidas curvas de valor de ócio horário e diário, com base nos padrões de consumo residencial, disponibilidade de equipamentos elétricos, além da inclusão das curvas de carga dos setores analisados. No que diz respeito ao método do Valor Adicionado da Produção também foram construídas curvas de carga com base na quantidade de empresas em operação em cada hora do dia, diferenciando dias úteis e final de semana. Em ambas as classes Residencial e Não Residencial foram alocadas probabilidades de ocorrências que possibilitaram estimar valores esperados das interrupções.

Cabe destacar que a menor unidade de análise é ao nível estadual desde que os dados de

produção e as variáveis demográficas estão desagregadas a esse nível.

4.1 Custos das Interrupções ao Nível Residencial

Os consumidores da classe residencial enfrentam dois tipos de consequências pelas interrupções do serviço de energia elétrica:

- a) a perda de opções para usar seu tempo de ócio;
- b) a perda de bens, em particular, alimentos na geladeira.

Para estimar o valor marginal do ócio utiliza-se a abordagem de Becker (1965). Assim, considera-se que os indivíduos obtêm utilidade de uma combinação de bens ou serviços (que podem ser comprados com dinheiro) e do uso do tempo. A utilidade marginal do dinheiro decresce conforme a quantidade de dinheiro disponível aumenta, enquanto a utilidade do tempo livre cresce com o número de horas trabalhadas. Portanto, existe uma quantidade ótima de tempo a ser dedicada ao trabalho. **No ponto de ótimo, o valor marginal do ócio é igual à renda horária.**

Para realizar essa estimativa é necessário contar com a quantidade de horas dedicadas ao trabalho, as atividades do lar, e ao ócio. Uma possibilidade é usar a base de Nooij *et. al.* (2005) com ajustes para a realidade brasileira. Para estimar o custo de oportunidade se necessita uma *proxy* da renda familiar.

Para determinar o valor do ócio são consideradas ambas as pessoas empregadas como as desempregadas.

Para cada pessoa empresa o valor do ócio (VO_{Emp}) é o seguinte:

$$VO_{Emp} = \text{salário horário} \times (\text{hs. dedicadas ao ócio} + \text{hs. dedicadas as atividades do lar})$$

De forma similar, o valor do ócio para as empresas desempregadas ($VO_{\text{Não Emp}}$) é o seguinte:

$$VO_{\text{Não Emp}} = \text{salário horário} \times 0.5 \times (\text{hs. dedicadas ao ócio} + \text{hs. dedicadas as atividades do lar})$$

A expressão anterior considera que o tempo de ócio para as pessoas desempregadas tem um valor econômico menor às das pessoas empregadas. Nesse caso, assume-se que esse valor é igual à metade do valor do salário horário médio da economia. Esse foi o pressuposto adotado por Nooij *et al* (2007) e replicado em diferentes estudos que citam esses autores, sendo assim um pressuposto padrão para realizar as estimativas dessa classe de consumidores.

Por último, o valor do ócio se determina somando os anteriores componentes:

$$\begin{aligned} \text{Valor Total do Ócio} \\ &= [\text{No de empregados} \times VO_{Emp} \\ &+ \text{No de Não empregados} \times VO_{\text{Não Emp}}] \times \text{dias por ano} \end{aligned}$$

A formulação acima descrita pressupõe que uma interrupção na eletricidade gera uma perda total do valor do Ócio quando acontece a interrupção. Com essa metodologia se podem avaliar interrupções não previstas ou de muito curto prazo, ou seja, aquelas nas que as pessoas não podem mudar seus padrões de consumo.

Nesse contexto, é importante destacar que as interrupções dos serviços não geram o mesmo custo econômico durante diferentes horas do dia ou em diferentes classes de dias

(úteis ou finais de semana). Uma interrupção de uma hora quando as pessoas estão dormindo não gera o mesmo custo que numa hora quando as pessoas assistem a T.V.

Assim, espera-se que as interrupções não previstas gerem diferentes efeitos econômicos em função ao tipo de dia e à hora do dia. O raciocínio é que a pessoa tem uma perda de 100% do tempo de ócio com a interrupção, mas esse tempo tem uma avaliação diferente segundo a hora e o tipo de dia.

A curva do valor de ócio horário representa a distribuição de dito valor por classe e momento do dia. Essa curva tem uma associação direta com o consumo de eletricidade residencial, especificamente com a iluminação e as atividades aderentes a assistir a TV. Ou seja, partindo do valor total do Ócio, é possível estimar o valor de ócio horário, incluso para cada um dos Estados de Brasil.

É importante destacar que não temos conhecimento que a metodologia proposta tenha sido empregada ainda na literatura internacional, o que possibilita aprimorar a análise incluindo as diferenças horárias e diárias descritas.

Finalmente o CENS para o setor residencial é obtido dividindo a curva de perda do valor de ócio (horária), pela energia consumida por hora.

Outro elemento destacável incorporado na análise é a probabilidade de ocorrência das interrupções diferente segundo o horário e o dia.

Deve-se considerar que:

- O valor do ócio pode resultar sobrestimado se durante a interrupção as pessoas podem realizar atividades que não necessitam de energia elétrica, tais como a prática esportiva. Para evitar esse tipo de inconvenientes, é preciso tomar em conta a curva de carga padrão dos usuários dessa categoria.
- Há outras dificuldades no emprego dessa metodologia, por exemplo, a metodologia não considera as diferenças entre as unidades consumidoras de diferentes regiões do país, assim os estados ou regiões com maior densidade populacional e com maior percentagem de empregados deveriam ter um maior custo unitário.

O CENS, para a classe residencial, se obtém entre o cociente entre o valor do ócio e a energia consumida. O problema é que, pelas grandes diferenças entre as regiões do Brasil, a energia consumida está determinada em boa medida pela questão climática e pela posse ou não de chuveiro para aquecer água. Portanto, é necessário identificar e depurar as diferenças estruturais entre as diferentes regiões. Para depurar essas diferenças estruturais foram estimados diversos modelos econométricos a partir da construção de um painel de dados para os 27 estados do Brasil. A metodologia de efeitos fixos não é possível que seja aplicada nessa instância já que o número de observações por grupo é baixo. Essa metodologia assume que a covariância entre as variáveis independentes e as características não observáveis é diferente de zero.

$$Cov(x_i; \mu_i) \neq 0$$

Esse suposto leva que os estimadores por mínimos quadrados ordinários sejam inconsistentes. Porém, as heterogeneidades não observáveis não variam ao longo do tempo. Portanto, podem ser aplicadas transformações lineais em relação à média (*within transformation*) que permitem estimar de forma consistente a equação. Porém, o escasso número de observações dificulta a aplicação dessa abordagem. Aplicou-se em substituição a seguinte relação:

$$\ln(\text{consumo per capita}) = c + \beta_1 \ln(\text{produto per capita}) + \beta_2 \ln(\text{tarifa média}) + \beta_3 \ln(\text{chuveiro}) + \beta_4 \text{tendência}$$

As variáveis explicativas são o produto per capita, as tarifas (obtida a partir de dados referidos às tarifas por concessionária), a participação de chuveiro na região e uma variável de tendência.

A modelagem foi desenvolvida para o consumo do setor residencial e para o consumo do setor residencial de baixa renda com a finalidade de refletir as condições específicas de cada um dos setores analisados.

Dita modelagem econométrica depende da quantidade e variabilidade dos dados disponíveis, assim, pode acontecer que ainda quando as regressões gerem valores estatisticamente significativos ditos valores podem resultar insuficientes para atingir um correto ajuste no consumo de cada um dos estados. Nesse contexto, como metodologia alternativa propõe-se adotar como variável o consumo médio ponderado para todo o país.

Além do bom ajuste obtido da equação acima especificada é importante considerar os seguintes pontos:

- O valor marginal do ócio pode gerar uma superestimação do CENS particularmente naqueles usuários que possam fazer atividades que não requerem de energia elétrica (por exemplo, esportes). Para corrigir essas questões foram feitos pressupostos com relação aos consumos padrões.
- Há outras dificuldades no emprego da metodologia descrita, por exemplo, o salário horário como custo de oportunidade não permite diferenciar o custo de falha em função ao momento da interrupção ou a se ela foi programada ou não programada.

4.2 Custos das Interrupções para as classes Comercial, Industrial e Poder Público

Telson (1975) propõe determinar o custo da interrupção temporária no serviço de energia elétrica sobre as atividades econômicas (comercial e industrial) considerando como limite superior do CENS a razão entre o valor adicionado desses setores e seu consumo de energia elétrica, considerando dados agregados da área afetada pela interrupção.

Dito valor não constitui, no entanto, um limite superior principalmente porque não sempre aplica o pressuposto implícito que toda a produção é perdida por cada kWh não suprido.

De forma similar ao expressado para a classe residencial, é preciso levar em conta a curva de carga padrão das classes comercial e industrial, desde que não todas as interrupções acontecem no horário da ponta. Caso contrário estaria sendo sobrestimado o CENS nessa abordagem.

Para os setores industrial, comercial, serviços e transporte, uma interrupção intempestiva pode afetar todo o processo produtivo, gerando capacidade de produção ociosa ou perdas de insumos.

Um aspecto que é muito difícil mensurar sem uma matriz de insumo-produto são as externalidades que provocam uma interrupção do processo de produção. Por exemplo, qual é o custo de interrupção do metrô de São Paulo?

Independentemente das diversas formas de estimar os custos das Interrupções intempestivas para esses setores, a experiência internacional sugere que o valor se encontra no intervalo definido pelo custo salarial e valor adicionado do setor como limites inferior e superior, respectivamente.

É importante destacar que para os setores industriais e comerciais, pode acontecer que a produção possa ser recuperada com horas extras do pessoal ou maior intensidade operacional, pelo que considerar o valor adicionado por unidade de energia elétrica consumida como *proxy* do custo das interrupções pode resultar em uma sobre-estimação do valor. Uma forma de reduzir o viés à sobre-estimação é utilizar as curvas de produto horário, o que permite ter diferentes valores do custo unitário da interrupção segundo o momento do dia (ponta, fora-da-ponta).

As curvas de produto horário possibilitam apurar a geração de valor por cada hora do dia. Assim, ditas curvas de produtos foram construídas por classe de dia e por hora. As curvas horárias para os setores não residenciais foram obtidas a partir dos horários de operação das empresas por setor, as que foram derivadas do cálculo das horas às que as empresas começam a operar e as horas de fechamento. Nessa metodologia há um pressuposto implícito de que todas as empresas têm uma mesma escala de operação.

Assim foram empregadas curvas de carga setoriais, situação que possibilita calcular um valor esperado das interrupções em função das probabilidades alocadas a cada classe e momento do dia. Esses ajustes permitem melhorar as estimações dos custos de interrupções levando em conta os padrões de consumo e produção dos setores analisados.

4.3 Metodologia para a determinação do CENS não programado representativo

Uma vez determinado o CENS não programado esperado com as diferentes metodologias empregadas, e partindo das curvas de probabilidade de interrupções, é preciso integrar os valores obtidos em um único valor por região e posteriormente no nível nacional.

Uma forma de fazer essa integração é através da metodologia empregada pela Ofgem (1999), a qual corrige a escala das unidades consumidoras pelo seu consumo por capita. A formulação originalmente empregada consiste ajustar o número de unidades consumidoras pela energia média por unidade consumidora.

A especificação matemática é a seguinte:

$$\text{Número UC ajustadas} = UC \left(1 + \beta \frac{\Delta v}{v} \right)$$

Onde β é um coeficiente que indica a porcentagem do consumo unitário por usuário considerado no ajuste (a OFGEM empregava um valor de 0,5), v é o consumo médio de energia, e Δv é a diferença com relação à média do consumo.

Com essa metodologia os valores obtidos para os diferentes estados do país e setores econômicos foram logo somados em um único valor regional e nacional.

Adicionalmente é necessário calcular o custo médio para diferentes setores, tanto ao nível regional como nacional, nesse caso os pesos foram determinados pelo consumo de energia de cada setor no total país ou região.

4.4 Metodologia para a determinação do CENS programado representativo

A metodologia empregada no item acima permite apurar o custo unitário de uma interrupção intempestiva. Essas classes de interrupções geralmente produzem uma perda de 100% no valor de ócio e no valor da produção, já que os usuários (residenciais e não residenciais) não conseguem ajustar seus padrões de consumo.

Uma situação diferente acontece com as interrupções programadas, quando as pessoas podem ajustar parcial ou totalmente seus hábitos, nesse caso as perdas são bem menores.

Nesse contexto é conveniente destacar que a quantificação do custo unitário das interrupções programadas pode ser calculado com base no valor do CENS resultante de interrupções não programadas. No presente estudo foi adotado o pressuposto que a relação entre o custo das interrupções programadas e as intempestivas é 13%. Dito valor foi apurado por o Consultor para o Sistema Interligado Central de Chile (SIC), o qual é comparável, pela sua estrutura produtiva com a economia Brasileira.

5 ANÁLISE DA BASE DE DADOS

A seguir são apresentados os dados e metodologias empregadas para a determinação dos custos de interrupções para as diferentes classes de consumidores.

5.1 Dados da classe Residencial

Para a classe residencial foi empregada a metodologia do intercambio entre ócio e trabalho, levando em conta o comportamento dos consumidores segundo os períodos horários. Nesse contexto o método da estimação requer da quantificação do número de horas alocadas ao trabalho assim como o número de horas alocadas ao ócio durante um dia padrão. O pressuposto adotado é que as pessoas de baixa renda e as de alta renda têm alocadas as mesmas quantidades de horas ao ócio. Esse número de horas de ócio foi calculado com base na metodologia de Nooij (2005) e posteriormente ajustado de maneira *ad-hoc* com base na *Encuesta Exploratoria del Uso del Tiempo en Gran Santiago* (Chile), dito estudo foi desenvolvido no ano (2009).

Baseados nesses dados, a quantidade de horas de ócio semanais para as pessoas empregadas é 36, em tanto que para as pessoas não empregadas o número de horas de ócio é 58 semanais.

Adicionalmente, a aplicação da metodologia requer informação de salários médios, a qual é obtida dos relatórios anuais “Caraterísticas do Emprego Formal –RAIS” disponibilizados pelo Ministério do Trabalho e Emprego do Brasil. Os valores dos salários foram normalizados com referência ao salário de São Paulo Capital.

Tabela 1 – Fator de Ajuste Salários em relação a São Paulo

Estados	Índice Salarial (em relação à SP-Capital)	Estados	Índice Salarial (em relação à SP- Capital)
ACRE	0.65	PARAÍBA	0.73
ALAGOAS	0.69	PARANÁ	0.86
AMAPÁ	0.60	PERNAMBUCO	0.80
AMAZONAS	0.77	PIAUI	0.68
BAHIA	0.78	RIO DE JANEIRO	0.92
CEARÁ	0.68	RIO GRANDE DO NORTE	0.67
DISTRITO FEDERAL	0.86	RIO GRANDE DO SUL	0.80
Espírito Santo	0.78	RONDÔNIA	0.78
GOIÁS	0.77	RORAIMA	0.68
MARANHÃO	0.81	SANTA CATARINA	0.85
Matto Grosso	0.79	São Paulo	0.93
MATO GROSSO DO SUL	0.80	São Paulo - CAPITAL	1.00
MINAS GERAIS	0.81	SERGIPE	0.75
PARÁ	0.80	TOCANTINS	0.68

Na Tabela 1 o salário base considerado corresponde a São Paulo, especificamente são dados correspondentes à empresa Eletropaulo. No ano 2013 o salário de referencia foi R\$ 2.470,00 por mês.

Para o caso específico das pessoas de baixa renda foi empregado o salário mínimo apurado pelo Ministério de Trabalho e Emprego equivalente a R\$ 678 por mês para o ano 2013. Pressupõe-se que as pessoas de baixa renda não empregadas percebem um salário da metade do salário mínimo.

O valor total do ócio é função da quantidade de pessoas empregadas e não empregadas. As quais foram calculadas na seguinte maneira: o número de consumidores por distribuidora foi disponibilizado pela ANEEL, das bases de dados do IBGE foram obtidos dados referentes ao número de pessoas e famílias por estado, com essa informação foi apurado o número total de pessoas. Também com informação do IBGE foi obtida a proporção de empregados no total da população ao nível de estados. Cabe destacar que o número de pessoas não empregadas inclui os desempregados e também as pessoas não ativas, segundo a metodologia de Nooij (2009).

A tabela seguinte apresenta o número de pessoas por família e a taxa de emprego.

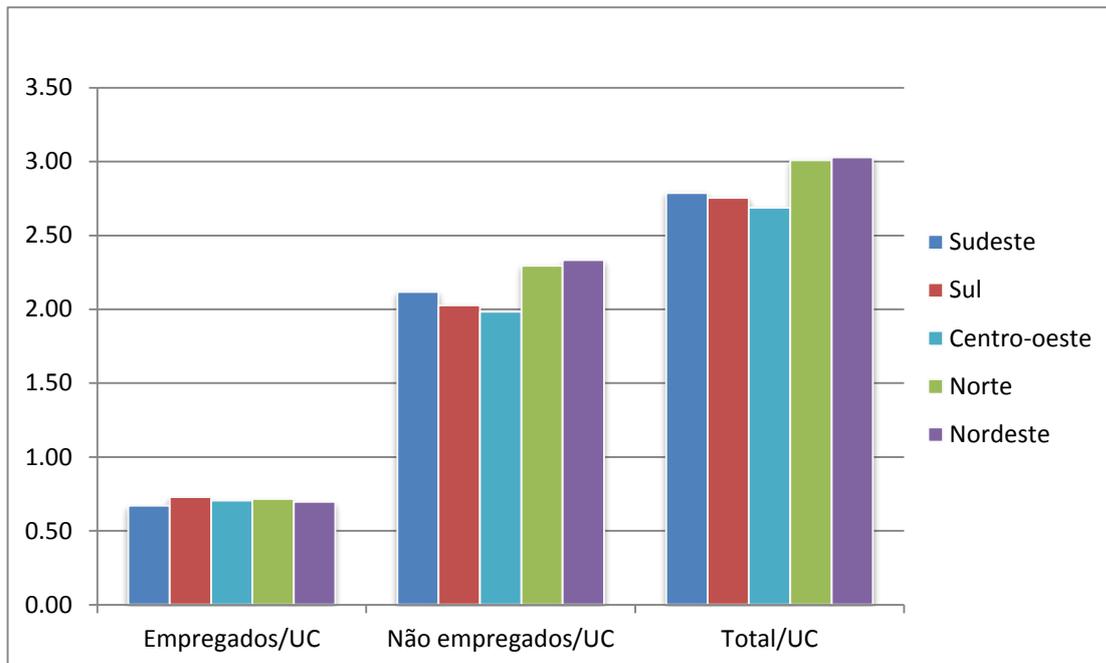
Tabela 2 – Pessoas por família e Taxa de Emprego por Estado

UF	População/ Família	Empregados/ População	UF	População/ Família	Empregados /População
Acre	2,9	24,0%	Paraíba	2,9	21,6%
Alagoas	3,2	20,9%	Paraná	2,8	26,3%
Amapá	2,9	21,8%	Pernambuco	3,0	21,2%
Amazonas	3,2	22,8%	Piauí	3,1	25,5%
Bahia	3,1	23,6%	Rio de Janeiro	2,6	23,9%
Ceará	3,0	23,7%	Rio Grande do Norte	2,8	23,9%
Distrito Federal	2,7	24,6%	Rio Grande do Sul	2,7	26,4%
Espírito Santo	2,8	25,6%	Rondônia	2,8	25,6%
Goiás	2,7	26,0%	Roraima	2,7	24,0%
Maranhão	3,1	22,7%	Santa Catarina	2,7	26,5%
Mato Grosso do Sul	2,6	28,5%	São Paulo	2,8	23,7%
Matto Grosso	2,8	26,9%	Sergipe	2,8	23,5%
Minas Gerais	2,9	25,0%	Tocantins	2,7	25,8%
Pará	3,1	23,6%			

O número médio de pessoas por família é três. Com relação à taxa de emprego, Mato Grosso do Sul apresenta o maior valor (28.5% respeito de população total). O caso oposto é Alagoas com 20.9% de emprego. São Paulo tem uma baixa taxa de emprego, provavelmente devido à grande densidade de população na região.

É importante destacar que as variáveis densidade familiar e composição das unidades consumidoras (quantidade de empregados e não empregados) podem gerar viés nas estimações dos custos das interrupções residenciais não programadas. A figura seguinte apresenta a composição das unidades consumidoras para cada uma das regiões dividindo entre pessoas empregadas e não empregadas.

Figura 1 – Pessoas empregadas e não empregadas por unidade consumidora e região



A figura acima mostra que os estados da região Norte têm uma densidade de pessoas por UC maior do que as outras regiões. Adicionalmente a proporção de pessoas não empregadas é maior na região Norte. Essas diferenças contribuem a explicar as diferenças nos custos unitários das interrupções.

Os dados de consumo foram fornecidos pela ANEEL, para a estimação do modelo o consumo residencial foi considerado somando os consumos residenciais de diferentes categorias, já que a análise tinha por objetivo apurar um coeficiente para ajustar os consumos residenciais de energia elétrica por estado, com base nas características regionais. A informação empregada inclui séries de consumo para os anos 2003 a 2015.

A variável “consumo residencial de energia por unidade consumidora” foi ajustada em função aos parâmetros de um modelo econométrico. Esse modelo foi estimado com dados painel com as seguintes variáveis: valor adicionado de produto regional, clima, tarifa média e posse de equipamento para aquecimento de água (chuveiros). Porém, a reduzida variabilidade e quantidade de observações são uma limitante importante à eficiência e potencia do modelo econométrico.

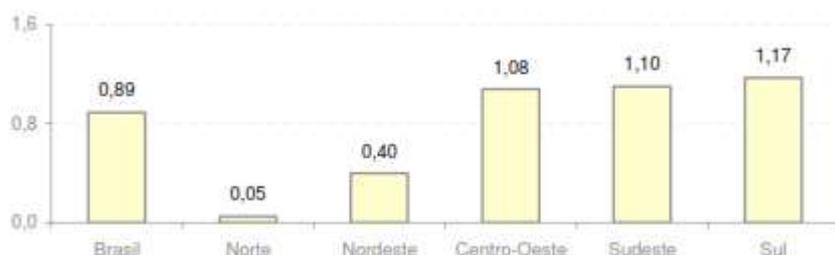
O Produto bruto regional é disponibilizado pelo IBGE, a variável considerada foi a série de valores correntes ajustada pelo índice geral de preços (IPCA). A tarifa média corresponde ao valor médio de cada um dos estados que se determina como a tarifa média de cada uma das distribuidoras do estado com os pesos dados pela energia distribuída por cada empresa, a fonte foi o site de ANEEL.

Tabela 3 – Tarifa Média Residencial de Fornecimento com Impostos por Estado 2013 (R\$/MWh)

UF	R\$/MWh	UF	R\$/MWh
São Paulo	369,5	Amazonas	336,0
Minas Gerais	445,0	Alagoas	427,8
Rio de Janeiro	458,9	Piauí	471,5
Bahia	389,5	Rio Grande do Norte	365,3
Rio Grande do Sul	442,4	Matto Grosso	448,5
Paraná	399,7	Distrito Federal	320,9
Pernambuco	346,9	Mato Grosso do Sul	431,9
Ceará	367,1	Sergipe	385,6
Pará	441,5	Rondônia	438,8
Maranhão	378,9	Tocantins	466,4
Santa Catarina	383,9	Acre	504,2
Goiás	487,6	Amapá	222,7
Paraíba	366,4	Roraima	294,8
Espírito Santo	443,9		

Na tabela acima se pode ver que as diferenças nos níveis tarifas não são muito significativas. Conseqüentemente a estimação dos consumos foi corrigida incorporando a variável de temperatura média compensada por região, com dados disponibilizados nas Normas Climatológicas do Brasil (1961-1990) pelo Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil (INMET). Finalmente foi realizado um ajuste com base nos dados referentes à posse de chuveiro segundo o relatório “Posse média de chuveiro elétrico no Brasil e regiões” da Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005 – da Classe Residencial. O objetivo foi diminuir o viés no consumo de energia pelas diferenças de posse e hábito ao longo do país.

Figura 2 - Posse média de chuveiro elétrico por região



Na figura acima se pode ver que só há um dado de infraestrutura de chuveiro para cada uma das regiões, essa situação gera uma restrição importante ao modelo econométrico desenvolvido. Devido a esse limitante, foi desenvolvido um modelo de dados painel para os anos 2010-2013 para cada uma das unidades federativas. Com base nessa modelagem foi estimado o consumo de energia ajustado, que não gera o ajuste apropriado para o consumo de energia.

Para corrigir essa situação foi empregado um método alternativo. Esse método pressupõe que o consumo per capita em cada um dos estados corresponde ao consumo médio ponderado pela quantidade de Unidades Consumidoras. O valor obtido foi 2.18 MWh por

ano para a categoria residencial e 1.38 para a categoria baixa renda.

Na tabela seguinte são apresentados os valores de consumo ajustados para cada categoria de usuários residenciais e para cada estado, como também os valores de consumo ajustados a través da aplicação do método econométrico (Regressão).

Tabela 4 – Consumo de energia ajustado por Estado (MWh)

UF	Valor Médio		Regressão		UF	Valor Médio		Regressão	
	Residencial	Baixa Renda	Residencial	Baixa Renda		Residencial	Baixa Renda	Residencial	Baixa Renda
São Paulo	30.884.630	1.430.459	36.020.133	1.884.342	Amazonas	1.394.342	10.294	1.833.096	13.405
Minas Gerais	12.201.625	1.476.172	11.214.122	1.664.302	Alagoas	1.297.208	403.933	1.065.320	375.763
Rio de Janeiro	11.263.814	591.758	11.606.240	782.431	Piauí	1.259.215	517.257	928.158	452.470
Bahia	5.736.305	2.772.020	5.147.848	2.685.900	Rio Grande do Norte	1.458.061	533.724	1.431.086	550.528
Rio Grande do Sul	6.955.028	444.156	6.763.058	534.659	Matto Grosso	1.673.042	201.755	1.632.713	245.720
Paraná	6.422.476	558.417	6.660.977	676.333	Distrito Federal	1.645.822	73.133	2.435.379	116.103
Pernambuco	3.569.375	1.734.066	3.529.620	1.740.147	Mato Grosso do Sul	1.250.203	198.105	1.238.765	239.279
Ceará	2.725.814	1.687.735	2.460.856	1.579.619	Sergipe	899.683	418.724	874.364	443.370
Pará	2.509.894	734.154	2.597.286	868.873	Rondônia	709.192	100.140	780.973	127.170
Maranhão	1.755.791	1.463.121	1.483.793	1.293.329	Tocantins	668.483	131.842	693.787	162.741
Santa Catarina	4.257.965	111.138	4.646.164	139.074	Acre	329.486	31.510	319.644	37.889
Goiás	4.329.265	244.539	3.864.556	283.794	Amapá	335.304	5.659	539.295	7.029
Paraíba	1.259.704	821.192	1.128.992	760.888	Roraima	162.911	42.021	228.908	54.052
Espírito Santo	2.106.402	210.145	2.099.507	260.766					

Da tabela pode-se ver que a metodologia do valor médio gera um ajuste maior que a metodologia da regressão. Esta situação pode acontecer devido à limitação de dados para a modelagem econométrica.

Partindo da informação anterior, foi calculado o comportamento horário com base na análise das curvas de consumidores tipo disponibilizadas pela ANEEL. Essa informação têm as curvas de potência (MW) para os consumidores padrões de 63 distribuidores de energia elétrica; a informação foi apresentada em períodos de 15 minutos.

O primeiro passo para a análise do comportamento horário consistiu em processar a informação da ANEEL, para esses fins as curvas típicas de cada setor de baixa tensão foram mantidas, e para o caso dos consumidores de alta tensão, os mesmos foram alocados às categorias industriais.

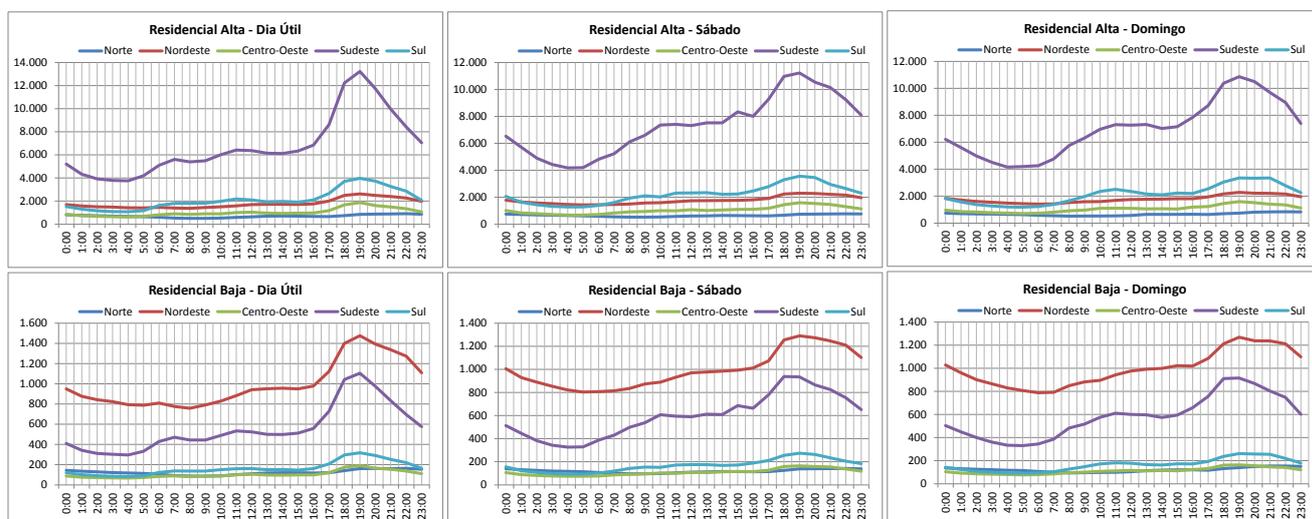
A segunda etapa consistiu em supor que as curvas de carga por classe de consumidor correspondem à média das curvas típicas informadas, com esse pressuposto foram construídas as curvas de carga para cada setor (comercial, industrial, público, entre outros), obtendo assim as curvas de consumo horário para cada classe de consumidor.

Devido a que o consumo anual apurado mediante a metodologia descrita não corresponde com o consumo total anual informado pela ANEEL, considerou-se conveniente empregar o consumo anual da ANEEL, corrigido com a curva de carga horária apurada com a metodologia proposta.

O consumo de energia por estado e região corresponde ao consumo de energia para o ano 2013 de cada uma das empresas distribuidoras, alocado por hora e dia com base nos padrões das curvas de carga. Assim, o consumo horário por estado e região é a soma dos consumos (para cada hora) das empresas que fazem parte da região.

As figuras seguintes apresentam as curvas de carga para a classe residencial para cada tipo de dia e por região para o ano 2013.

Figura 3 – Curvas de Carga Classe Residencial Ano 2013



A região sudeste apresenta uma maior escala que as outras regiões, exceto para a classe residencial de baixa renda cujo maior consumo está na região nordeste. Essa situação é aderente à realidade socioeconômica de cada região. Cabe destacar que as curvas de carga são um insumo importante na determinação dos custos unitários já que são posteriormente empregadas para alocar os consumos horários.

As curvas acima são um insumo muito importante na estimação dos custos unitários das interrupções já que são empregadas para construir as curvas de consumo horário por UC médio para todo Brasil.

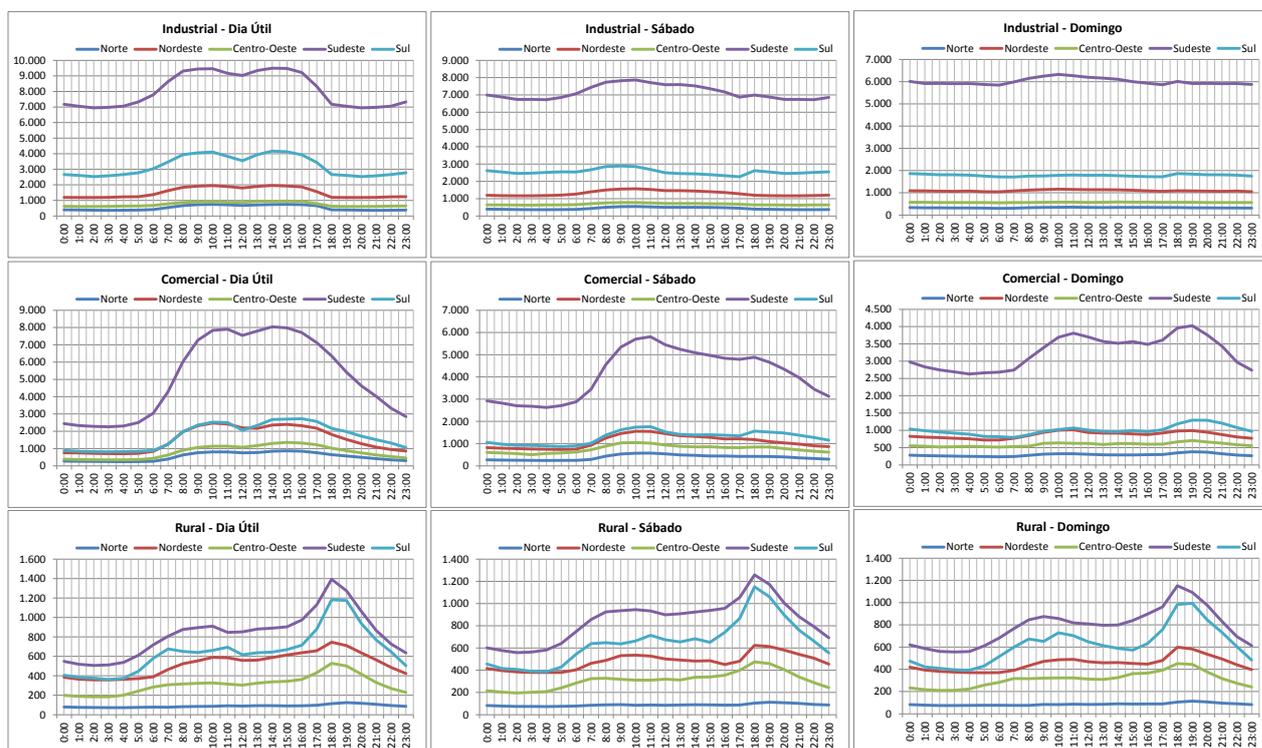
A metodologia é análoga à já descrita, ou seja, são ajustados os níveis de consumo, situação que se pode ver como um movimento do intercepto da curva, e são mantidas as relações de consumos horários para cada setor de atividade. Especificamente a estimação das curvas horárias de consumo para os diferentes setores de atividade foi feita para cada distribuidora de eletricidade.

5.2 Dados por Setor Econômico

Como foi dito, para as classes comercial, industrial, e poder público se empregou o método do valor adicionado da produção.

Os dados de energia faturada empregados foram disponibilizados pela ANEEL com uma segmentação por classe de consumo e distribuidora. O nível de consumo foi ajustado pelas curvas de carga apuradas, com a finalidade de obter o consumo horário. As figuras seguintes apresentam as curvas de carga para os setores industrial, comercial e rural.

Figura 4 – Curvas de Carga por Setor de Atividade Ano 2013



Como se pode ver na figura, não foram incluídos os setores Público e de Serviços de Água e Esgoto já que não foram disponibilizados dados para esses setores, assim os consumos e custos de ditos setores são apurados sem discriminar por tipo de dia nem por horário.

Um ponto para destacar é que o nível de atividades para os setores da região sudeste é maior do que o nível para a região nordeste, situação que faz sentido com a configuração econômica regional de Brasil.

Finalmente se pode ver que o consumo para os dias úteis é maior do que o consumo correspondente aos finais de semana.

Os dados de consumo foram ajustados com base à média de Brasil, de forma semelhante ao método empregado para a classe residencial.

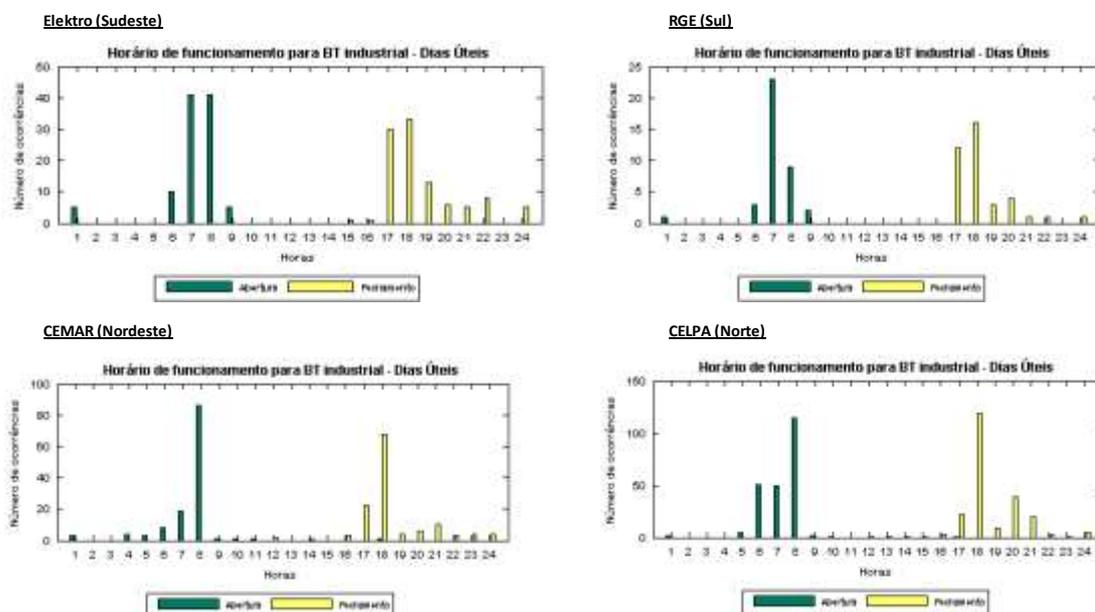
O produto adicionado por região foi obtido do IBGE, os dados são anuais e por setor econômico, assim, partindo desse dado foram construídas curvas de produto horário para cada um dos setores (industrial, comercial). Essas curvas foram construídas com base a dados da quantidade de empresas que estão operando em cada hora do dia. Um pressuposto importante é que todas as empresas do setor apresentam uma escala semelhante e que contribuem em forma proporcional ao produto diário do setor, na região analisada.

A análise acima descrita foi feita com dados das empresas distribuidoras mais representativas de cada estado, ou seja, as que tinham a maior quantidade de UC.

A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na estimativa do setor industrial em dia útil.

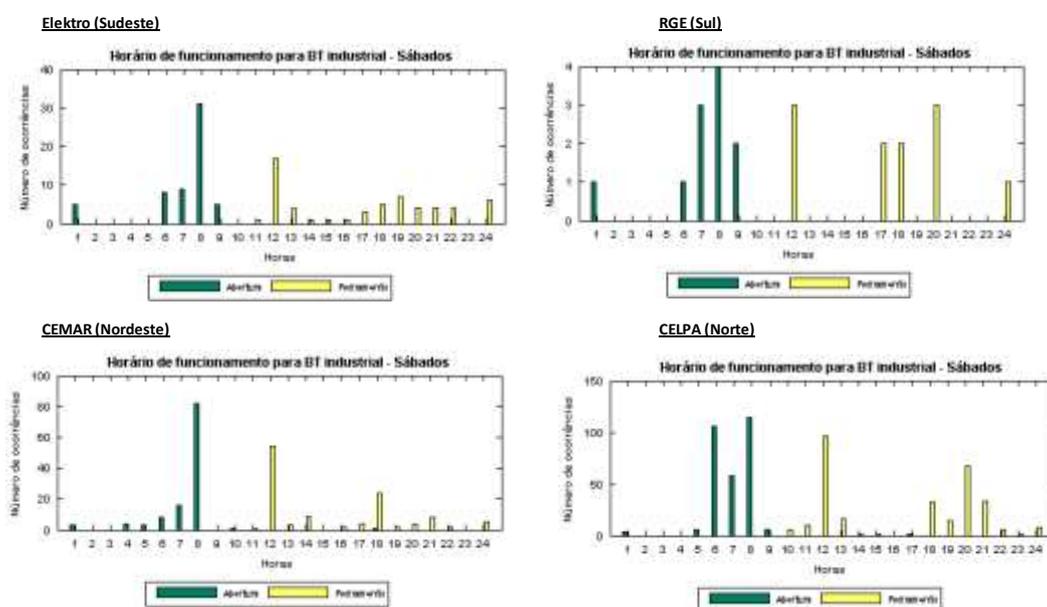
Para a região Centro-Oeste não estiveram disponíveis os dados correspondentes pelo que foram apurados com base no setor Comercial de dita região.

Figura 5 – Horário de Operação da classe Industrial – Dia Útil



A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na estimativa do setor industrial no dia sábado.

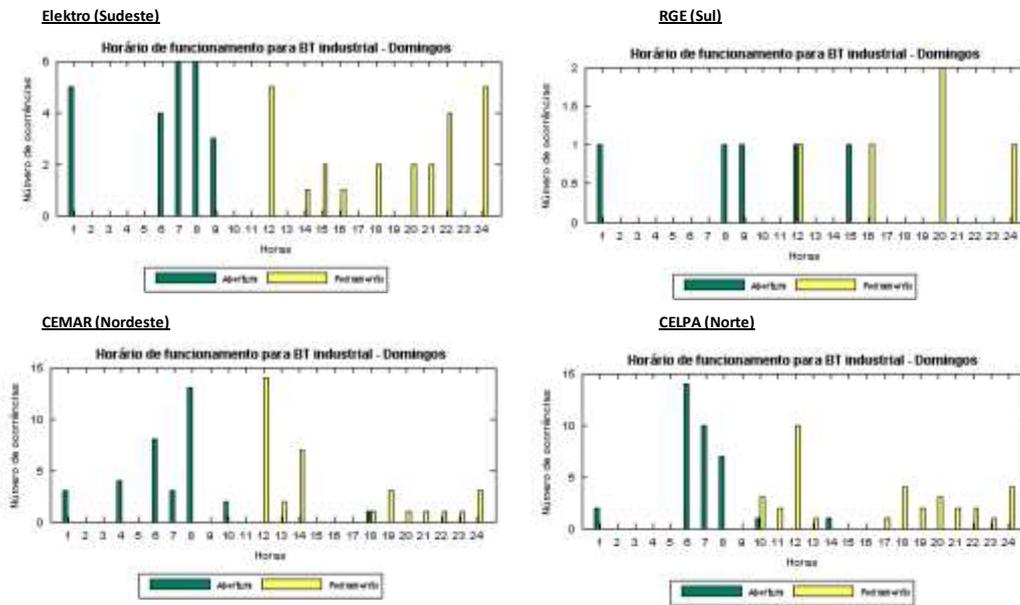
Figura 6 – Horário de Operação da classe Industrial – Sábado



A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na

estimativa do setor industrial em domingo.

Figura 7 – Horário de Operação da classe Industrial – Domingo

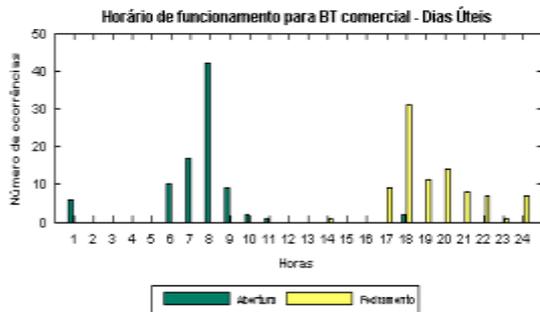


Como pode ser visto nas figuras acima, assume-se que o comportamento de empresas de alta tensão é igual às empresas industriais de baixa tensão.

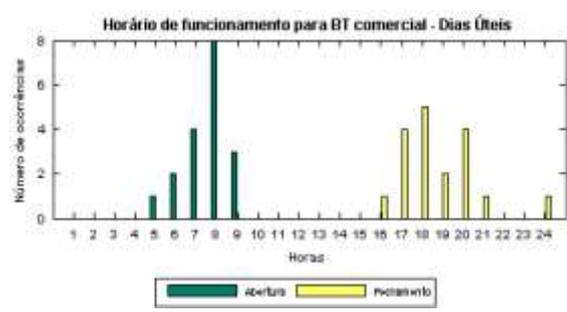
A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na estimativa do setor comercial num dia útil.

Figura 8 – Horário de Operação Setor Comercial – Dia Útil

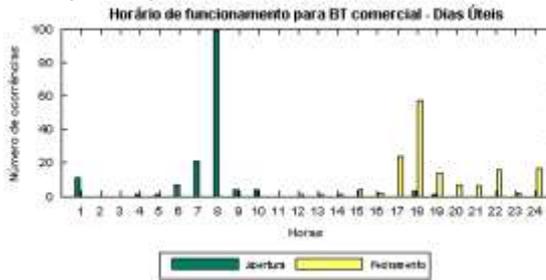
Elektro (Sudeste)



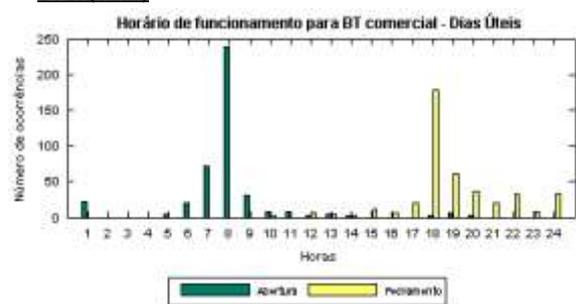
RGE (Sul)



CEMAR (Nordeste)



CELPA (Norte)



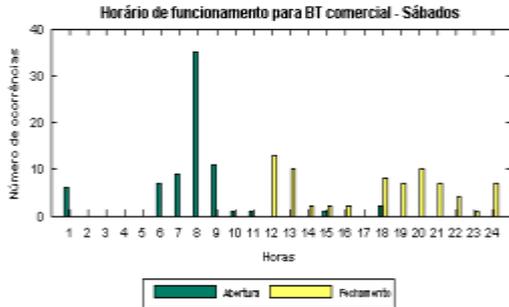
CELG (Centro)



A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na estimativa do setor comercial nos sábados.

Figura 9 – Horário de Operação da Classe Comercial – Sábado

Elektro (Sudeste)



RGE (Sul)



CEMAR (Nordeste)



CELPA (Norte)

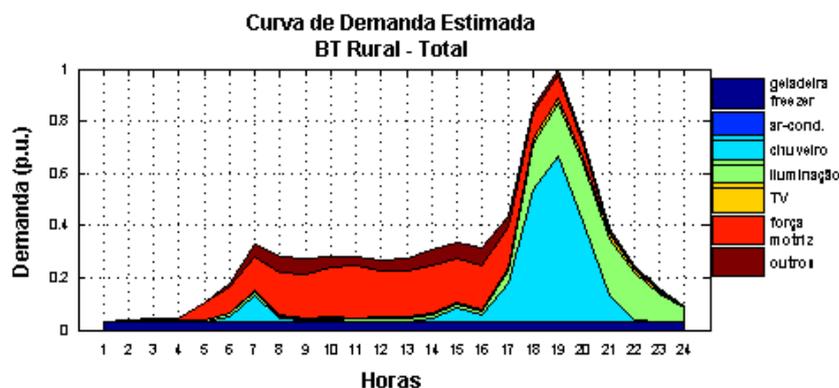


CELG (Centro)



A figura seguinte apresenta uma comparativa dos dados das empresas empregadas na estimativa do setor comercial em domingo.

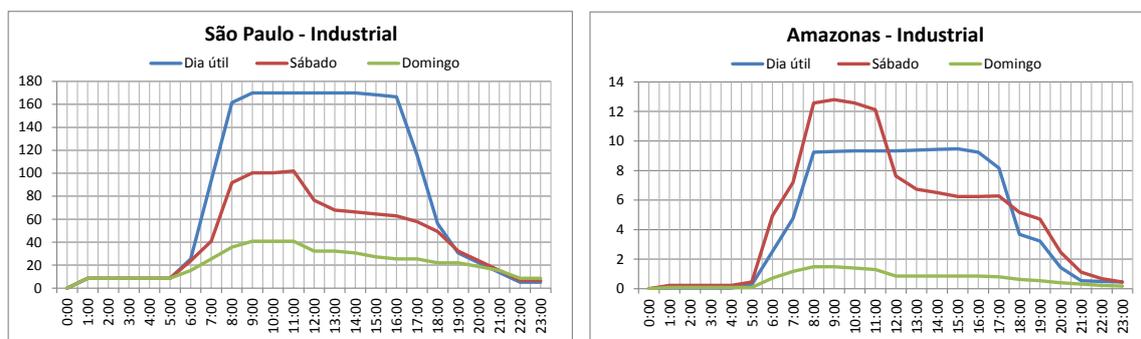
Figura 11 – Curva de Demanda Rural Apurada - Elektro



Com base na informação acima descrita foram construídas as curvas de produto horário para os setores comercial, industrial e rural.

As figuras seguintes apresentam os resultados para o setor industrial para o estado de São Paulo e para o estado de Amazonas, cuja comparação é interessante devido à existência de diferenças bem significativas nos padrões de consumo.

Figura 12 – Curva de Produto Horário Industrial (Milhões de Reais)

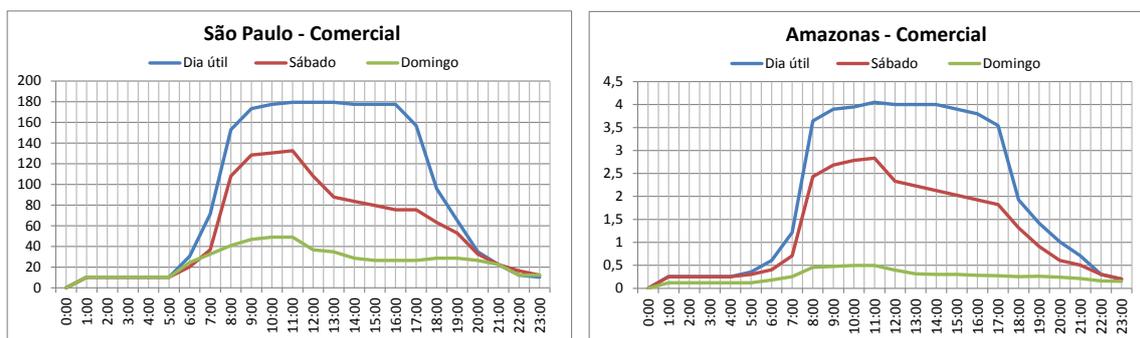


O estado de São Paulo tem níveis de atividades significativamente maiores do que os de Amazonas, situação que destaca a importância desse estado na economia do país.

O comportamento do consumo industrial é bem diferente entre ambos estados. No caso de Amazonas pode se ver que o produto gerado (área embaixo da curva) nos dias sábados é semelhante ao gerado nos dias úteis, só há diferenças nos padrões horários.

A figura seguinte apresenta os resultados para o setor comercial estabelecendo uma comparativa para os estados de São Paulo e Amazonas.

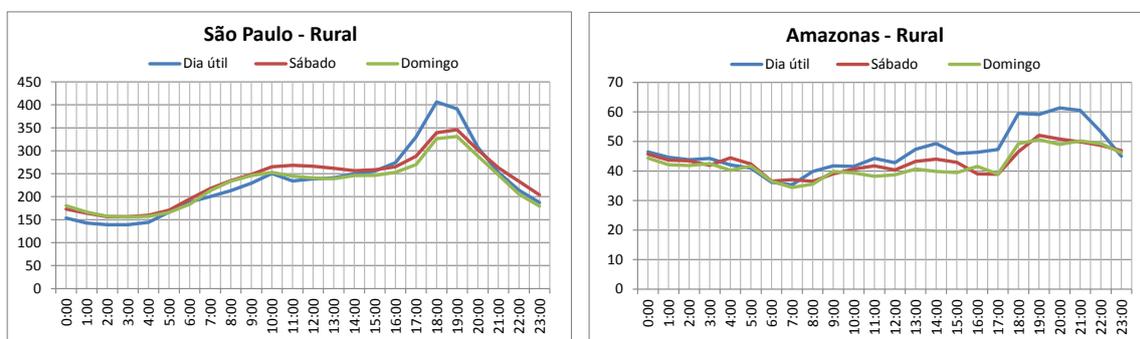
Figura 13 – Curva de Produto Horário classe Comercial (Milhões de Reais)



As curvas de produto comercial são equivalentes para ambos os estados, com algumas pequenas diferenças nos dias sábados e domingos.

Finalmente, na figura seguinte são apresentados os resultados para o setor rural, comparando os estados acima descritos.

Figura 14 – Curva de Produto Horário classe Rural (Milhões de Reais)



6 RESULTADOS

A partir da informação disponível, descrita no ponto acima, foi possível calcular o custo das interrupções programadas e não programadas, por classe de consumo e estado. Esses valores foram obtidos com base nos custos horários e na probabilidade de ocorrência das interrupções.

Logo os custos por estado foram somados para obter os custos por região e ao nível país, para isso foi empregada uma variável de escala composta.

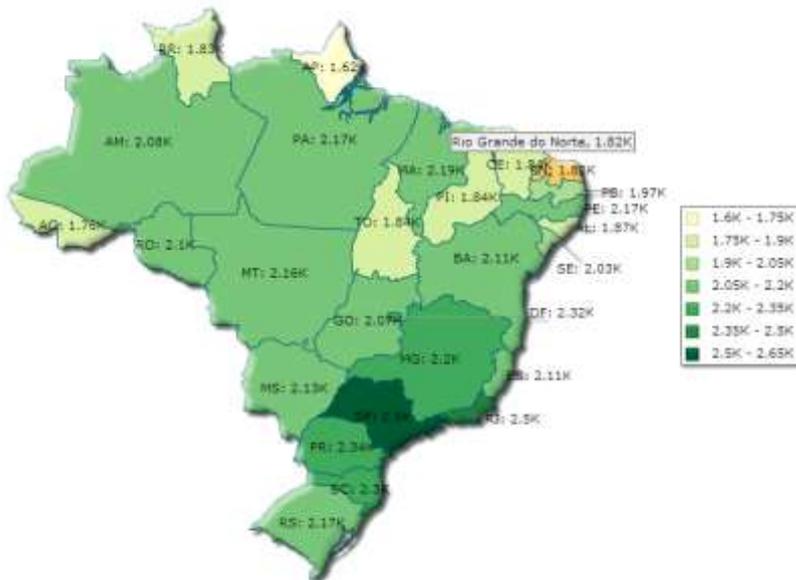
É importante destacar que a análise dos consumos horários possibilita identificar momentos críticos do dia quando as interrupções geram a maior perda, além de identificar os padrões horários de consumo.

6.1 Custos das Interrupções horário para a classe Residencial

Como foi dito, o valor de ócio para os usuários da classe residencial foi estimado com base no salário médio, ajustado considerando como referencia o salário da cidade de São Paulo. A seguinte figura apresenta os salários médios apurados para cada unidade federativa.

A região sudeste é a que apresenta o maior nível salarial, enquanto a situação oposta acontece nas regiões norte e nordeste.

Figura 15 – Salário Médio Ajustado (mil reais por mês)



O valor total do ócio é função também do número de pessoas empregadas e não empregada que vivem em cada região. O número total de pessoas foi calculado com base nas unidades consumidoras de cada empresa e na densidade de habitantes por cada unidade consumidora.

Tabela 5 – População por Região (mil pessoas)

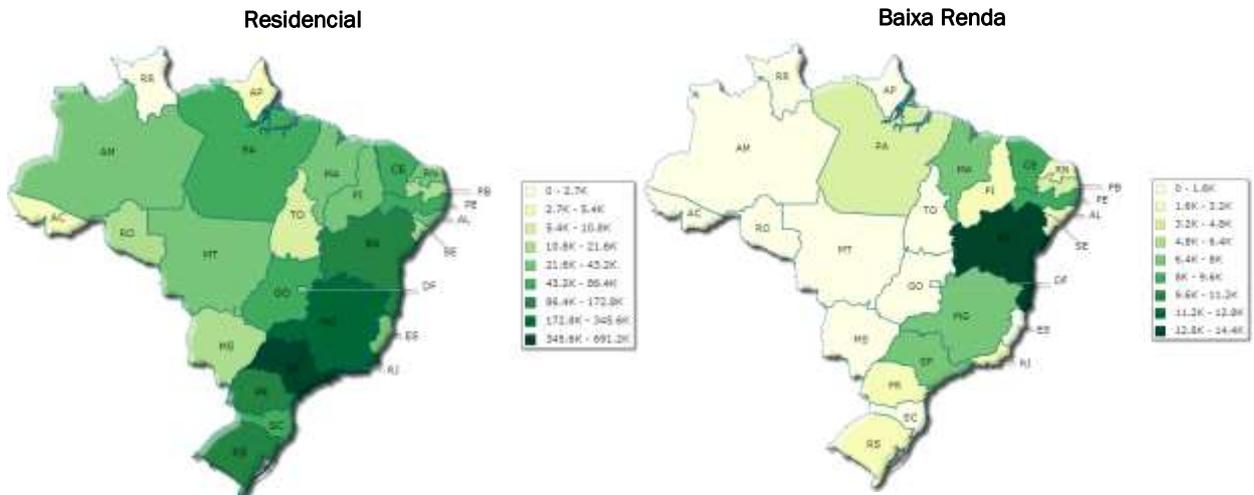
Região	Residencial		Baixa Renda	
	Empregados	Não Empregados	Empregados	Não Empregados
Norte	2,011	6,445	552	1,743
Nordeste	6,366	21,390	5,202	17,487
Centro-Oeste	2,877	8,083	373	1,020
Sudeste	17,410	54,877	1,836	5,701
Sul	5,883	16,416	590	1,650
Brasil	34,547	107,210	8,553	27,601

A região sudeste tem o maior número de população e consumidores na classe residencial (empregados e não empregados). No que tange aos consumidores de baixa renda a maior concentração está na região nordeste. A situação antes descrita é consistente com os dados observados da variável salarial.

Como foi dito, os estados do norte do país têm maior densidade de pessoas por UC, essa maior densidade corresponde com uma maior proporção de pessoas não empregadas por UC respeito das outras regiões. Por outra parte, a região sul apresenta maior proporção de empregados por UC. Essas diferenças explicam parcialmente as diferenças nos custos estimados, já que as regiões com maior proporção de empregados têm maior custo unitário das interrupções, e as regiões com maior densidade têm maior geração de valor.

O valor do ócio foi calculado com os dados acima definidos. Na seguinte figura é apresentada a perda considerando que todo o valor do ócio se perde devido à interrupção.

Figura 16 – Valor do Ócio Mapas (milhões de reais)



Estado	Residencial		Baixa Renda		Total
	Empregados	Não Empregados	Empregados	Não Empregados	
São Paulo	188,274	489,232	1,794	4,661	683,961
Minas Gerais	68,499	165,511	2,010	4,857	240,877
Rio de Janeiro	63,048	161,513	708	1,813	227,081
Bahia	31,293	81,544	3,822	9,960	126,620
Rio Grande do	38,732	86,811	607	1,361	127,511
Paraná	39,820	89,972	790	1,784	132,365
Pernambuco	17,442	52,295	2,083	6,245	78,064
Ceará	12,692	32,870	2,279	5,903	53,745
Pará	14,177	36,955	1,018	2,653	54,803
Maranhão	9,721	26,692	1,975	5,422	43,810
Santa Catarina	24,320	54,459	147	330	79,257
Goiás	21,980	50,405	320	733	73,437
Paraíba	5,429	15,913	961	2,817	25,120
Espírito Santo	11,433	26,810	289	678	39,211
Amazonas	7,479	20,385	14	39	27,917
Alagoas	5,757	17,543	511	1,557	25,367
Piauí	6,529	15,399	777	1,832	24,536
Rio Grande do	6,315	16,236	679	1,746	24,977
Matto Grosso	9,434	20,686	285	625	31,030
Distrito Federar	8,992	22,160	92	227	31,470
Mato Grosso d	7,099	14,366	278	563	22,307
Sergipe	4,225	11,073	519	1,359	17,176
Rondônia	3,780	8,856	136	318	13,089
Tocantins	3,072	7,113	175	406	10,767
Acre	1,444	3,692	42	107	5,285
Amapá	1,201	3,472	7	19	4,699
Roraima	677	1,728	51	130	2,586
Brasil	612,866	1,533,689	22,368	58,145	2,227,068

Como é lógico, o valor de ócio para os consumidores de alta renda é maior na região sudeste do país. São Paulo apresenta valores muito maiores do que o resto dos estados. Por exemplo, o valor da perda de ócio para São Paulo é 260 vezes a perda do estado com menor nível de perda (Roraima).

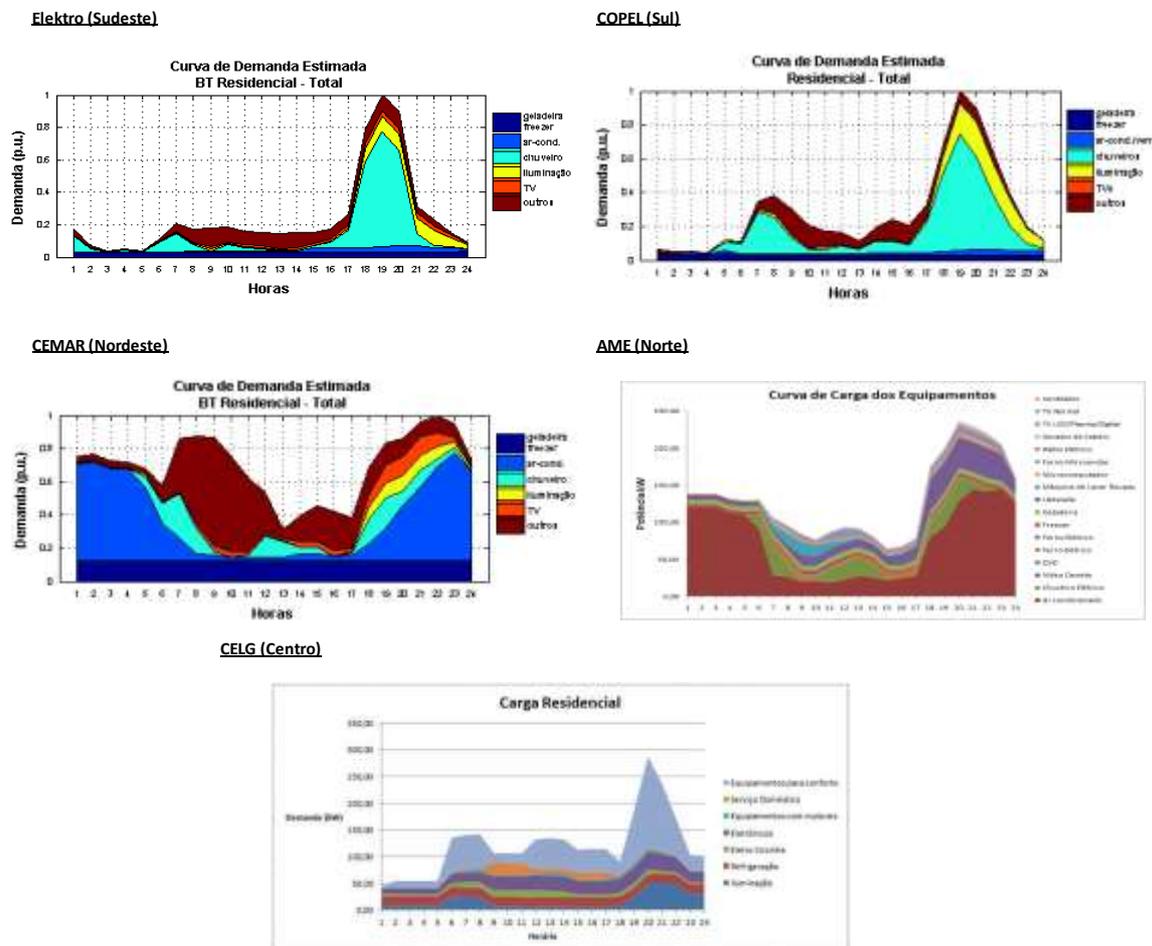
No referente aos consumidores de baixa renda, a região nordeste é a que apresenta as maiores perdas, provavelmente pelas condições socioeconômicas gerais da região.

Os hábitos das pessoas de cada um dos estados determinam a forma de distribuição horária do ócio total. Assim, novamente foi necessário analisar as empresas mais representativas das distintas regiões para apurar o padrão de consumo associado à utilização de equipamento elétrico das casas. Especificamente pressupõe-se que o ócio é associado ao consumo de eletricidade para iluminação, televisão e entretenimento.

Nesse contexto, a ANEEL disponibilizou dados das curvas de carga residencial para as empresas de distribuição de energia elétrica, foram analisadas as seguintes empresas das regiões geográficas: Elektro (Sudeste), Copel (Sul), Celg (Centro), Cemar (Nordeste), e Amazonas (Norte).

Os resultados obtidos foram os seguintes:

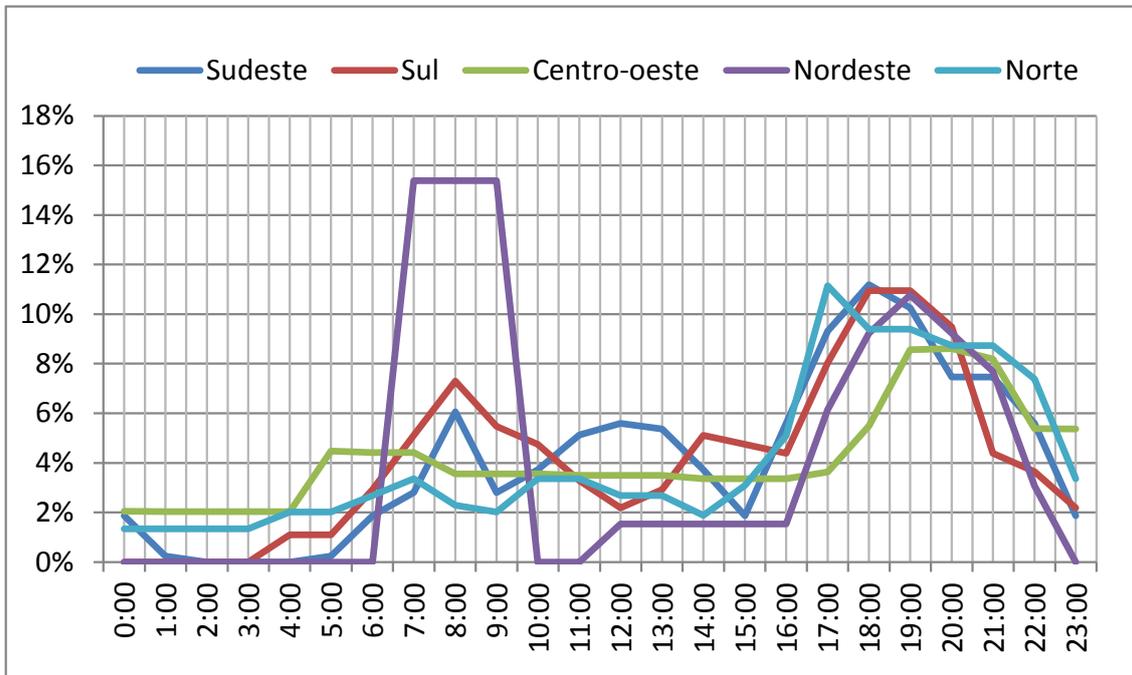
Figura 18 – Curva de Carga dos Equipamentos



O padrão de consumo por equipamento é diferente para as distintas regiões, com a construção das curvas horárias é possível estimar a participação do consumo elétrico associado ao ócio por momento do dia e por classe de dia.

A figura seguinte apresenta a porcentagem de horas de consumo elétrico associado ao ócio por região.

Figura 19 – Participação Horária do Ócio



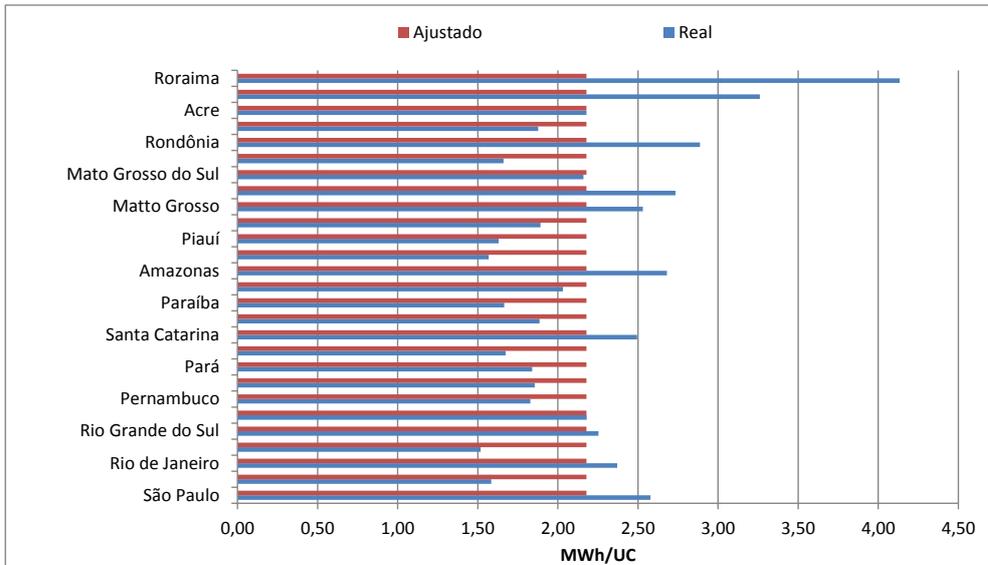
Entre as 16 e as 23 horas está concentrada a maior parte do consumo elétrico associado às atividades de ócio. Por outra parte entre as 6 e as 10 horas há uma segunda ponta de consumo.

A situação da região nordeste é diferente já que entre as 6 e as 10 horas o consumo elétrico é muito alto.

Para calcular o nível de ócio por classe de dia, foram analisadas as curvas de carga e tanto para os dias úteis como no final de semana o ócio foi dividido por horário. Assim, pode-se calcular a porcentagem do consumo anual que corresponde a dias úteis, sábados e domingos.

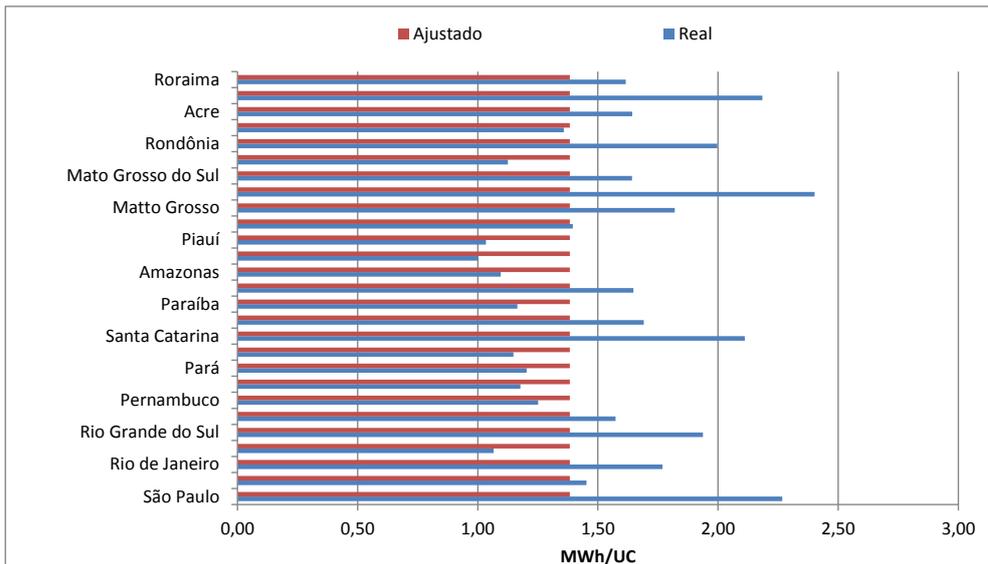
O custo das interrupções para a classe residencial é obtido pelo cociente entre o valor do ócio e a energia consumida. Como já foi mencionado, a energia consumida foi corrigida para levar em conta as diferenças idiossincráticas regionais. Especificamente foi empregado o valor do consumo unitário médio. Em particular, for utilizado o valor médio de consumo por unidade consumidora. A figura seguinte apresenta os dados de consumo per capita ajustado para os usuários residenciais por estado para o ano 2013.

Figura 20 – Consumo Residencial por UC Ajustado ano 2013



A figura seguinte apresenta os dados de consumo per capita ajustado para os usuários residenciais de baixa renda por estado para o ano 2013.

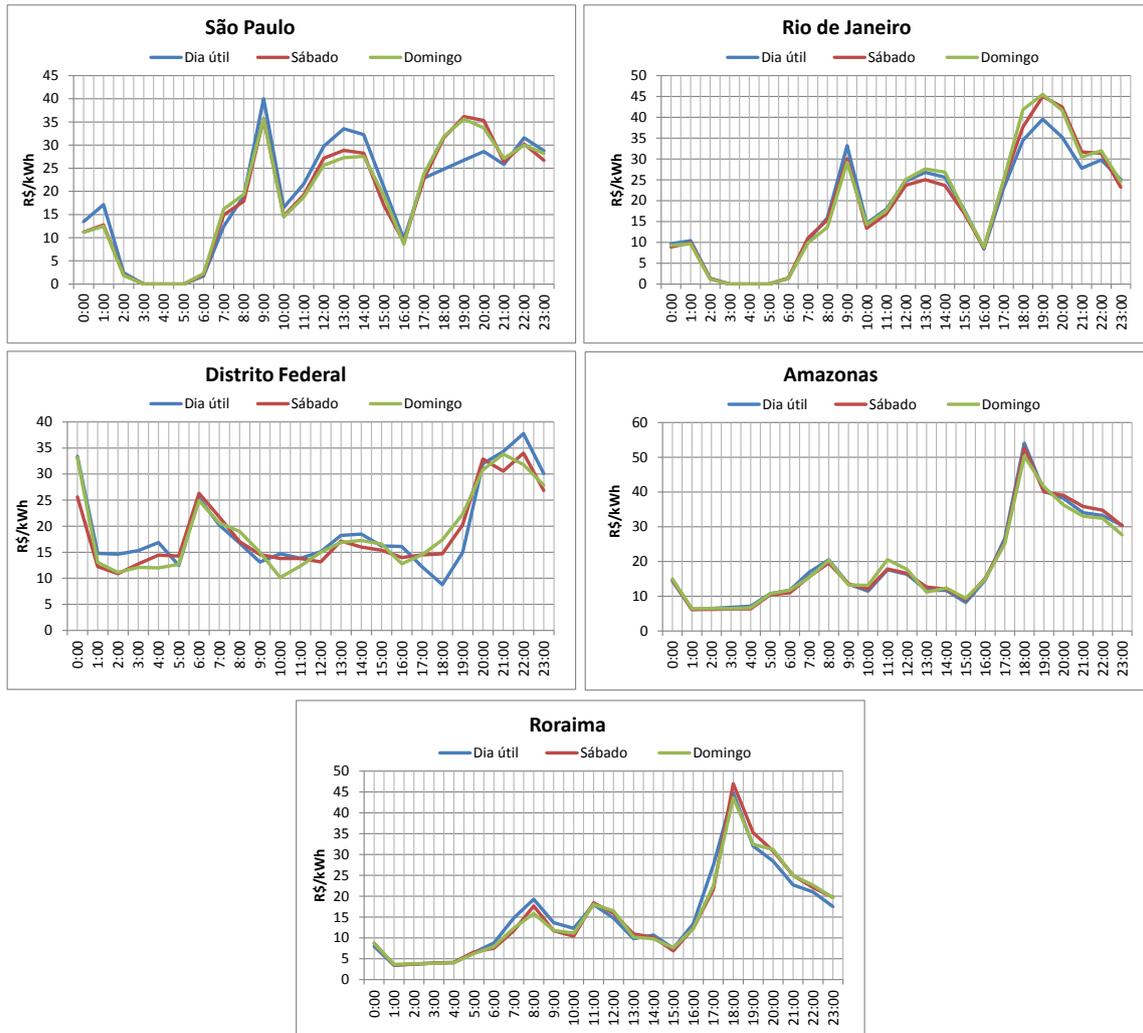
Figura 21 – Consumo Baixa Renda por UC Ajustado ano 2013



Como foi dito, partindo do consumo ajustado foi apurada uma curva de consumo de eletricidade horária, com essa curva foi calculado o custo horário das interrupções. Novamente, o custo horário permite analisar os momentos críticos de ocorrência das interrupções, mas é necessário determinar o valor esperado das interrupções para comparar entre os estados e regiões.

A figura seguinte apresenta o custo das interrupções para a classe residencial para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Distrito Federal, Amazonas e Roraima.

Figura 22 – Custos horário das Interrupções não programadas para a classe residencial

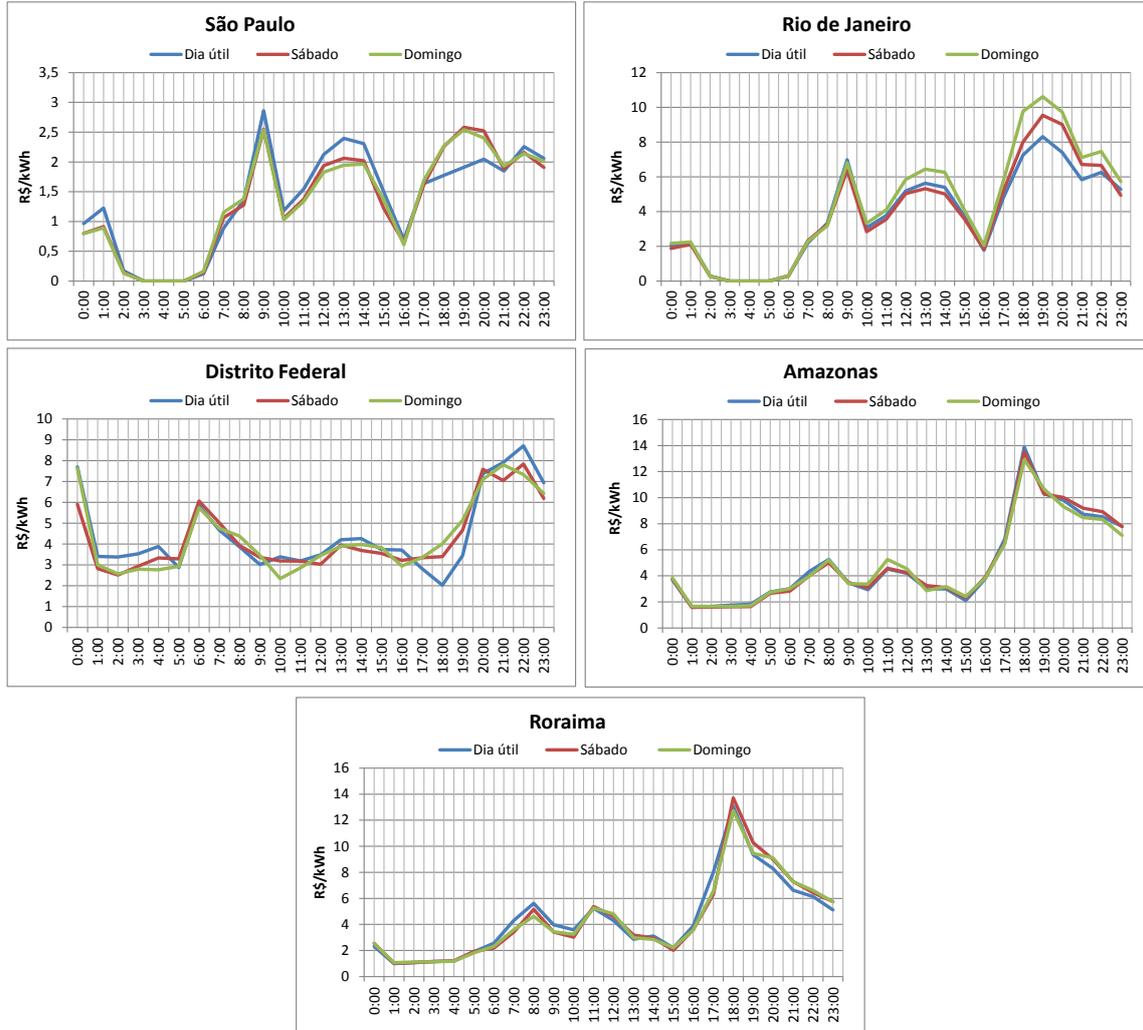


Nas horas de ponta e no período entre as 6 horas e as 10 horas o custo das interrupções é maior. Essa situação é determinada pela maneira em que as pessoas alocam o ócio ao longo do dia. Geralmente as interrupções ocorridas entre as 14 e as 16 horas têm um custo mais baixo.

Em termos gerais há um custo maior nas horas de ponta correspondentes aos dias sábado e domingo em relação ao custo nos dias úteis.

A tabela seguinte apresenta o custo horário das interrupções não programadas para a classe residencial de baixa renda.

Figura 23 – Custo horário das Interrupções não programadas baixa renda



Os padrões horários dos custos para as categorias residencial e residencial baixa renda são semelhantes, as diferenças estão nos níveis de custos, isso devido a que a valoração do ócio para os usuários de baixa renda é menor.

Os seguintes pontos são as principais observações da análise das curvas de custos horários das interrupções não programadas:

- O momento de crítico para as interrupções residenciais ocorre na faixa horária compreendida entre as 16 h e as 21 h.
- Há um segundo momento crítico entre as 6 h e as 10 h da manhã.
- Os dias sábados e domingos apresentam maiores custos, com diferenças mais significativas para os estados do centro e sul.

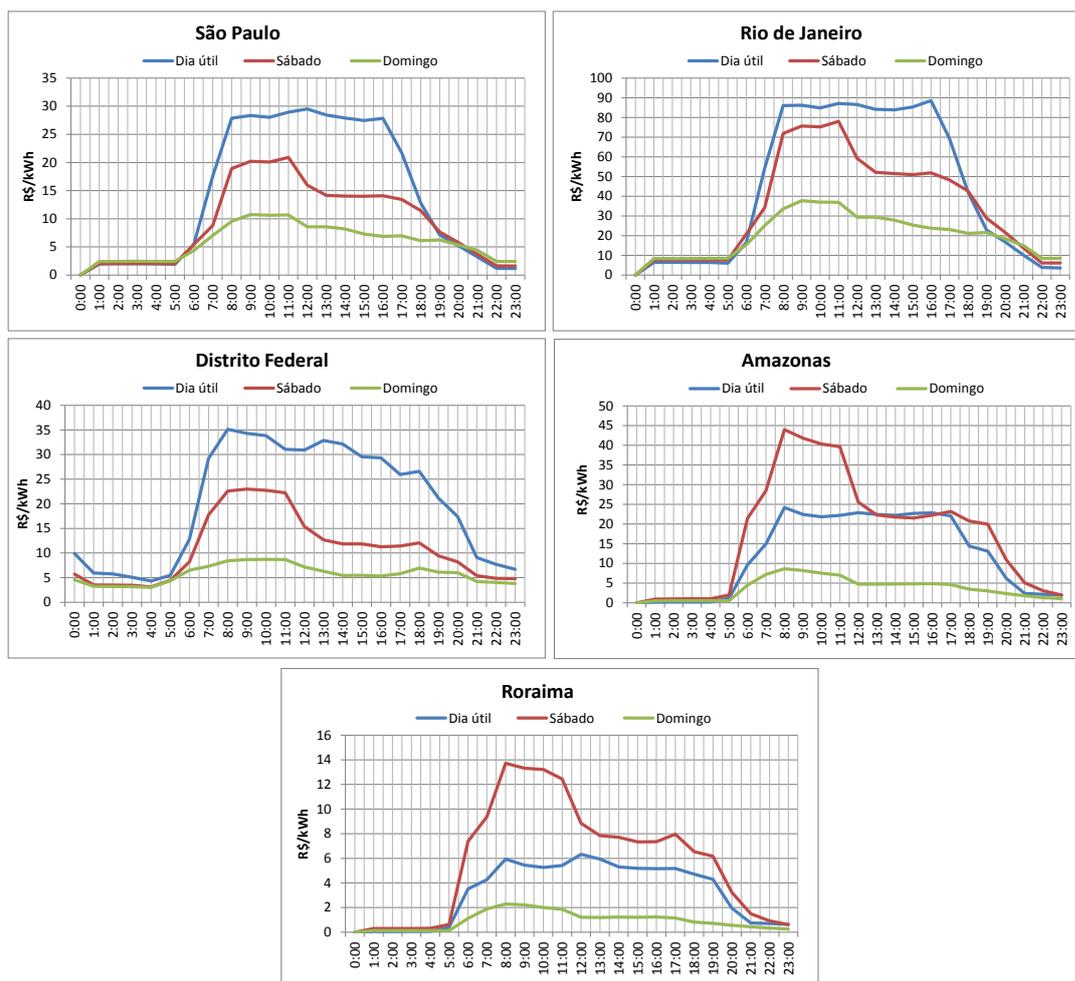
É importante destacar que a análise dos níveis de consumo pode estar influenciado pela densidade populacional e pela proporção de empregados por UC.

6.2 Custos das Interrupções por período horário Industrial, Comercial e Rural

Cabe destacar que as regiões com maior peso das atividades industriais no produto nacional deveriam ter maiores custos de interrupções dos serviços. O cálculo dos custos de interrupções ao nível horário permite avaliar os momentos críticos das interrupções por setor, mais uma vez, é preciso calcular o custo esperado das interrupções para fazer comparações entre estados e regiões.

A figura seguinte apresenta o custo de falha horário para o setor industrial para os estados analisados São Paulo, Rio de Janeiro, Distrito Federal, Amazonas e Roraima.

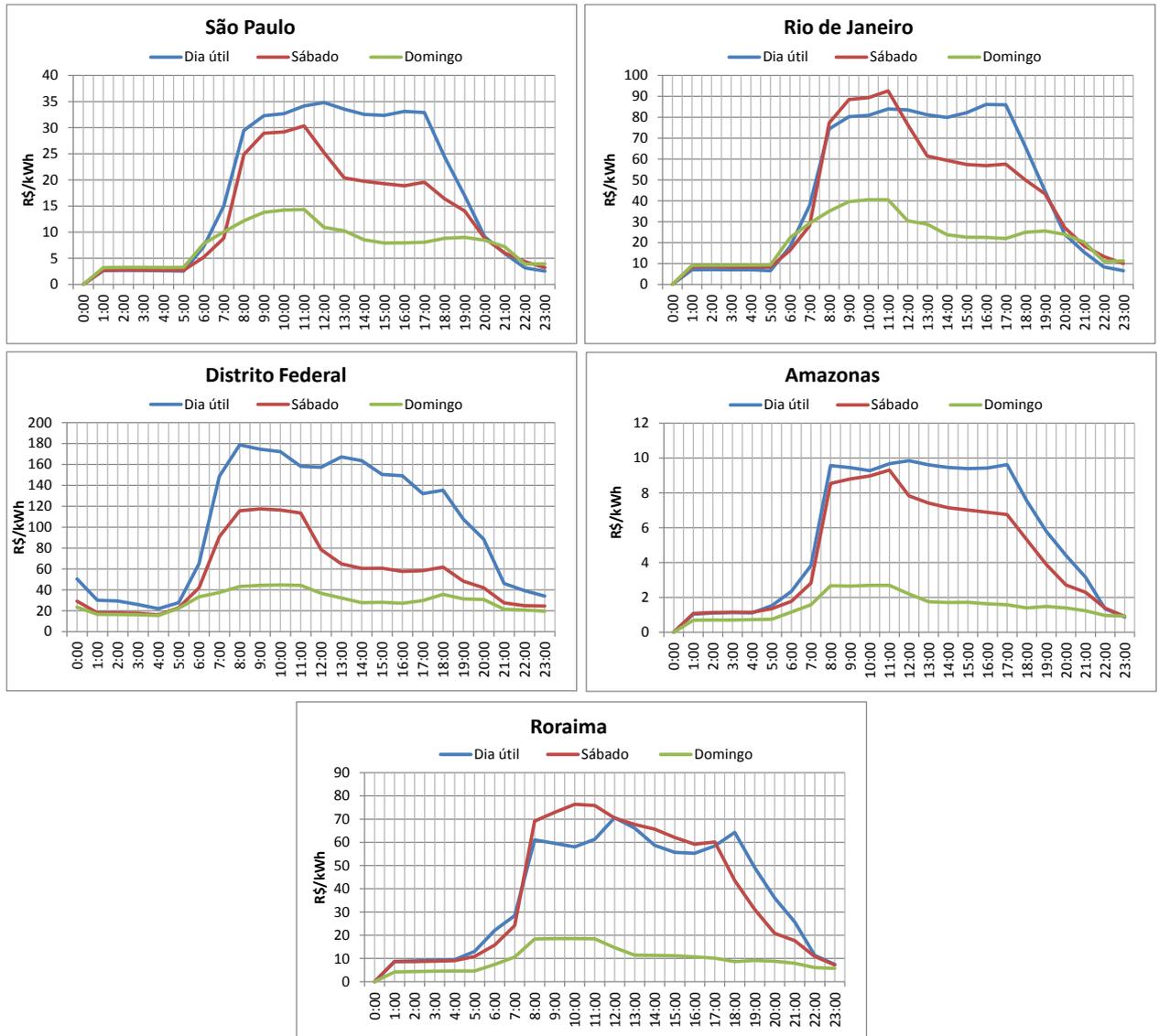
Figura 24 – Custo horário das Interrupções não programadas setor industrial



O custo das interrupções para o setor industrial é maior nas horas centrais do dia, ou seja, entre as 6 h e as 17 h, conseqüentemente o momento crítico é durante aquelas horas. Em termos gerais os estados do sul e centro apresentam um custo inferior nos dias sábados e domingos. Os estados do norte contrariamente têm um custo maior nos dias sábados.

A seguir são apresentados os custos horários das interrupções para a classe comercial.

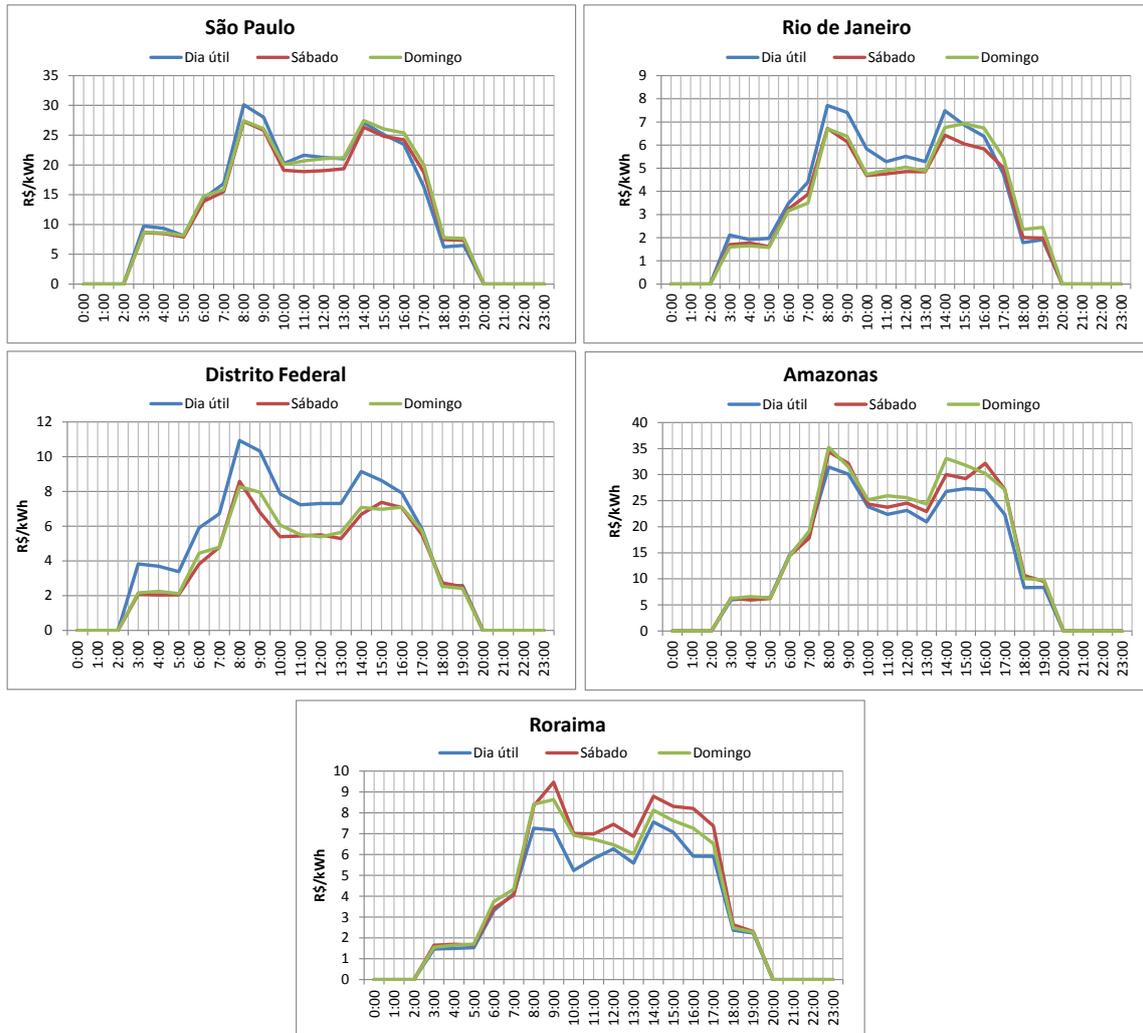
Figura 25 – Custo horário das Interrupções não programadas para a classe comercial



O padrão de comportamento dos custos horários é semelhante ao da categoria industrial, o maior custo ocorre nas horas centrais do dia. Por outra parte as diferenças entre dia útil e sábado não são significativas. Por outra parte as diferenças com o dia domingo são muito importantes.

Finalmente a figura seguinte apresenta o custo das interrupções para a classe rural.

Figura 26 – Custo horário das Interrupções não programadas para a classe rural



No que diz respeito ao setor rural se destaca a queda do custo no período compreendido entre às 11 h e às 15 h, que é consistente com os recessos para o almoço.

No que tange ao setor rural, é claro o alto custo de uma interrupção no período central do dia. Em geral, há uma diminuição do custo entre as 11 e as 15h, momento associado ao almoço e a sesta.

Com exceção da região Norte, os custos de interrupção nos dias úteis são superiores aos custos no final de semana.

6.3 Custos esperados das Interrupções não programadas por Estado

O cálculo por hora permite identificar os momentos críticos de interrupções para cada classe de consumo. Porém, resulta importante determinar o custo esperado de interrupção levando em conta as probabilidades de ocorrência. Desse modo, é possível a comparação entre estados identificando aqueles com o custo esperado unitário superior.

Com a informação sobre os eventos de interrupção e o universo de eventos possíveis é possível estimar a probabilidade de interrupção por hora para cada tipo de dia.

A ANEEL disponibilizou dados de desligamentos na Rede Básica para o período agosto 2104 a julho 2015. Essa informação inclui todas as interrupções do sistema elétrico no nível de transmissão, identificando tipo de dia e horários; assim no período analisado foram verificadas 196 interrupções, 135 foram em dias úteis, 35 nos sábados e 26 nos domingos. Com essa informação foram calculadas as probabilidades de ocorrências de interrupções por hora e por tipo de dia.

A tabela seguinte apresenta as probabilidades obtidas e empregadas no cálculo dos custos esperados das interrupções por setor de atividade.

Tabela 6 – Probabilidade de interrupção por tipo de dia e hora

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Dia Útil	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,02	0,04	0,02	0,04	0,04	0,08	0,05
Sábado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,06	0,03	0,06	0,06	0,06	0,03	0,06
Domingo	0,00	0,04	0,00	0,08	0,00	0,12	0,04	0,08	0,04	0,15	0,04	0,04	0,00

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Total
Dia Útil	0,08	0,10	0,06	0,08	0,07	0,08	0,02	0,03	0,01	0,01	0,01	0,69
Sábado	0,00	0,03	0,06	0,11	0,03	0,17	0,03	0,14	0,03	0,00	0,03	0,18
Domingo	0,12	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04	0,13

Para resumir a informação foram definidos três blocos horários, o bloco 1 corresponde ao período entre as 0 e as 8 horas, o bloco 2 as horas entre 8 e 17, e o bloco 3 para as restantes horas.

Tabela 7 – Probabilidade de interrupção por tipo de dia e bloco horário

	Dia Util			Sabado			Domingo		
	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3
Quantidade	26	75	34	4	16	15	9	13	4
Probabilidade	0,13	0,38	0,17	0,02	0,08	0,08	0,05	0,07	0,02

Com base nas probabilidades acima resumidas pode-se calcular o custo esperado para as interrupções para os setores analisados.

Em estatística, a esperança matemática o valor esperado de uma variável aleatória é o número que formaliza a ideia do valor médio de um fenômeno aleatório. Quanto a variável aleatória é discreta, a esperança matemática é igual à soma das probabilidades de cada possível evento aleatório vezes o valor do evento. Portanto, o valor do cálculo represente a quantidade média que se espera como resultado de um experimento aleatório, desde que a probabilidade de cada evento permaneça inalterada e o experimento seja repetido um elevado número de vezes.

Em particular, as classes poder público e serviços de água e esgoto foram estimados a partir de dados anuais para os quais não se contou com informação horária dos mesmos. Para a construção dos custos de interrupção dessas classes de consumidores foram adotados os seguintes pressupostos:

- Os serviços de água e esgoto tem um comportamento contínuo, trabalhando ao longo das 24 horas dos sete dias da semana.
- O poder público trabalha ao longo de oito horas durante os cinco dias úteis da semana.

Para o estado de Amapá não se contou com informação por períodos horários, pelo que a estimativas foram com base em valores anuais.

A figura a seguir apresenta os valores por unidades de energia dos custos das interrupções para a classe residencial no ano 2013.

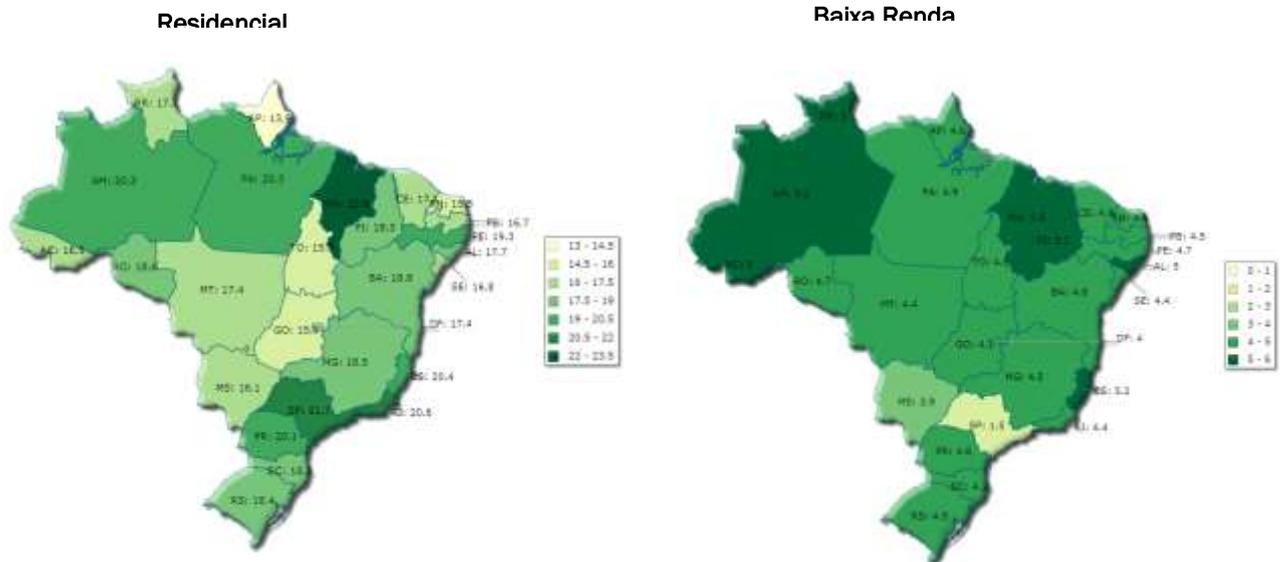


Figura 27 – Custo esperado das Interrupções não programadas para a classe residencial (R\$/kWh)

Pode-se ver que a dispersão regional do custo unitário das interrupções não é muito alta, desde que a determinação do CENS consiste em uma combinação de diferentes fatores, os quais podem estar se compensando entre os diferentes estados.

Naturalmente, os custos unitários para a classe residencial de baixa renda são menores do que os correspondentes aos setores de alta renda. Para a classe residencial de baixa renda os maiores custos das interrupções ocorrem nas regiões nordeste e norte, onde está localizada a maior proporção de usuários de baixa renda. Particularmente Maranhão e Amazonas apresentam os maiores valores esperados de CENS.

É importante destacar que os valores acima estimados estão influenciados pela densidade de pessoas por UC, além da proporção de empregados e não empregados, assim, as regiões com maior nível salarial têm um custo esperado de interrupção maior.

A tabela seguinte apresenta os valores dos custos das interrupções e a proporção de empregados e não empregados por UC e por estado.

Tabela 8 – Densidade por UC e custo esperado das interrupções

UF	CENS Não Programada (R\$/kWh)		Empregados/UC	Não Empregados/UC	UF	CENS Não Programada (R\$/kWh)		Empregados/UC	Não Empregados/UC
	Residencial	Baixa Renda				Residencial	Baixa Renda		
São Paulo	21,67	1,55	0,66	2,14	Amazonas	20,29	5,21	0,73	2,46
Minas Gerais	18,53	4,49	0,72	2,16	Alagoas	17,70	5,05	0,67	2,53
Rio de Janeiro	20,61	4,40	0,63	2,01	Piauí	18,33	5,31	0,79	2,33
Bahia	18,80	4,75	0,73	2,36	Rio Grande do Norte	15,54	4,57	0,67	2,15
Rio Grande do Sul	18,35	4,50	0,72	2,01	Matto Grosso	17,39	4,36	0,75	2,03
Paraná	20,13	4,59	0,75	2,10	Distrito Federal	17,43	4,02	0,67	2,04
Pernambuco	19,30	4,74	0,64	2,37	Mato Grosso do Sul	16,12	3,99	0,74	1,87
Ceará	17,06	4,95	0,71	2,30	Sergipe	16,75	4,42	0,66	2,13
Pará	20,33	4,99	0,73	2,37	Rondônia	18,64	4,74	0,72	2,08
Maranhão	22,61	5,51	0,71	2,43	Tocantins	15,54	4,50	0,70	2,02
Santa Catarina	18,28	4,24	0,70	1,95	Acre	16,50	5,01	0,70	2,23
Goiás	15,86	4,08	0,69	1,97	Amapá	13,94	4,59	0,62	2,24
Paraíba	16,67	4,53	0,62	2,25	Roraima	17,17	5,01	0,64	2,03
Espírito Santo	20,39	5,17	0,73	2,12					

A tabela anterior mostra que o custo esperado duma interrupção é análogo a estimar o custo da interrupção per capita (salário médio e consumo de energia por pessoa) e ponderá-lo pelos indicadores nela expostos.

Na tabela acima se pode ver que o custo unitário esperado das interrupções para o Piauí é maior do que o custo para o Distrito Federal, apesar de que os salários no DF são mais altos. O fato é que o Piauí apresenta uma maior proporção de pessoas empregadas e não empregadas que o DF, pelo que o custo das interrupções é maior em Piauí.

Nesse contexto é muito importante analisar a perda econômica total devida a uma interrupção invés de simplesmente analisar os custos unitários esperados. A figura a seguir apresenta os custos esperados das interrupções para a classe industrial.

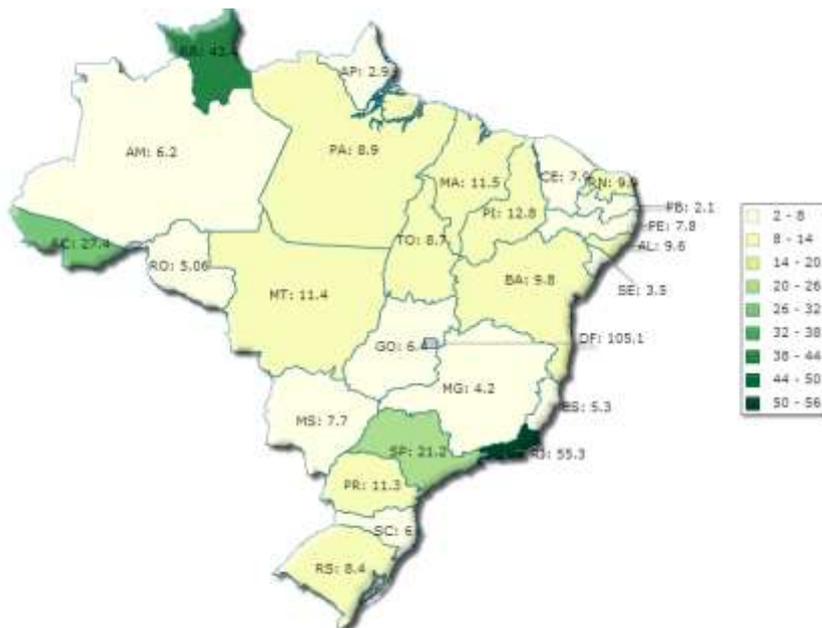
Figura 28 – Custo esperado das Interrupções não programadas para a classe industrial (R\$/kWh)



Cabe destacar que aqueles estados com maior valor de produção por unidade consumidora terão maiores custos das interrupções, assim é razoável que os estados com maior atividade industrial sejam mais afetados pelas interrupções. Há uma significativa diferença entre as regiões Norte e Sul, desde que o nível de consumo no Norte é baixo.

Na figura seguinte são apresentados os resultados obtidos para as classes comercial, serviços e outros, onde a situação é bem diferente ao setor industrial.

Figura 29 – Custo esperado das Interrupções não programadas para a classe comercial (R\$/kWh)

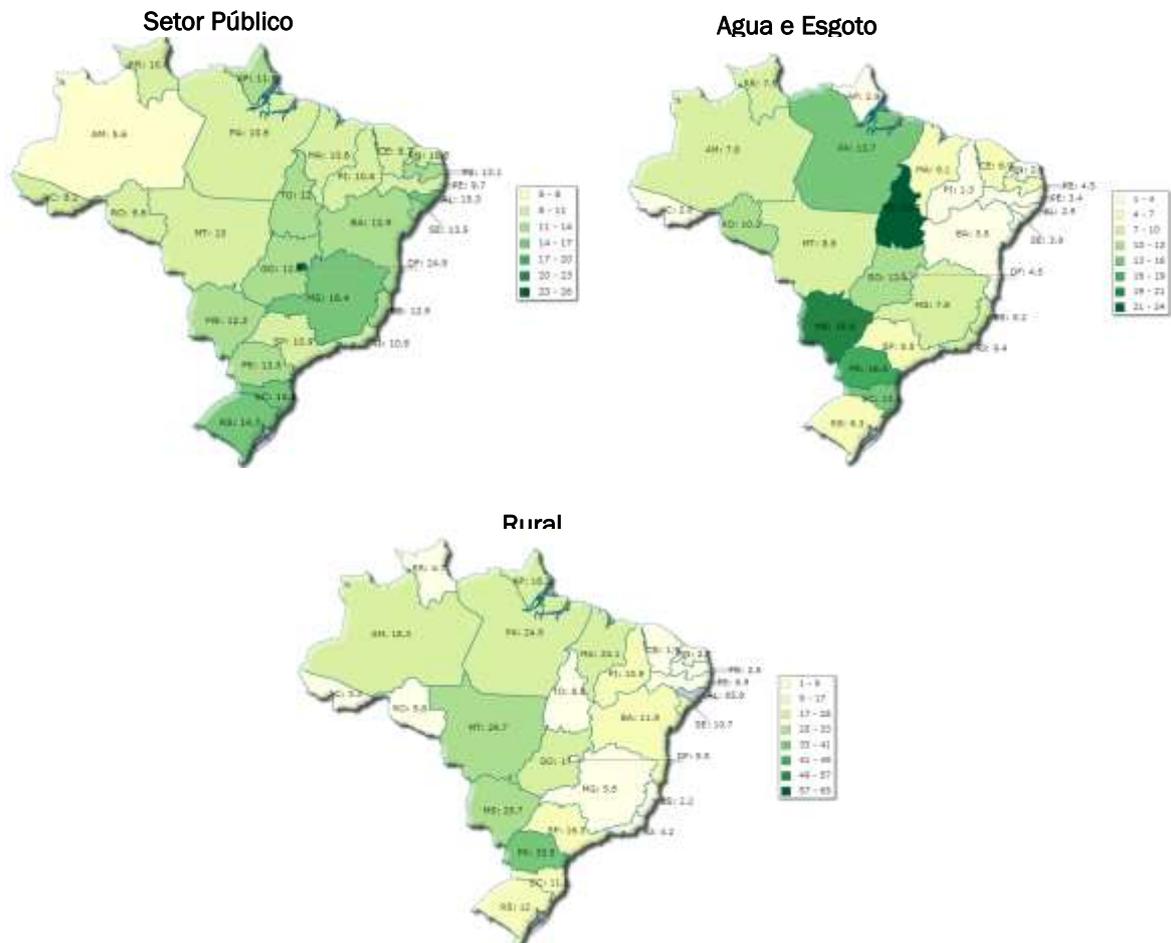


A dispersão estadual do CENS para a classe comercial é maior ao caso da classe industrial. Cabe destacar que o DF apresenta um custo unitário das interrupções que fica fora da escala da figura.

Finalmente, a seguir são apresentados os resultados para as classes Poder Público, Rural e Água e Esgoto. Como é esperado, a região norte apresenta o maior custo unitário de interrupção para o setor rural. Adicionalmente o DF tem o maior custo unitário para o Poder Público, o que faz sentido. Finalmente cabe destacar que os estados com maior densidade de população verificam maior custo dos serviços públicos e também de água e esgoto.

Cabe destacar que devido à metodologia empregada, os custos das interrupções estão associados aos níveis de produto por UC de cada um dos estados e regiões analisados, assim as regiões com produção gerada com empresas pouco intensivas em consumo de eletricidade apresentarão um custo unitário maior com relação às regiões muito intensivas no emprego de energia elétrica.

Figura 30 – Custo esperado das Interrupções não programadas setor público, rural e agua e esgoto por Estado (R\$/kWh)



6.4 Custos esperados das Interrupções não programadas por Região

Com base nas estimações estaduais é possível realizar uma estimativa regional dos custos das interrupções. Como foi dito, as ponderações para cada setor foram feitas com base na variável de escala do negócio de cada uma das empresas distribuidoras.

Para estimar o custo médio por região aplicou-se a média dos custos dos diferentes setores, os pesos para cada um dos diferentes setores de atividade foram definidos pela participação no consumo de energia elétrica de cada setor.

Tabela 9 – Escala do Negócio e Energia Faturada por Região 2013 (UC e MWh)

Variável de Escala Composta (CSV)

Região	Industrial	Comercial e Serviços	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial Alta Renda	Residencial Baixa Renda
Norte	19.498	671.754	105.882	7.169	564.698	16.407.664	4.865.857
Nordeste	62.155	2.098.916	305.324	40.281	1.937.801	46.666.162	37.820.942
Centro-Oeste	30.048	947.135	96.276	9.597	900.171	23.459.903	3.591.871
Sudeste	268.994	5.294.726	407.548	53.840	2.729.028	152.518.854	20.077.687
Sul	135.777	1.840.238	161.807	18.337	1.934.193	47.616.162	5.817.718

Energia Faturada

Região	Industrial	Comercial e Serviços	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial Alta Renda	Residencial Baixa Renda
Norte	4.235.791	4.398.405	1.660.969	633.779	787.488	6.481.752	1.089.329
Nordeste	12.279.980	11.905.482	3.299.462	3.016.280	4.371.201	15.425.013	8.604.009
Centro-Oeste	6.168.722	6.632.818	1.585.134	996.526	2.687.871	8.987.868	926.345
Sudeste	66.276.898	40.950.863	6.400.553	5.695.771	7.147.869	59.596.204	4.900.788
Sul	25.317.890	13.511.910	1.742.396	1.597.707	5.608.872	18.488.125	1.426.700

A tabela seguinte mostra o CENS por classe de consumidor e a média por região. Pode-se ver que a dispersão dos custos das interrupções por setor de atividade é explicada principalmente pela estrutura produtiva do país, e a intensidade de uso da energia no processo produtivo.

Tabela 10 – Custo Unitário das Interrupções esperado não programado por Setor, Região e Total País (R\$/kWh)

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13.9	23.7	11.7	13.8	17.3	6.6
Comercial e Serviços	18.1	9.6	8.3	30.6	24.1	8.7
Poder Público	12.3	9.2	11.3	15.5	12.4	13.9
Serviço Público	7.5	11.6	3.9	11.5	7.6	11.4
Rural e Rural Irrigante	12.4	12.4	8.1	22.0	8.2	18.4
Residencial	19.7	18.9	18.4	16.5	20.8	19.0
Baixa Renda	4.4	4.9	4.9	4.1	3.2	4.5
Média Região	15.7	15.7	11.3	19.2	18.8	11.6

No que diz respeito aos valores obtidos para a classe residencial, os valores estimados são explicados pela proporção de pessoas empregadas e não empregadas por UC. A seguir é apresentado o cálculo que resulta de dividir o valor unitário de ócio (por UC) pelo consumo unitário (por UC) ajustando pelas proporções de pessoas empregadas e não empregadas por UC para cada uma das regiões.

Tabela 11 – Custo Unitário das Interrupções não programadas para a classe residencial (R\$/kWh)

Região	Residencial	Empregados/UC	Não empregados/UC	Total/UC
Norte	18,55	0,71	2,29	3,01
Nordeste	18,46	0,69	2,33	3,03
Centro-oeste	17,50	0,70	1,98	2,69
Sudeste	20,90	0,67	2,12	2,79
Sul	18,93	0,73	2,03	2,75

Região	Baixa Renda	Empregados/UC	Não empregados/UC	Total/UC
Norte	4,84	0,71	2,29	3,01
Nordeste	4,87	0,69	2,33	3,03
Centro-oeste	4,36	0,70	1,98	2,69
Sudeste	4,53	0,67	2,12	2,79
Sul	4,50	0,73	2,03	2,75

No que diz respeito aos custos das interrupções por setor econômico, as regiões sudeste e centro (devido ao peso da classe comercial) apresentam os maiores valores de CENS. Destaca-se que os custos das interrupções para os setores econômicos estão associados ao nível de produto por unidade de energia consumida, assim, como foi dito, as regiões com processos intensivos no emprego da eletricidade têm maiores custos de interrupção.

Tabela 12 – Produto adicionado por unidade consumidora (milhões de R\$)

Região	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural
Norte	1.683,6	0,5	4,0	5,6	0,2
Nordeste	279,4	0,5	2,4	1,5	0,1
Centro-Oeste	441,8	1,1	14,0	9,7	0,3
Sudeste	660,9	1,7	6,8	6,2	0,1
Sul	94,0	1,0	3,1	6,8	0,3

6.5 Custo esperado das Interrupções programadas por Setor Econômico

A metodologia empregada no ponto acima permite apurar o custo unitário de uma interrupção intempestiva. Essas classes de interrupções geralmente produzem uma perda de 100% no valor de ócio ou no valor da produção, já que os usuários (Residenciais ou não residenciais) no conseguem ajustar seus padrões de consumo de forma instantânea.

Uma situação diferente acontece com as interrupções programadas, já que quando as pessoas podem ajustar parcial o totalmente seus hábitos as perdas econômicas são bem menores.

Nesse contexto é conveniente destacar que a quantificação do custo unitário das interrupções programadas pode ser estimada com base no valor do CENS resultante de interrupções não programadas. No presente estudo foi adotado o pressuposto que a

relação entre o custo das interrupções programadas e as intempestivas é 13%. Dito valor foi apurado pelo Consultor para o Sistema Interligado Central de Chile (SIC).

A tabela seguinte apresenta os custos esperados das interrupções não programadas no serviço elétrico.

Tabela 13 – Custo esperado das Interrupções Não programadas por setor (R\$/kWh)

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	1.8	3.1	1.5	1.8	2.3	0.9
Comercial e Serviços	2.4	1.2	1.1	4.0	3.1	1.1
Poder Público	1.6	1.2	1.5	2.0	1.6	1.8
Serviço Público	1.0	1.5	0.5	1.5	1.0	1.5
Rural e Rural Irrigante	1.6	1.6	1.0	2.9	1.1	2.4
Residencial	2.6	2.5	2.4	2.1	2.7	2.5
Baixa Renda	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.6
Média Região	2.0	2.0	1.5	2.5	2.4	1.5

7 IMPLICAÇÕES PARA A CONFIABILIDADE DO FORNECIMENTO DOS SERVIÇOS

Como foi dito, a consideração dos custos unitários das interrupções constitui uma estimativa parcial do verdadeiro custo para a os setores analisados e para a sociedade em geral; nesse contexto é importante avaliar a confiabilidade de cada sistema elétrico, já que em aqueles estados onde uma interrupção afeta um número muito grande de usuários ou indústrias intensivas no consumo de eletricidade, os custos totais serão muito significativos ainda quando os custos unitários sejam baixos.

Igualmente ocorre em os estados onde os sistemas elétricos são submetidos a falhas mais frequentes ou mais longas, ou seja, aqueles estados com redes de menor confiabilidade.

A implicância da análise da confiabilidade radica na possibilidade de aproximar os custos econômicos totais das interrupções, as quais são um elemento crítico para o planejamento da expansão e investimentos necessários nas redes.

A confiabilidade dum sistema elétrico é definida como a porcentagem de horas anuais que o serviço foi fornecido sem interrupções, assim, na metodologia empregada para analisar a confiabilidade dos sistemas elétricos em Brasil utilizou-se os dados do DEC das empresas distribuidoras, com esses valores foi apurado o DEC regional considerando como peso o consumo de cada distribuidora.

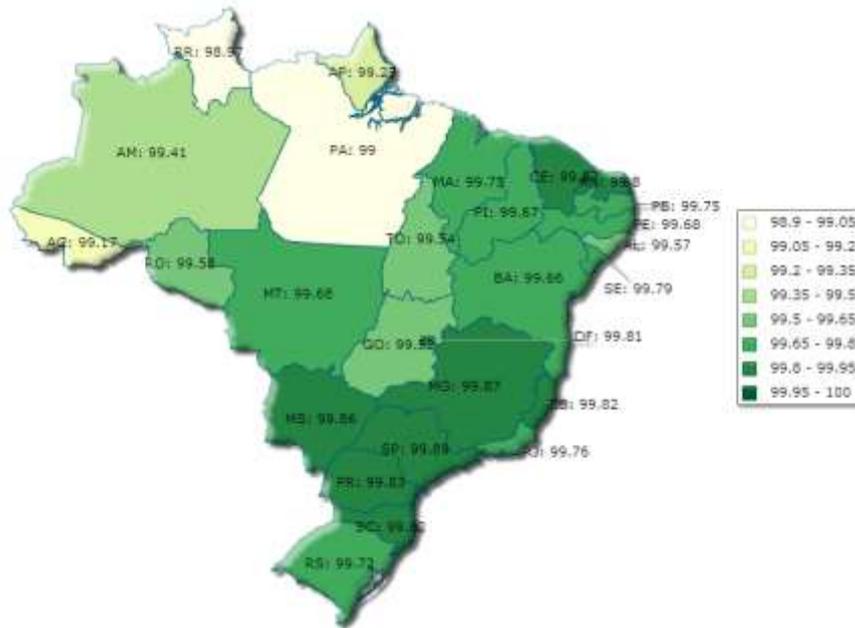
É importante destacar que a ANEEL disponibilizou informação do DEC programado e não programado por empresa distribuidora. O nível de confiabilidade da rede é calculado com base no DEC não programado.

Os resultados obtidos mostram que a região Norte do país tem níveis de confiabilidade menores que os correspondentes a região Sudeste. Pará e Roraima são os estados com níveis de confiabilidade menores, enquanto São Paulo e Ceará têm as redes com maior confiabilidade, 99.9%.

Outro ponto a considerar é que o cálculo da confiabilidade em termos do DEC não leva em conta as políticas de investimentos que geraram esses valores de confiabilidade, assim os estados com baixos indicadores DEC provavelmente tenham pouco espaço para aprimorar

a confiabilidade da rede sem aumentar as tarifas.

Figura 31 – Confiabilidade nas Redes de Distribuição por Estado (%)



Naturalmente, a análise por estado esconde as diferenças verificadas entre as distribuidoras. Assim a tabela seguinte apresenta o indicador de confiabilidade por empresa.

Tabela 14 – Confiabilidade da Rede por empresa distribuidora (%)

Estado	Distribuidora	2012	2013	2014	
Acre	ELETROACRE	99,12%	99,17%	99,19%	
Alagoas	CEAL	99,68%	99,57%	99,56%	
Amapá	CEA	99,32%	99,27%	99,34%	
Amazonas	AME	99,31%	99,41%	99,41%	
Bahia	COELBA	99,69%	99,66%	99,68%	
Ceará	COELCE	99,88%	99,88%	99,89%	
Distrito Federal	CEB	99,78%	99,81%	99,83%	
Espírito Santo	ELFSM	99,93%	99,82%	99,90%	
	ESCELSA	99,89%	99,83%	99,88%	
Goiás	CELG	99,56%	99,53%	99,54%	
	CHESP	99,82%	99,71%	99,84%	
Maranhão	CEMAR	99,62%	99,75%	99,77%	
Mato Grosso do Sul	EMS	99,80%	99,86%	99,84%	
Matto Grosso	EMT	99,59%	99,68%	99,68%	
Minas Gerais	CEMIG	99,85%	99,87%	99,89%	
	CPFL Mococa	99,93%	99,95%	99,93%	
	CPFL Santa Cruz	99,94%	99,91%	99,91%	
	DMED	99,94%	99,95%	99,97%	
	EMG	99,87%	99,88%	99,91%	
Pará	CELPA	98,77%	99,00%	99,38%	
	EBO	99,73%	99,88%	99,90%	
	EPB	99,56%	99,73%	99,74%	
Paraíba	CFLO	99,94%	99,93%	99,93%	
	COCEL	99,76%	99,72%	99,77%	
	COPEL	99,86%	99,84%	99,82%	
	FORCEL	-	99,97%	99,99%	
	Pernambuco	CELPE	99,72%	99,69%	99,69%
Piauí	CEPISA	99,62%	99,67%	99,66%	
Rio de Janeiro	AMPLA	99,75%	99,70%	99,70%	
	ENF	99,87%	99,92%	99,94%	
	LIGHT	99,81%	99,78%	99,86%	
Rio Grande do Norte	COSERN	99,77%	99,80%	99,81%	
Rio Grande do Sul	AES-SUL	99,61%	99,70%	99,34%	
	CEEE	99,64%	99,70%	99,59%	
	DEMEI	99,76%	99,84%	99,91%	
	ELETROCAR	99,80%	99,71%	99,81%	
	HIDROPAN	99,79%	99,96%	99,94%	
	MUXENERGIA	99,98%	99,95%	99,86%	
	RGE	99,75%	99,78%	99,71%	
	UHENPAL	99,79%	99,83%	99,59%	
	Roraima	CERON	99,60%	99,58%	99,46%
		Boa Vista	99,88%	98,93%	99,75%
	CERR	99,53%	99,38%	99,23%	
Santa Catarina	CELESC	99,82%	99,82%	99,77%	
	COOPERALIANÇA	99,96%	99,95%	99,93%	
	EFLC	99,98%	99,93%	99,98%	
São Paulo	EFLUL	99,93%	99,95%	99,93%	
	IENERGIA	99,64%	99,81%	99,76%	
	BANDEIRANTE	99,88%	99,90%	99,90%	
	CAIUÁ	99,89%	99,89%	99,85%	
	CNEE	99,92%	99,91%	99,93%	
	CPFL Jaguari	99,95%	99,96%	99,94%	
	CPFL Leste Paulista	99,91%	99,93%	99,91%	
	CPFL Paulista	99,93%	99,92%	99,90%	
	CPFL Piratininga	99,94%	99,91%	99,89%	
	CPFL Sul Paulista	99,86%	99,87%	99,84%	
EDEVP	99,92%	99,92%	99,90%		
EEB	99,85%	99,86%	99,87%		
ELEKTRO	99,87%	99,88%	99,88%		
ELETROPAULO	99,87%	99,87%	99,79%		
Sergipe	ESE	99,80%	99,79%	99,82%	
	SULGIPE	99,82%	99,82%	99,86%	
Tocantins	ETO	99,54%	99,54%	99,58%	

Na tabela se pode ver que o padrão temporal da confiabilidade por empresa não é homogêneo. Nesse contexto os investimentos requeridos para melhorar a confiabilidade da rede devem basear-se em análises do tipo custo-benefício. Devido às diferenças regionais nos custos unitários, a análise deve considerar os custos totais de uma interrupção, o que é uma medida mais próxima e confiável dos requerimentos de investimentos.

Segundo a Nota Técnica No 192/2014 - SER/ANEEL do 06 de junho de 2014 a energia não distribuída é definida com a seguinte equação:

$$ENS = \frac{DEC \times Mercado}{8760}$$

Onde a variável mercado representa a energia distribuída em MWh. Pode-se empregar ambos o DEC programado e não programado, gerando diferentes medidas de ENS. Partindo da ENS para cada estado é possível quantificar a perda econômica em função da confiabilidade de cada sistema. Essa quantificação foi realizada valorizando a ENS pelo custo unitário programado e não programado calculado anteriormente.

Os resultados mostram que o valor esperado do custo total para Brasil é **R\$13.539 milhões**. Desse montante, 93.5% responde às interrupções não programadas (R\$12.668 milhões). O setor residencial tem uma perda não programada de R\$5.039 milhões, a perda para o setor comercial é R\$3.125 milhões, e finalmente para o setor industrial o valor da perda é R\$3.019 milhões.

Fazendo uma análise por estado, a maior perda não programada é verificada em Rio de Janeiro com 2.483 milhões de reais, o segundo escore de perda corresponde ao São Paulo com 2.242 milhões.

A região sudeste apresenta o maior custo esperado, equivalente a R\$4.971 milhões (37% do total do país). Em particular, o custo de energia não suprida é de R\$4.905 milhões

Figura 32 – Custo Energia não Suprida por Estados (milhões de Reais)

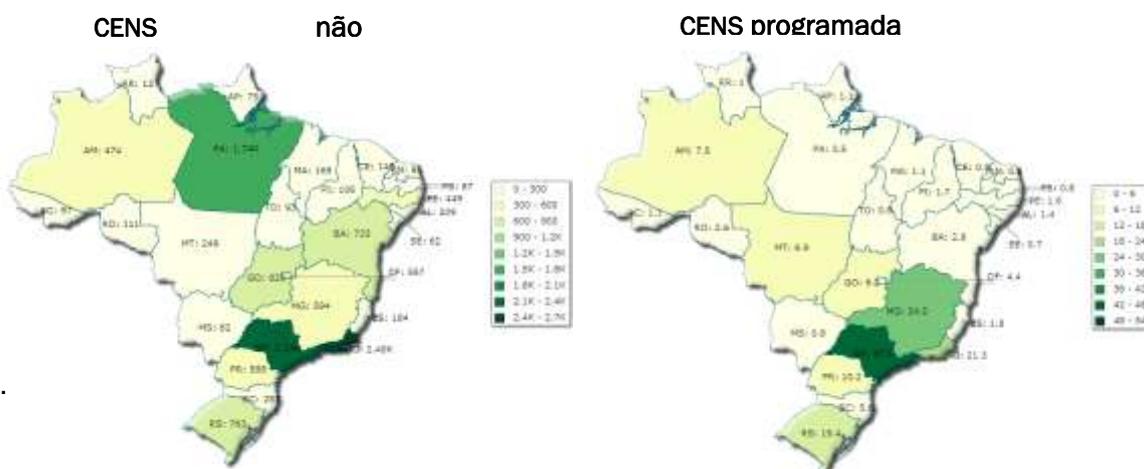
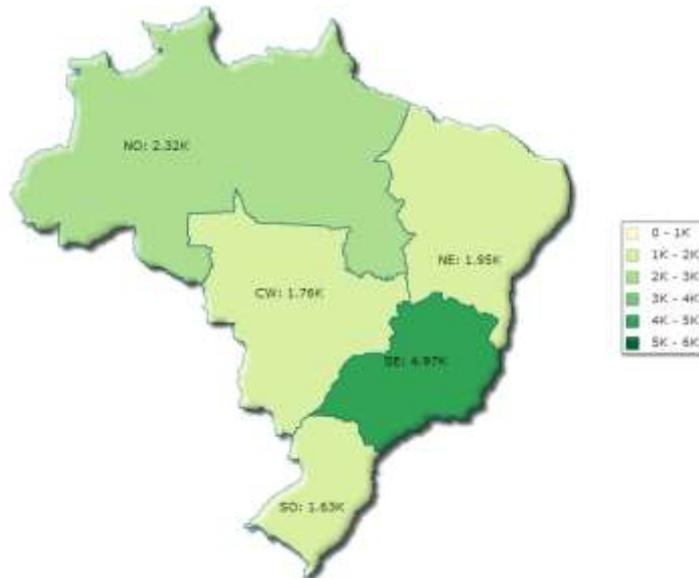


Figura 33 – Custo Energia não Suprida Total por Regiões (milhões de Reais)



Finalmente cabe destacar que as classes industrial, comercial e residencial são os que geram a maior participação nas perdas econômicas derivadas das interrupções do serviço.

Tabela 15 – Composição das Perdas Econômica por Região do País (%)

Sector	CENS					Total
	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	24.8%	31.6%	20.0%	17.5%	29.0%	20.3%
Comercial e Serviços	25.5%	13.5%	13.9%	35.7%	28.9%	15.3%
Poder Público	3.8%	4.8%	5.1%	4.0%	2.5%	3.2%
Serviço Público	1.7%	2.4%	1.7%	2.0%	1.2%	2.3%
Rural e Rural Irrigante	4.8%	2.7%	4.7%	12.0%	1.6%	13.6%
Residencial	37.7%	42.7%	47.8%	28.3%	36.4%	44.5%
Baixa Renda	1.6%	2.3%	6.7%	0.6%	0.4%	0.8%

CENS Não Programadas

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	23.8%	31.6%	20.0%	17.5%	28.9%	20.3%
Comercial e Serviços	24.7%	13.5%	13.9%	35.7%	28.9%	15.3%
Poder Público	3.8%	4.8%	5.1%	4.0%	2.5%	3.2%
Serviço Público	1.6%	2.4%	1.7%	2.0%	1.2%	2.3%
Rural e Rural Irrigante	4.6%	2.7%	4.7%	11.9%	1.5%	13.6%
Residencial	39.8%	42.7%	47.8%	28.3%	36.4%	44.5%
Baixa Renda	1.7%	2.3%	6.7%	0.6%	0.4%	0.8%

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Estimou-se o CENS para as classes industrial, comercial, Poder Público, e residencial, com base no custo de oportunidade (métodos indiretos). As abordagens foram baseadas no valor adicionado perdido e a perda do ócio. As estimações foram realizadas por estado e região do país.

A metodologia empregada tem fundamento na literatura internacional, porém, pelas características próprias do Brasil, - ampla extensão territorial, significativas diferenças regionais numa série de variáveis como ser densidade populacional, nível de renda, condições climáticas, nível de atividade econômica -, alguns resultados podem aparecer inicialmente como contra intuitivos. Nesse contexto o presente estudo foi aprofundado para considerar questões como a determinação do custo das interrupções em função ao momento do dia, da classe do dia (útil ou final de semana), e considerando a probabilidade de ocorrência das interrupções.

Particularmente foram desenvolvidas curvas de valor de ócio horário e diário, com base nos padrões de consumo residencial, disponibilidade de equipamentos elétricos, além da inclusão das curvas de carga dos setores analisados. No que diz respeito ao método do Valor Adicionado também foram construídas curvas de carga com base na quantidade de empresas em operação em cada hora do dia, diferenciando assim o dia útil do final de semana. Em ambas as categorias (Residencial como também na Não Residencial) foram alocadas probabilidades de ocorrências que possibilitaram calcular valores esperados das interrupções.

Um ponto de destaque é que pela dimensão do país é preciso realizar ajustes na energia consumida de forma a levar em conta diferenças regionais importantes. A metodologia empregada para o setor residencial foi baseada no consumo médio por unidade consumidora.

Os valores estimados são consistentes com a realidade do país. Assim, o maior CENS total para o setor industrial está na região onde o produto por unidade consumidora é maior, enquanto para o Poder Público o maior CENS total está em Brasília.

Outro aspecto de destaque tem a ver com a confiabilidade do sistema elétrico. Nesse sentido, a análise comparativa deveria incorporar não só o CENS senão também o custo de capital para aprimorar a confiabilidade da rede, tarefa que corresponde ao próximo relatório do contrato sob execução.

9 ANEXOS

9.1 Anexo 1: Estimação Econométrica do Consumo Residencial

Cabe destacar que o consumo de energia depende de algumas características particulares das regiões analisadas. Nesse contexto, é preciso corrigir as séries de consumo de eletricidade levando em conta as diferenças regionais.

Para corrigir as séries de consumo de eletricidade, foram rodados diversos modelos econométricos partindo de uma base de dados do tipo **painel**. A metodologia padrão de dados painel com efeitos fixos (*Fixed Effects*) não é aplicável devido a que o número observações é baixo. Essa metodologia considera que a covariância entre as variáveis independentes ou explicativas e as características não observáveis é diferente de zero.

$$Cov(x_i; \mu_i) \neq 0$$

Dadas as condições descritas, os estimadores por método de mínimos quadrados ordinários não são consistentes, e é preciso empregar transformações lineais dos modelos; mas como foi dito o número reduzido de observações não possibilitou empregar esta metodologia.

Conseqüentemente, foram desenvolvidas diversas abordagens metodológicas estatísticas, procurando identificar a regressão que apresenta o melhor ajuste do consumo de energia com base em características regionais. A equação obtida foi a seguinte:

$$\ln(\text{consumo}) = c + \beta_1 \ln(\text{produto}) + \beta_2 \ln(\text{tarifa}) + \beta_3 \ln(\text{chuveiro}) + \beta_4 \text{trend}$$

A modelagem foi rodada com o software econométrico Stata, as saídas obtidas foram as seguintes:

Tabela 16 – Estimação Demanda Residencial

```
. reg log_consumo log_produto log_tarifa log_chuveiro trend
```

Source	SS	df	MS			
Model	3.75529842	4	.938824604	Number of obs =	108	
Residual	2.58634511	103	.025110147	F(4, 103) =	37.39	
Total	6.34164352	107	.059267696	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.5922	
				Adj R-squared =	0.5763	
				Root MSE =	.15846	

log_consumo	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
log_produto	.295472	.0373546	7.91	0.000	.221388	.369556
log_tarifa	-.5365664	.0852417	-6.29	0.000	-.7056232	-.3675096
log_chuveiro	-.0708082	.0145461	-4.87	0.000	-.099657	-.0419593
trend	-.0409118	.0137959	-2.97	0.004	-.0682726	-.013551
_cons	1.558333	.647418	2.41	0.018	.2743319	2.842334

Tabela 17 – Estimação Demanda Baixa Renda

```
. reg log_consumo log_produto log_tarifa log_chuveiro trend
```

Source	SS	df	MS			
Model	6.28747616	4	1.57186904	Number of obs =	108	
Residual	9.07355158	103	.088092734	F(4, 103) =	17.84	
Total	15.3610277	107	.143561007	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.4093	
				Adj R-squared =	0.3864	
				Root MSE =	.2968	

log_consumo	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
log_produto	.3555816	.0699664	5.08	0.000	.2168198	.4943434
log_tarifa	.0591076	.1596605	0.37	0.712	-.2575414	.3757565
log_chuveiro	-.0564919	.0272454	-2.07	0.041	-.1105267	-.0024571
trend	.1527219	.0258401	5.91	0.000	.1014742	.2039696
_cons	-3.7568	1.212635	-3.10	0.003	-6.161776	-1.351824

Os coeficientes das variáveis independentes são estatisticamente significativos ao 1%, adicionalmente os sinais são os corretos e são coerentes com a teoria econômica.

9.2 Anexo 2: Custos de interrupção por estado

Tabela 18 – Custo de interrupção não programada por Estado (R\$/MWh)

Estado	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Média Ponderada
São Paulo	2013	16.7	21.2	11.0	6.8	16.3	21.7	1.5	18.4
Minas Gerais	2013	10.7	4.2	16.4	7.8	5.8	18.5	4.5	10.3
Rio de Janeiro	2013	53.0	55.3	10.8	9.4	4.2	20.6	4.4	34.4
Bahia	2013	14.0	9.8	12.9	3.5	11.9	18.8	4.8	12.1
Rio Grande do Sul	2013	10.0	8.4	14.7	6.3	12.0	18.4	4.5	12.0
Paraná	2013	6.6	11.3	12.5	16.3	33.5	20.1	4.6	12.9
Pernambuco	2013	13.1	7.8	9.7	3.4	7.0	19.3	4.7	11.4
Ceará	2013	20.4	7.9	8.7	6.9	1.9	17.1	4.9	11.0
Pará	2013	54.9	8.9	10.6	13.7	24.9	20.3	5.0	23.8
Maranhão	2013	7.2	11.5	10.6	6.1	24.1	22.6	5.5	12.7
Santa Catarina	2013	4.1	6.0	14.4	13.1	11.2	18.3	4.2	8.9
Goiás	2013	21.9	6.4	12.2	12.9	17.0	15.9	4.1	14.9
Paraíba	2013	4.9	2.1	13.1	4.5	2.5	16.7	4.5	7.1
Espírito Santo	2013	13.7	5.3	12.9	8.2	2.2	20.4	5.2	12.0
Amazonas	2013	16.3	6.2	5.6	7.8	18.3	20.3	5.2	13.0
Alagoas	2013	7.2	9.6	15.3	3.0	65.8	17.7	5.0	14.6
Piauí	2013	6.4	12.8	10.6	1.3	10.9	18.3	5.3	11.4
Rio Grande do Norte	2013	11.1	10.0	10.8	3.0	2.7	15.5	4.6	10.1
Matto Grosso	2013	5.3	7.7	10.0	8.9	29.7	17.4	4.4	12.8
Distrito Federal	2013	20.6	105.1	24.9	4.5	5.5	17.4	4.0	47.4
Mato Grosso do Sul	2013	9.8	11.4	12.3	19.9	25.7	16.1	4.0	14.1
Sergipe	2013	8.6	3.5	13.9	3.9	10.7	16.8	4.4	9.0
Rondônia	2013	9.1	5.1	9.6	10.2	5.8	18.6	4.7	10.5
Tocantins	2013	5.6	8.7	12.0	22.2	8.8	15.5	4.5	10.4
Acre	2013	5.4	27.4	8.2	2.8	3.3	16.5	5.0	15.4
Amapá	2013	20.8	2.9	11.5	2.9	18.2	13.9	4.6	10.1
Roraima	2013	4.4	43.4	10.6	7.5	4.7	17.2	5.0	21.0

Tabela 19 – Custo de interrupção programada por Estado (R\$/MWh)

Estado	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Média Ponderada
São Paulo	2013	2.2	2.8	1.4	0.9	2.1	2.8	0.2	2.4
Minas Gerais	2013	1.4	0.5	2.1	1.0	0.8	2.4	0.6	1.3
Rio de Janeiro	2013	6.9	7.2	1.4	1.2	0.6	2.7	0.6	4.5
Bahia	2013	1.8	1.3	1.7	0.5	1.6	2.4	0.6	1.6
Rio Grande do Sul	2013	1.3	1.1	1.9	0.8	1.6	2.4	0.6	1.6
Paraná	2013	0.9	1.5	1.6	2.1	4.4	2.6	0.6	1.7
Pernambuco	2013	1.7	1.0	1.3	0.4	0.9	2.5	0.6	1.5
Ceará	2013	2.7	1.0	1.1	0.9	0.3	2.2	0.6	1.4
Pará	2013	7.1	1.2	1.4	1.8	3.2	2.6	0.6	3.1
Maranhão	2013	0.9	1.5	1.4	0.8	3.1	2.9	0.7	1.7
Santa Catarina	2013	0.5	0.8	1.9	1.7	1.5	2.4	0.6	1.2
Goiás	2013	2.8	0.8	1.6	1.7	2.2	2.1	0.5	1.9
Paraíba	2013	0.6	0.3	1.7	0.6	0.3	2.2	0.6	0.9
Espírito Santo	2013	1.8	0.7	1.7	1.1	0.3	2.7	0.7	1.6
Amazonas	2013	2.1	0.8	0.7	1.0	2.4	2.6	0.7	1.7
Alagoas	2013	0.9	1.2	2.0	0.4	8.5	2.3	0.7	1.9
Piauí	2013	0.8	1.7	1.4	0.2	1.4	2.4	0.7	1.5
Rio Grande do Norte	2013	1.4	1.3	1.4	0.4	0.3	2.0	0.6	1.3
Matto Grosso	2013	0.7	1.0	1.3	1.2	3.9	2.3	0.6	1.7
Distrito Federal	2013	2.7	13.7	3.2	0.6	0.7	2.3	0.5	6.2
Mato Grosso do Sul	2013	1.3	1.5	1.6	2.6	3.3	2.1	0.5	1.8
Sergipe	2013	1.1	0.5	1.8	0.5	1.4	2.2	0.6	1.2
Rondônia	2013	1.2	0.7	1.2	1.3	0.8	2.4	0.6	1.4
Tocantins	2013	0.7	1.1	1.6	2.9	1.1	2.0	0.6	1.3
Acre	2013	0.7	3.6	1.1	0.4	0.4	2.1	0.7	2.0
Amapá	2013	2.7	0.4	1.5	0.4	2.4	1.8	0.6	1.3
Roraima	2013	0.6	5.6	1.4	1.0	0.6	2.2	0.7	2.7

Tabela 20 – Custo de interrupção não programada por Região (R\$/MWh)

Região	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Média Ponderada
Norte	2013	23.7	9.6	9.2	11.6	12.4	18.9	4.9	15.7
Nordeste	2013	11.7	8.3	11.3	3.9	8.1	18.4	4.9	11.3
Centro-Oeste	2013	13.8	30.6	15.5	11.5	22.0	16.5	4.1	19.2
Sudeste	2013	17.3	24.1	12.4	7.6	8.2	20.8	3.2	18.8
Sul	2013	6.6	8.7	13.9	11.4	18.4	19.0	4.5	11.6
Brasil	2013	13.9	18.1	12.3	7.5	12.4	19.7	4.4	15.7

Tabela 21 – Custo de interrupção programada por Região (R\$/MWh)

Região	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Média Ponderada
Norte	2013	3.1	1.2	1.2	1.5	1.6	2.5	0.6	2.0
Nordeste	2013	1.5	1.1	1.5	0.5	1.0	2.4	0.6	1.5
Centro-Oeste	2013	1.8	4.0	2.0	1.5	2.9	2.1	0.5	2.5
Sudeste	2013	2.3	3.1	1.6	1.0	1.1	2.7	0.4	2.4
Sul	2013	0.9	1.1	1.8	1.5	2.4	2.5	0.6	1.5
Brasil	2013	1.8	2.4	1.6	1.0	1.6	2.6	0.6	2.0

Tabela 22 – Custo Total por Estado (Milhões de R\$)

Estado	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Total
São Paulo	2013	724.0	581.5	37.7	20.7	43.4	878.7	3.3	2,289.2
Minas Gerais	2013	243.9	34.0	20.4	13.4	26.1	271.1	9.8	618.7
Rio de Janeiro	2013	613.7	1,207.9	53.7	28.0	3.6	588.7	8.5	2,504.0
Bahia	2013	158.9	101.3	29.9	10.2	59.8	332.3	43.8	736.2
Rio Grande do Sul	2013	191.4	117.7	27.6	10.2	76.5	348.7	6.8	778.9
Paraná	2013	120.6	97.8	14.3	19.0	117.2	224.2	5.2	598.3
Pernambuco	2013	117.0	56.8	20.2	5.9	10.2	214.6	26.0	450.7
Ceará	2013	50.3	18.7	6.2	2.4	2.6	50.7	9.4	140.4
Pará	2013	891.4	145.2	50.2	33.3	50.0	528.5	43.4	1,741.9
Maranhão	2013	8.4	30.2	8.7	4.3	12.0	84.1	17.9	165.7
Santa Catarina	2013	56.0	37.2	10.5	7.5	25.7	154.5	1.1	292.5
Goiás	2013	324.5	67.7	23.5	22.4	100.1	291.5	5.5	835.2
Paraíba	2013	14.8	3.9	8.5	2.7	1.9	47.1	8.6	87.5
Espírito Santo	2013	82.2	13.7	6.2	2.8	3.3	75.7	2.4	186.2
Amazonas	2013	173.7	46.3	18.1	10.3	8.3	224.1	0.4	481.2
Alagoas	2013	17.4	28.4	9.7	2.3	61.9	82.2	8.3	210.2
Piauí	2013	5.0	25.8	7.6	0.6	4.6	56.5	8.0	108.1
Rio Grande do Norte	2013	16.7	19.4	6.1	1.5	2.0	44.9	5.1	95.7
Matto Grosso	2013	25.8	35.8	10.1	5.1	83.5	92.2	3.5	255.9
Distrito Federal	2013	31.7	409.8	31.2	2.5	1.6	83.3	0.9	561.0
Mato Grosso do Sul	2013	11.0	16.3	4.1	4.8	16.3	29.0	1.4	82.9
Sergipe	2013	15.7	4.0	4.1	1.8	2.6	30.7	4.1	62.9
Rondônia	2013	19.5	12.9	8.2	2.1	6.5	62.2	2.6	114.0
Tocantins	2013	6.3	13.9	7.6	5.8	7.1	49.5	3.4	93.8
Acre	2013	1.7	41.3	7.8	0.6	1.1	44.0	1.6	98.1
Amapá	2013	5.8	5.1	9.1	0.5	0.4	55.3	0.2	76.5
Roraima	2013	0.8	71.0	9.8	1.6	1.2	40.7	2.8	127.8

Tabela 23 – Custo Total por Região (Milhões de R\$)

Região	Ano	Industrial	Comercial	Poder Público	Água e esgoto	Rural	Residencial	Baixa Renda	Total
Norte	2013	734.5	314.9	111.8	55.8	62.2	992.6	54.0	2,325.8
Nordeste	2013	390.8	271.9	99.1	33.4	92.2	934.2	131.6	1,953.2
Centro-Oeste	2013	309.3	631.0	70.1	35.8	211.7	500.2	11.2	1,769.4
Sudeste	2013	1,452.5	1,445.0	125.5	61.3	77.6	1,822.9	21.6	5,006.4
Sul	2013	334.0	251.8	52.1	38.3	223.4	732.0	13.0	1,644.6
Brasil	2013	3,356.6	3,454.9	519.3	229.2	652.6	5,107.0	218.9	13,538.5