



MERCADOS  
ENERGÉTICOS  
CONSULTORES



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

Relatório 5 (versão final)

Preparado para



JUNHO DE 2016

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

### RELATÓRIO 5

#### CONTEÚDO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTOS.....</b>	<b>6</b>
3.1	INTRODUÇÃO.....	6
3.2	INDICADORES DE QUALIDADE E SEU MONITORAMENTO.....	6
3.3	CUSTO DA INTERRUPÇÃO E CUSTO SOCIAL DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA.....	7
3.4	COMPENSAÇÃO AO CONSUMIDOR.....	8
3.5	PROBLEMA EM CORRELACIONAR A QUALIDADE INDIVIDUAL COM A QUALIDADE COLETIVA.....	9
3.6	CUSTO DA CONFIABILIDADE PARA A DISTRIBUIDORA.....	12
3.7	NÍVEL ÓTIMO DE QUALIDADE.....	13
<b>4</b>	<b>RESULTADOS PELO LADO DA DEMANDA.....</b>	<b>17</b>
4.1	RESULTADOS.....	17
4.2	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E ANÁLISE DE APLICAÇÃO.....	19
<b>5</b>	<b>RESULTADOS PELO LADO DA OFERTA.....</b>	<b>21</b>
5.1	MODELO ECONOMÉTRICO ADOTADO.....	21
<b>6</b>	<b>INCLUSÃO DO CENS NO ARCABOUÇO REGULATÓRIO.....</b>	<b>25</b>
6.1	ESQUEMA DE INCENTIVO À MELHORA DA QUALIDADE.....	25
6.2	APLICABILIDADE DO ESQUEMA PROPOSTO.....	26
6.3	APLICAÇÃO DO ESQUEMA PROPOSTO.....	26
6.3.1	<i>Determinação de PTF da Indústria.....</i>	<i>27</i>
6.3.2	<i>Incentivos para melhorar a Qualidade.....</i>	<i>29</i>
6.3.3	<i>Cálculo da PTF plus para cada empresa da indústria.....</i>	<i>30</i>
6.3.4	<i>Normalização dos valores da PTF plus.....</i>	<i>30</i>
<b>7</b>	<b>PROPOSTAS PARA REGULAÇÃO DA QUALIDADE INDIVIDUAL.....</b>	<b>33</b>
7.1	BREVE CONTEXTO INTERNACIONAL.....	33
7.1.1	<i>Quantidade de categorias de atendimento para definição dos padrões de qualidade individual.....</i>	<i>33</i>
7.1.2	<i>Valores de referência para os limites dos padrões de qualidade individual.....</i>	<i>35</i>
7.1.3	<i>Valores das compensações pagas aos consumidores.....</i>	<i>35</i>
7.2	TRÊS PROPOSTAS PARA A DEFINIÇÃO DE ESQUEMA DE REGULAÇÃO PARA QUALIDADE INDIVIDUAL.....	36

7.3	UTILIZANDO-SE DA CENS PARA DEFINIÇÃO DE COMPENSAÇÃO.....	37
7.4	MODELO ATRAVÉS DE INDICADOR POR INTERRUPÇÃO .....	38
7.4.1	<i>Fundamentação teórica para orientação da proposta com base em interrupção não acumulada .....</i>	<i>38</i>
7.4.2	<i>Proposta alternativa através de indicador por interrupção.....</i>	<i>40</i>
7.4.3	<i>Proposta alternativa para compensações por transgressão devido à DURAÇÃO.....</i>	<i>41</i>
7.4.4	<i>Proposta alternativa para compensações por transgressão devido a FREQUÊNCIA.....</i>	<i>47</i>
7.5	MODELO ATRAVÉS DE INDICADORES ACUMULADOS (DIC E FIC) .....	49
7.6	OBSERVAÇÕES FINAIS SOBRE AS PROPOSTAS PARA REGULAÇÃO DA QUALIDADE INDIVIDUAL ...	53
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>54</b>

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

### **RELATÓRIO 5**

#### **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 5, “Avaliação das estratégias de regulação necessárias para a minimização dos custos de interrupção nos sistemas de distribuição”, correspondente ao Contrato Nº 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 estimativa do custo associado às interrupções de energia elétrica no Brasil. Essa estimativa 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.

## 2 OBJETIVO

Este relatório intitula-se “Avaliação das estratégias de regulação necessárias para a minimização dos custos de interrupção nos sistemas de distribuição”, sendo o produto 5, e final, deste projeto.

Os objetivos são:

- Consolidar estudo que defina a função de custo total da confiabilidade no sistema de distribuição de energia elétrica (funções de custo de interrupção a consumidores/acessantes e funções de custo de melhoria da confiabilidade no sistema de distribuição), a qual deverá estar aderente ao setor elétrico brasileiro.
- Produzir documento que sintetize a metodologia de cálculo das funções de custo total da confiabilidade no sistema de distribuição de energia elétrica, a sua aplicação, obtenção, atualização, destacando inclusive a forma de utilização da mesma pelo órgão regulador, a qual deverá estar aderente ao setor elétrico brasileiro.

O relatório apresenta e debate no referente aos seguintes tópicos:

- Como o regulador poderá aproveitar os resultados do estudo no aprimoramento do regulamento? Qual deveria ser o limite dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, com base nos custos obtidos anteriormente? Há necessidade de alterar a forma de compensação quando da violação dos limites dos indicadores individuais?
- Além das compensações pagas aos consumidores, há necessidade de mecanismo adicional na regulação que incorpore a continuidade? De qual forma?
- Qual a função de custo das interrupções total nos sistemas de distribuição por área de concessão, estado, região e Brasil?
- De posse dos valores dos custos dos consumidores, a qualidade atual representada pelos indicadores DEC e FEC representa o serviço adequado? Qual deveria ser o valor “ótimo” desses indicadores por área de concessão?

### **3 FUNDAMENTOS**

#### **3.1 Introdução**

Este capítulo apresenta os fundamentos para a determinação de uma política de confiabilidade adequada a sociedade, considerando aspectos de custo relacionados com a qualidade do serviço, mensurados do ponto de vista do consumidor e do ponto de vista das distribuidoras.

Os fundamentos deste projeto foram apresentados nos relatórios anteriores e são retomados de maneira a consolidar o processo de definição de níveis adequados de confiabilidade e qualidade do serviço para a sociedade, para os indivíduos e para as empresas.

Em relação ao proposto no projeto, na fundamentação é apresentada em “Nível ótimo de Qualidade”, conceituando a abordagem aplicada. Os resultados pelo lado da oferta, por outro lado, mostram porque tal aplicação não foi viável com as condições atuais de regulação.

#### **3.2 Indicadores de qualidade e seu monitoramento**

De maneira geral, a duração e a frequência das interrupções são os principais parâmetros que avaliam o desempenho das distribuidoras, no tocante à qualidade de serviço, por causarem prejuízos à sociedade que devem ser minimizados.

Convém observar que há setores produtivos mais sensíveis à duração das interrupções e outros à frequência havendo, internacionalmente, diferentes métodos de apuração dos prejuízos considerando esses parâmetros básicos.

O padrão internacional IEEE 1366 de 2003 (IEEE, 2003), adotado nos EUA e no Canadá, apresenta um conjunto de termos e definições que promovem a padronização dos indicadores de qualidade através da identificação dos fatores que afetam a qualidade do serviço, incentivando as análises comparativas entre as empresas distribuidoras de energia.

Dentre os vários fenômenos que degradam a qualidade de fornecimento estão as interrupções de longa duração, cuja duração mínima depende da norma adotada em cada região (três minutos na grande maioria da Europa (CEER, 2012), e cinco minutos na maioria dos EUA e Canadá (Eto e LaCommare, 2008)).

No Brasil, o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é regulado e fiscalizado pela ANEEL com base em metas definidas por indicadores coletivos e individuais. Os aspectos regulatórios do assunto estão consignados no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL, 2014). Neste mesmo módulo é estabelecido um procedimento para buscar eficiência na aplicação dos recursos em relação à qualidade.

### 3.3 Custo da Interrupção e custo social da energia não distribuída

O conceito de custo da interrupção de energia elétrica é utilizado na literatura internacional, genericamente, para definir e agrupar os custos econômicos que afetam a sociedade, resultantes de uma interrupção de fornecimento.

O custo da interrupção (CI), na sua definição usual, representa o prejuízo de um usuário resultante da interrupção de fornecimento sem prévio aviso que o afeta, quantificado unitariamente por R\$/kWh interrompido.

A cada modalidade de consumidor afetado por uma interrupção está associado um valor do prejuízo que ela lhe causa. Assim, o custo de interrupção de energia em uma indústria têxtil é diferente do de um grande comércio ou de uma residência, assim em pesquisas, os custos da interrupção são publicados agregados por tipos de consumidores e por atributos relacionados com a interrupção (horário da interrupção, tempo de interrupção, estação do ano, etc.). Estes valores agregados também são conhecidos como “funções de custos dos consumidores”.

O conceito de energia não suprida (ENS), na sua definição usual, é da energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. O custo social da energia não suprida (CENS) é a monetarização dos custos diretos e indiretos para toda a sociedade decorrentes da energia não suprida. Este valor diverge do custo da energia não faturada pela distribuidora. O valor do CENS pode agregar o custo da interrupção de diversos agentes de maneira a representar a sociedade como um todo, dentro de uma área de concessão, representando o valor médio do custo da interrupção em R\$/MWh.

Em relação aos custos incorridos em decorrência de uma interrupção de fornecimento, a literatura distingue dois tipos de custos de interrupção associados aos usuários afetados: diretos e indiretos.

Os custos diretos são aqueles que ocorrem durante o corte, normalmente identificados como os custos para os consumidores, devido à interrupção de sua atividade normal de produção ou de consumo direto, como por exemplo: perda de produção, perda de bem-estar, retomada do processo de produção, deterioração de matéria prima.

Os custos indiretos são os incorridos pelos usuários quando compra equipamentos ou executa instalações para adequar o nível de confiabilidade que necessita diante do que a rede pública lhe oferece. Neste caso está a compra de geradores de emergência, nobreaks, geração de cópias de segurança de documentos e dados, entre outros.

Os custos totais para os usuários afetados são a soma dos custos diretos e indiretos.

Há outros custos associados às repercussões na sociedade de uma interrupção do serviço de energia, como por exemplo, uma interrupção na rede que alimenta o Metrô, que não só afeta os usuários deste serviço como também a produção nos estabelecimentos industriais ou comerciais a quem os mesmos prestam serviço.

O custo de uma interrupção de energia para a sociedade é a soma dos prejuízos diretos e indiretos dos usuários, adicionada aos custos do impacto nos outros setores afetados, que produzem efeitos negativos.

A quantificação do custo de interrupção (CI), e também do custo da energia não suprida (CENS), são importantes para a otimização de planejamento dos investimentos na rede e no desenho de esquemas tarifários.

### 3.4 Compensação ao consumidor

Ao implementar o controle de qualidade do serviço por meio de avaliação de indicadores, o regulador visa garantir um correto atendimento dos anseios da sociedade pela continuidade do serviço. Entretanto, mesmo em redes com adequado nível de qualidade há dispersão da qualidade percebida pelos consumidores, individualmente.

Uma forma de garantir o equilíbrio econômico entre os consumidores, considerando a dispersão da qualidade do serviço, é por meio de compensações individuais, conforme a intensidade que cada um é afetado. Assim, clientes sujeitos a serviço de qualidade inferior à que deveria ser praticada recebem compensações financeiras pela falta de qualidade.

Políticas de compensações, portanto, estão ligadas à qualidade individual do fornecimento de energia.

As compensações financeiras aos consumidores têm como objetivo ressarcir os clientes afetados por ocorrências que não respeitem os níveis de qualidade estabelecidos sem, entretanto, representar punições às distribuidoras (ENERQ, 2014). Os valores pagos em compensações devem balancear de um lado as expectativas dos clientes e de outro a modicidade tarifária.

Para a definição das compensações alguns fatores são importantes:

- Definição do valor limite de qualidade, cuja ultrapassagem dá ao cliente o direito à compensação;
- Critério para avaliação da intensidade da compensação;
- Mecanismos para garantir que a distribuidora não seja penalizada, evitando desequilíbrios econômicos.

A definição dos níveis adequados de qualidade individual pode ser realizada utilizando indicadores acumulados (por exemplo, total de horas interrompidas, frequência de interrupção no mês, etc.) ou específicos de cada ocorrência. No Brasil atualmente são utilizados indicadores acumulados DIC e FIC, para duração e para frequência de interrupções individuais, respectivamente. Além desses indicadores é utilizado o indicador DMIC, que é aplicado à duração de cada interrupção individual.

O nível de qualidade que determina o pagamento de compensação ao usuário, quando transgredido, é usualmente estabelecido em função de atributos da oferta e da demanda de energia de um determinado grupo. Assim, por exemplo, consumidores de baixa tensão de uma região urbana com alta densidade de carga devem ser compensados por interrupções de forma compatível com padrão de consumo e de exigência de continuidade que apresentam. Evidentemente, por critérios técnicos, o padrão de rede que atende uma região desse tipo é naturalmente adequado para o nível de continuidade exigido, que por



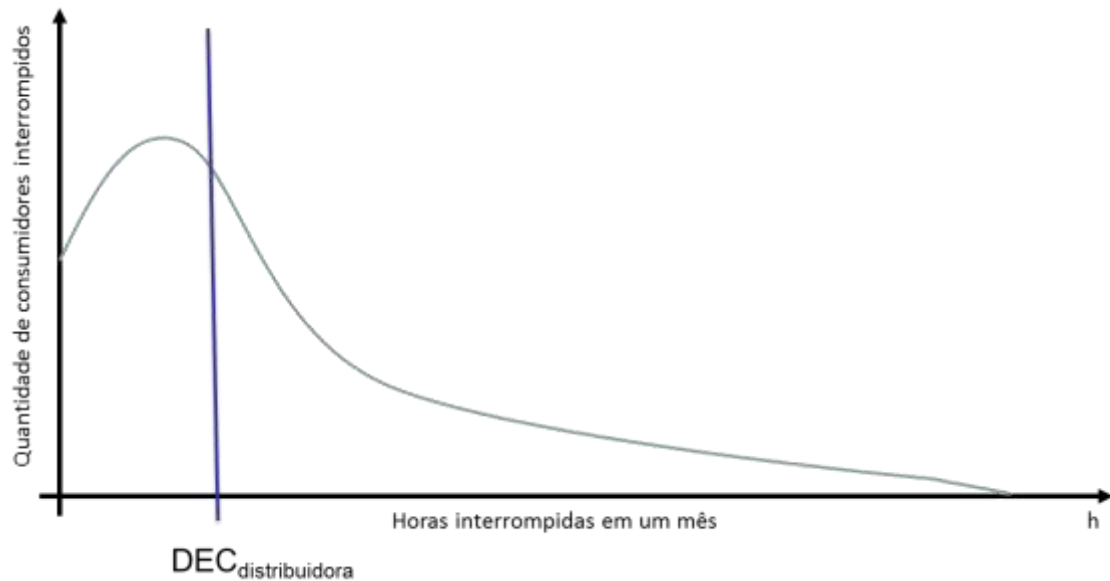
sua vez é superior ao padrão de uma rede que atende uma área rural de baixa densidade, cujo padrão técnico e exigência do mercado são bem mais simples.

Em países onde há pequena diversidade de tipos de rede, é possível estabelecer padrões de garantias individuais de qualidade independentemente da localização do cliente ou da rede. Entretanto, a maior parte dos países associa o nível de qualidade a ser garantido com os tipos de rede ou de área de atendimento. Ao contrário da prática internacional (ENERQ, 2014; Fumagalli, E. , Lo Schiavo, Delestre, F., 2007), no Brasil as metas de continuidade coletivas e o padrão de continuidade individual é, via de regra, associado a conjuntos de consumidores atendidos por uma subestação dentro de uma área de concessão.

### **3.5 Problema em correlacionar a qualidade individual com a qualidade coletiva**

Na atual regulamentação brasileira, os limites de qualidade individual (DIC, FIC, DMIC) estão atrelados com a qual qualidade coletiva de cada conjunto elétrico. Como apontado em (Enerq,2014) essa correlação faz um incentivo perverso em melhoria de atendimento para áreas com melhor atendidas ( $DEC_{meta}$  menor) do que para as demais áreas ( $DEC_{meta}$  maior).

Isso pode ser ilustrado graficamente. Na Figura 1 observa-se uma situação típica na avaliação das interrupções em um período em uma distribuidora. O gráfico indica que alguns consumidores não são interrompidos, por isso o gráfico não atinge o encontro do eixo com a abscissa. Também se observa que o gráfico não é uma função de distribuição normal, havendo uma “cauda”, mostrando que há alguns clientes que são piores atendidos (tem quantidade de horas interrompidas muito maior do que a média e o desvio padrão). O gráfico também aponta que o DEC não está necessariamente na moda (o “pico”, no gráfico). Um exemplo de gráfico de dispersão da qualidade do atendimento pode ser observado em (González Pérez, 2012).



**Figura 1: gráfico ilustrativo considerando o número de consumidores interrompidos por tempo de interrupção acumulado no mês. O valor do DEC observado da distribuidora está apontado no gráfico**

A intervenção do regulador em relação a qualidade do serviço visa por um lado reduzir o DEC (este resultado, redução do DEC, é explorado ao longo desse trabalho) e por outro lado garantir que a cauda da curva seja reduzida, garantindo um atendimento normal a todos os clientes e, portanto, evitando que a distribuidora deliberadamente atenda de maneira pior alguns consumidores, por motivos econômicos. Assim os consumidores que estão entre os piores atendidos recebem a compensação por terem pago por um serviço e não recebido na qualidade adequada. Estas intervenções estão ilustradas na Figura 2, de maneira esquemática.

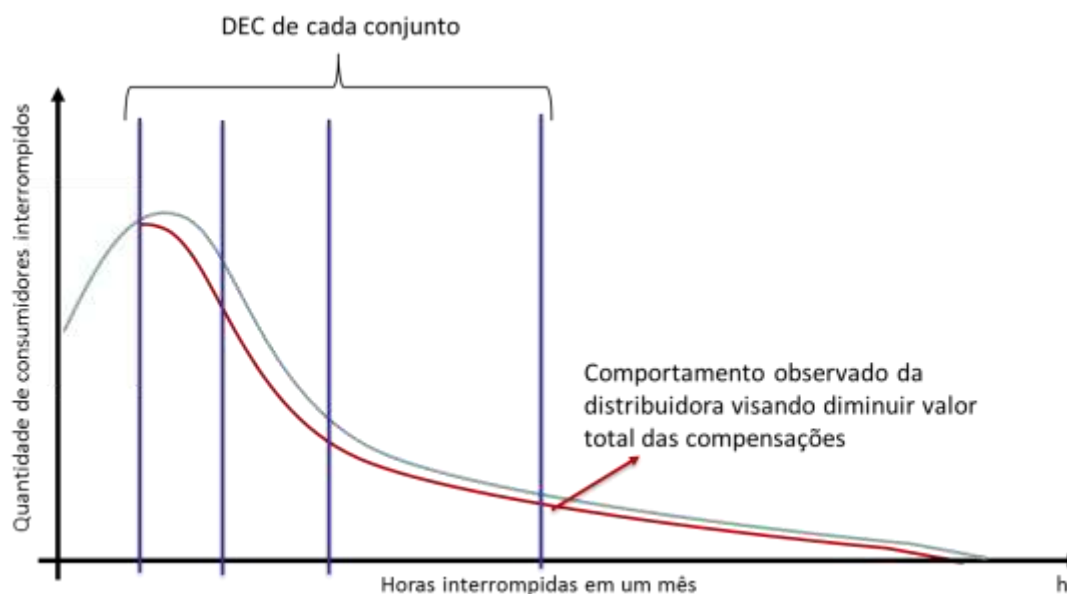


**Figura 2: Visão geral de atuação pretendida pelo regulador: deslocamento no DEC e diminuição dos clientes piores atendidos, procurando normalizar a curva (ou reduzir a cauda)**

Entretanto o que se observa na prática atual da regulamentação brasileira apresenta resultados diferentes do esperado. Continuando com o exemplo de valores em tempo de interrupção (horas), observa-se que os valores de  $DIC_{meta}$  são correlacionados com os valores de  $DEC_{meta}$ . A empresa prioriza a diminuição de compensações pagas aos consumidores, porém como estas estão relacionados com o DEC do conjunto, o que se observa é o apresentado ilustrativamente na Figura 3.

O problema em correlacionar DIC com DEC é de que o pretendido em relação a regulamentação não é obtido. Os clientes piores atendidos não recebem motivação (ou penalidade) real para receberem um atendimento melhor. A situação é mais flagrante em conjuntos com alta qualidade, pois os valores de  $DIC_{meta}$  influenciam as distribuidoras manterem um serviço melhor nestes conjuntos, para não pagar muitas compensações, uma vez que a cauda da curva está muito mais próxima do valor médio.

Neste trabalho, para evitar que tal situação ocorra são propostos dois modelos de regulação da qualidade individual, um considerando o valor individual de cada interrupção, outro considerando o valor do indicador agregado (DIC). Ambos os modelos são apresentados com resultados simulados com base em ocorrências de algumas concessionárias.



**Figura 3: Ilustração de atuação da distribuidora visando minimizar o valor total das compensações com valores de metas de DEC e DIC correlacionados**

### 3.6 Custo da confiabilidade para a distribuidora

A confiabilidade de uma rede de distribuição é analisada neste projeto do ponto de vista da quantidade média de interrupções e da duração média de interrupções, do ponto de vista da distribuidora, e o consumo médio e o custo da energia não suprida, do ponto de vista do consumidor.

Quando as distribuidoras de eletricidade procuram a melhoria da confiabilidade, há normalmente a utilização de três formas básicas:

- Otimização dos recursos existentes
- Investimentos adicionais em obras para qualidade do fornecimento de energia (CAPEX)
- Mudança (aumento) nos custos operacionais (OPEX) de maneira ótima

Embora a distribuidora possa conhecer os custos relacionados com a alteração da confiabilidade da rede, o agente regulador dificilmente o conhecerá. Portanto, a quantificação dos custos necessários para a melhoria de qualidade em uma rede de distribuição apresenta uma dificuldade real para o regulador.

Tendo em vista a dificuldade que o regulador tem em avaliar os recursos específicos de uma distribuidora para a melhoria da qualidade de fornecimento, a ANEEL estabelece metas de indicadores de qualidade das distribuidoras por meio de técnicas de *benchmarking* (Tanure, 2000 e Tanure, 2004).

Há diversos modelos de simulações de redes, probabilísticos ou determinísticos, que permitem calcular os custos para expansão da rede e melhoria da qualidade. Em relação aos modelos probabilísticos, Gouvêa (Gouvêa, 1993) apresentou bases conceituais que permitiriam o cálculo destes custos no caso brasileiro, utilizando informações de redes. Este modelo ficou conhecido como Sistema de Planejamento Agregado de Investimentos. Aplicando este modelo para o cálculo do valor incremental necessário a melhoria da qualidade, Cyrillo (Cyrillo, 2011) demonstrou a possível utilização do mesmo através de um estudo de caso, relacionando a energia não distribuída com investimentos adicionais na rede.

Para o cálculo do custo incremental de confiabilidade através de métodos estatísticos, mais recentemente, Jamsb, Orea and Pollitt (Jamsb et al., 2012) estimaram o custo marginal da qualidade nas 14 distribuidoras da Grã-Bretanha no período 1995-2003, através de uma análise paramétrica. O trabalho aplica uma função de distância multi-insumo (*Totex*, *Opex*, ou *Capex*) e multi-produto (energia suprida, extensão da rede, perdas de energia) e uma série de *drivers* de custos: energia suprida, extensão da rede, perdas de energia, tempo total de interrupção, tendências temporais e variáveis ambientais. Conclui-se que o custo marginal de incrementar a qualidade de serviço é maior do que as penalidades impostas pelo esquema regulatório vigente.

### 3.7 Nível ótimo de qualidade

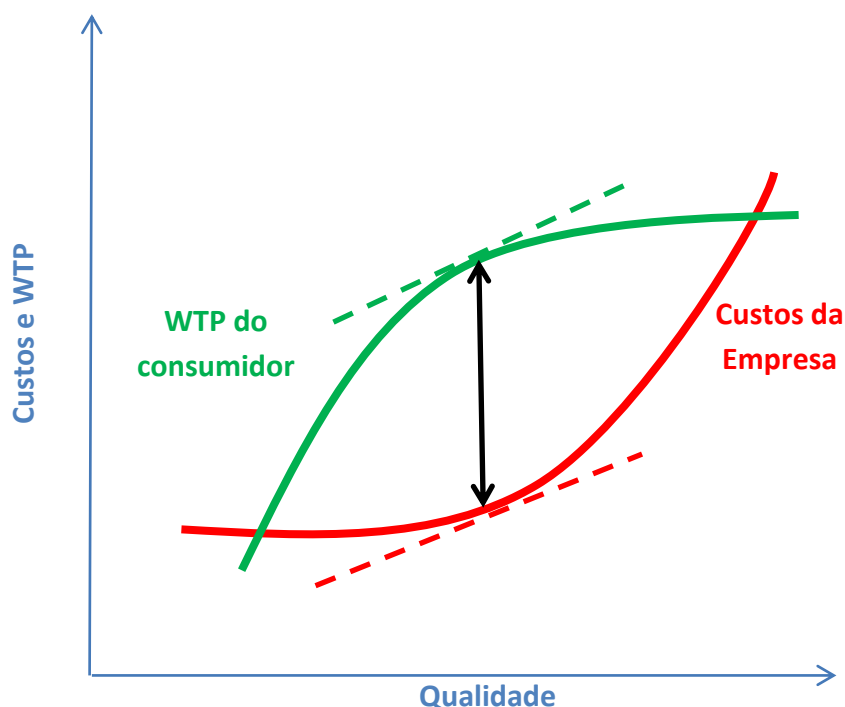
A análise econômica na otimização dos níveis de confiabilidade de uma rede de energia elétrica foi introduzida pelo Prof. Munasinghe (1979). A abordagem técnica de Munasinghe, que há tempo constitui o padrão na experiência internacional, consiste em comparar os benefícios sociais de uma melhora na confiabilidade da rede com os custos de providenciá-la. Para isso, a empresa distribuidora de energia elétrica é modelada como uma maximizadora do benefício social líquido, considerando a diferença entre a disposição esperada a pagar por certa confiabilidade e os custos esperados para prestar o serviço (ou a soma dos custos esperados mais o custo da energia não distribuída).

A originalidade do trabalho seminal de Munasinghe consistiu em considerar a energia elétrica como um produto intermediário necessário para produzir bens que são demandados pelos consumidores. Portanto, ele quantifica o custo da interrupção (*outage costs*) em termos do impacto na produção de bens e serviços finais em vários setores da economia (residencial, industrial, serviços, etc.). Seguindo essa abordagem, evita-se o problema de ter que determinar a disposição a pagar (*willingness to pay*, WTP) para determinar o CENS. A metodologia de otimização da confiabilidade consiste em ponderar os custos esperados e os benefícios associados com níveis alternativos de confiabilidade, dadas as tarifas do cenário base. Uma vez otimizado o nível de confiabilidade para o caso base, o seguinte passo é simular um incremento de custos por uma melhora na confiabilidade, o que implica um novo nível tarifário o qual deve ser comparado com o benefício para a demanda, e o exercício continua até atingir o equilíbrio de longo prazo.

Algumas formas de apresentar esta correlação entre qualidade e custo de melhoria da confiabilidade foi feito por Kagan et al. (Kagan et al., 2015), com o nome de Nível de Qualidade Ótimo (NQO), tal como descrito a seguir.

A curva de “Custo da Empresa” na Figura 4 ilustra esse efeito de saturação no que tange a distribuidora e a curva “WTP do Consumidor” (*willingness to pay* – WTP), mostra a disposição a pagar do consumidor, que também apresenta saturação para altos níveis de qualidade. Isso porque os recursos financeiros que as distribuidoras de energia elétrica dedicam para garantir níveis de qualidade adequado são crescentes à medida que se exige a melhoria do padrão de qualidade. Entretanto, observa-se que, se uma região apresenta baixo nível de qualidade, um incremento de investimento relativamente pequeno resulta em uma razoável melhora na qualidade. Ao passo que, se uma região já se encontra com alto nível de qualidade, serão necessários investimentos relativamente bem maiores para melhorar a qualidade. Por outro lado, há uma grande quantidade de consumidores dispostos a pagar mais, quando estão sujeitos a um baixo nível de qualidade e, à medida que a qualidade melhora, há cada vez menos consumidores com disposição a pagar mais por um incremento de qualidade.

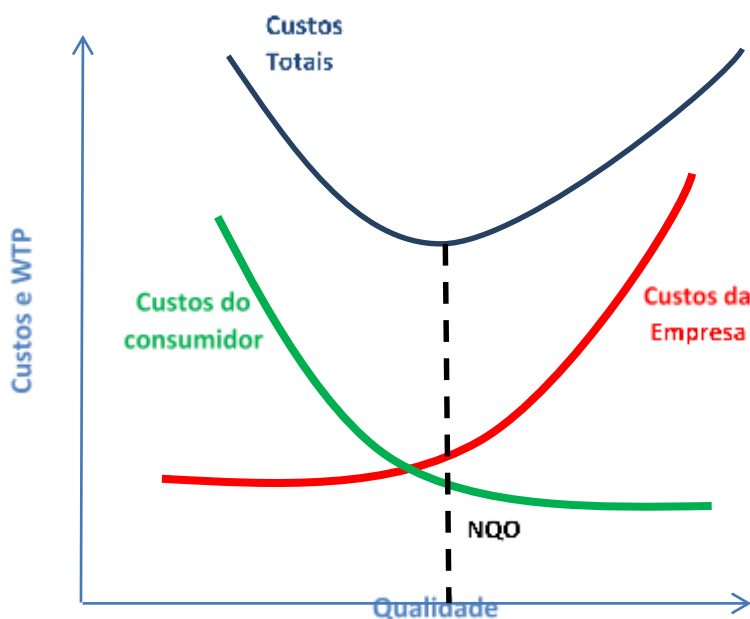
A partir das curvas da Figura 4, define-se o Nível Ótimo de Qualidade (NQO) como sendo a condição em que o benefício marginal do “Custo da Empresa”, portanto de melhoria da oferta de qualidade, é igual ao custo marginal da “Disposição a Pagar” do consumidor, portanto da demanda de qualidade. Graficamente, isso significa que as duas tangentes a cada uma das curvas são paralelas no ponto onde o nível de qualidade é NQO.



**Figura 4: Nível de qualidade ótimo – WTP e Custos da Empresa**

A curva de disposição a pagar do consumidor é, em geral, de difícil obtenção, o que recomenda na prática, aproximá-la por meio da curva dos custos incorridos. Esse conceito é ilustrado na Figura 5, onde NQO corresponde ao mínimo da curva de custos totais, que é a soma da curva de custos suportados pela empresa para oferta de cada nível de qualidade com a curva dos correspondentes custos incorridos ao consumidor. Nesse quadro, o objetivo da regulação é cuidar para que a empresa distribuidora opere nas

vizinhanças do NQO e para tal o regulador precisa conhecer as duas curvas de custos: tanto da empresa como a dos seus consumidores.



**Figura 5: Nível de qualidade ótimo – Custos do consumidor e custos da empresa**

Entretanto como apontado anteriormente, os custos ótimos de confiabilidade da rede são de difícil obtenção para o agente regulador.

Outro exemplo da aplicação dos conceitos de Munasinghe foi na Noruega, em estudo de caso feito por Growitsch *et al.* (2010). A Noruega é um país pioneiro em incorporar o custo da má qualidade nas análises de *benchmarking* de custos. O interessante do trabalho é que coloca o foco nos aspectos gerenciáveis por uma distribuidora, ou seja, prover certa qualidade do serviço de energia (confiabilidade) tem seus custos associados em termos de custos de capital (CAPEX) e operação e manutenção (OPEX). Os custos totais (TOTEX), soma do CAPEX e OPEX, aumentam conforme os níveis de qualidade requeridos. Quando a qualidade é alta, o custo marginal de melhorá-la pode ser muito alto. Desde uma perspectiva social, o processo de otimização dos consumidores com a distribuidora segue a abordagem de Munasinghe, ou seja, a qualidade ótima corresponde ao ponto de mínimo da função dos custos totais sociais (SOTEX) incluindo os custos da má qualidade para os consumidores (CENS), conforme ilustrado na Figura 6. A principal conclusão do trabalho é que a regulação da qualidade do serviço não altera significativamente o desempenho das distribuidoras em termo de qualidade, em relação à qualidade do serviço observada na época. Segundo os autores, uma razão seria que provavelmente as empresas estariam perto do ótimo econômico-social. Cabe notar que o trabalho, embora de publicação nos anos recentes, usou dados do período 2001-2004, o que pode não refletir a realidade do setor na última década.

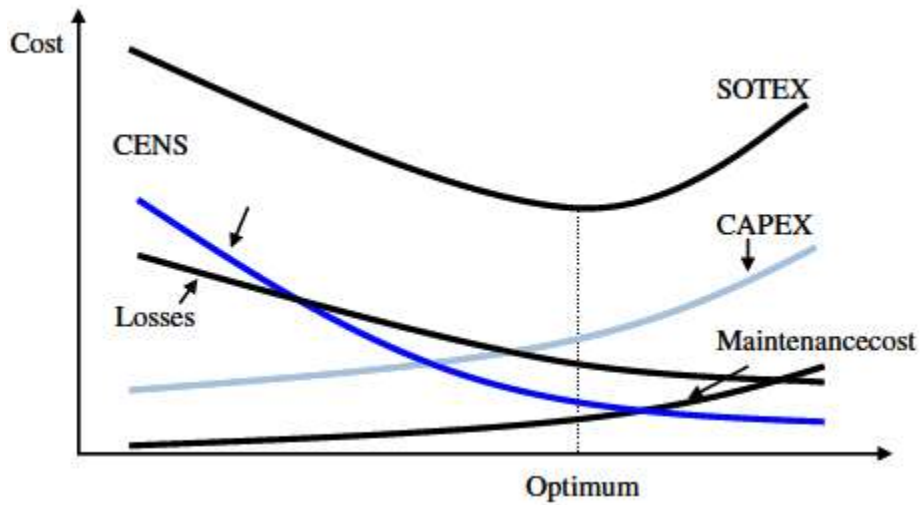


Figura 6: Substituibilidade entre os custos de interrupção (CENS) e os Custos Totais (Totex).

Fonte: Growitsch et al. (2010), Fig.1, pág. 2538



## 4 RESULTADOS PELO LADO DA DEMANDA

### 4.1 Resultados

No relatório 3a são apresentados diversos resultados de custo de interrupção, agrupados por estados, por região, por tipo de consumidores. A Tabela 1 extraída do relatório 3a foca nos resultados agrupados para o Brasil e por regiões de maneira que se possam comparar com os resultados quantitativos e qualitativos desse relatório 3b. Nesse contexto o valor em dólares do custo médio da energia não suprida para o Brasil é de 4,48 US\$/kWh, considerando a taxa de conversão de 3,50 Reais/Dólar.

**Tabela 1: 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
<b>Média Região</b>	<b>15.7</b>	<b>15.7</b>	<b>11.3</b>	<b>19.2</b>	<b>18.8</b>	<b>11.6</b>

O primeiro aspecto de comparação é sobre os cenários e a escolha dos setores. Na literatura internacional os valores de custo de interrupção são apresentados, no mínimo, para clientes residenciais e não residenciais. Também é comum a apresentação dos resultados para três setores: residencial, comercial e industrial. Eventualmente os estudos apresentam valores para os demais setores, tais como o setor de serviço público, ou de clientes rurais. Claramente a opção de escolha de clientes é relacionada com a necessidade de apresentar dados para a população ou para os principais setores econômicos, o que pode variar de país para país.

Outro fator que não foi observado na literatura é a presença de diferentes classes de cliente. Nesse ponto a análise deve levar em consideração outros aspectos, sobretudo a universalização do acesso e do consumo de energia elétrica. Grande parte dos estudos sobre custo da interrupção são feitos em países nos quais a eletrificação urbana e rural aconteceu há muitas décadas<sup>1</sup> e atualmente os estudos de custo da interrupção tem se voltado para avaliar a presença de geração distribuída (ver Schroder e Kuckshinrichs, 2015). De fato, a universalização não um tema recorrente nos estudos de custo de interrupção. Entretanto esse poderia ser o caso do Brasil, para o qual a universalização do acesso e do uso foi realizada de maneira acelerada nas últimas décadas. Em relação aos valores apresentados no relatório 3a, era esperada diferenças entre ambos clientes residenciais e residenciais baixa renda, em decorrência do modelo econômico utilizado. A diferença observada entre clientes residenciais e residenciais baixa renda pode servir de

<sup>1</sup> A Irlanda seria uma exceção.

base para comparação entre prioridades dos clientes, a serem levantadas em uma pesquisa de custo de interrupção feita diretamente com os consumidores.

O formato de apresentação de resultados observada no relatório 3a, através de valores únicos para cada setor agregado, variáveis somente pelo nível de agregação (Estado, Região, Nação) é decorrente do modelo adotado. Normalmente estudos macroeconômicos apresentam somente o valor de custo da interrupção através da ENS em R\$/kWh. Os estudos através de pesquisa direta procuram apresentar a função de custo da interrupção. Obter funções de custo da interrupção a partir de dados de custo da ENS exige um esforço pragmático, que seria facilitado caso houvesse funções (ou curvas) de custo da interrupção obtidas recentemente para o país. Como apontado na análise crítica desse relatório (capítulo 5.4) não é recomendado o uso do custo da ENS para obter a função de custo da interrupção com os dados disponibilizados.

Em relação aos valores obtidos para os três setores, nota-se que há grande proximidade dos valores. O uso de abordagem macroeconômica é apresenta valores mais confiáveis do que os apresentados através da meta-análise, como foi observado na análise crítica dos resultados. Duas questões surgem: os valores serem abaixo do esperado ou os valores serem acima do esperado. Ao analisarmos os diversos estudos sobre custo da interrupção notamos grande dispersão nos resultados.

Ao verificar-se os resultados apresentados no relatório 1 e neste relatório observa-se que os valores de custo da interrupção para clientes residenciais estaria entre R\$8,00 e R\$80,00 (convertidos para valores paridade poder de compra de 2015), nesse caso os valores obtidos no relatório 3a estariam dentro do intervalo observado, porém poderiam ser questionados como pequenos pois estão no primeiro quartil do intervalo. Por outro lado, quando se observam os resultados obtidos para os EUAs, verifica-se que os valores estão adequados. O próprio resultado final cerca 5 bilhões de Reais para o Brasil mostram que o valor é significativo, representando o maior custo total da interrupção para o caso brasileiro.

Utilizando-se de análise similar, o intervalo de valor de custo de interrupção para as atividades econômica, de acordo com a literatura observada deve estar entre R\$4,00 e R\$200,00, já excluindo os extremos. O resultado da meta análise aponta para valor entre R\$ 25-35, que assim como o valor residencial estaria no primeiro quartil. O valor observado nas regiões pelo método econométrico varia entre R\$6-30. Diferente dos clientes residenciais, o valor de custo da interrupção para os clientes com atividade econômica pode ser significativo para interrupções de pequena duração, que não impactam tanto em ENS, mas impactam em custos para os consumidores. Nesse caso o valor do custo da interrupção poderia estar sendo sub valorado. Entretanto não é possível calcular o valor de custo da interrupção sem a realização de uma pesquisa diretamente ao consumidor (ver Relatório 2). Essa análise é corroborada pela maioria dos estudos comparando custos obtidos em métodos econométricos e em métodos de pesquisa direta ao consumidor.

Assim os valores obtidos para os setores estão compatíveis com o esperado a nível internacional. Pode haver melhoria do custeio das interrupções através de pesquisa direta ao consumidor, sobretudo para os clientes com atividades econômicas. Entretanto, até que seja feita tal pesquisa, os valores levantados pelo método econométrico devem servir para

balizar políticas públicas relacionadas com a qualidade do fornecimento de energia elétrica no contexto de energia não suprida.

#### **4.2 Experiências internacionais e análise de aplicação**

A experiência internacional sugere a utilização de pesquisas de custo da interrupção ou de dados macroeconômicos para a quantificação do custo da energia não suprida em cada jurisdição ou País.

Nota-se também que não é possível se definir um valor exato ou confiável para o custo da energia não suprida utilizando-se dados de pesquisas externas. Tal valor só deve ser usado como comparativo quando não há dados de pesquisas internas. O Relatório da etapa 3a deste projeto apresenta custos das interrupções para diferentes regiões do Brasil e valores agregados do custo da energia não suprida para o país, sendo hoje o melhor valor para tal comparação. Assim, não é recomendada a utilização de valores da pesquisa internacional para definição de custo da energia não suprida no Brasil.

Os valores médios calculados para cada setor apresentados Tabela 1 aplicados ao Brasil são indicadores para verificação se os custos da interrupção calculados através de abordagem direta ou indireta estão se aproximando da realidade internacional.

A utilização de dados da função de custo da interrupção obtidos de pesquisas anteriores também não é recomendada, tal como apresentado no relatório 3.b deste projeto, ao se comparar os resultados da pesquisa de Massaud et al. (1994) e de Sullivan et al. (2015), os quais evidenciam claramente uma diferença de comportamento de custos da interrupção entre clientes industriais, comerciais, pequenos e médios e grandes consumidores ao longo das últimas décadas.

Assim o cálculo da função de custo da interrupção através de pesquisas anteriores não foi possível.

Em relação aos resultados levantados no 3.a, os valores obtidos representam realidade dos estados ou da região do País. É preferível utilizar os dados por região, que apresenta maior robustez. Não se recomenda fazer cálculos de custo da energia não suprida por município, com base no PIB municipal, pois os valores podem não ser representativos. Em relação à aplicação às concessionárias, deve-se entender que não existe valor de PIB calculado para as populações de cada distribuidora brasileira, não sendo possível a aplicação de uma metodologia seja de valor médio ou seja por função de custo de interrupção para cada concessionária.

Em relação a comparação entre abordagens diretas e indiretas para obtenção de custo da interrupção (e custo da energia não suprida) pode haver diferenças nos resultados. Por exemplo, em um estudo publicado recentemente por SCHRODER e KUCKSHINRICH (2015) procurando avaliar o custo da energia não suprida na Alemanha mostra diferenças possíveis de obtenção entre métodos diretos e indiretos, sendo muito maior a variação dos valores obtidos através de abordagens diretas como a disposição a pagar (Willingness to pay), o que é esperado, dado a diversidade de clientes.

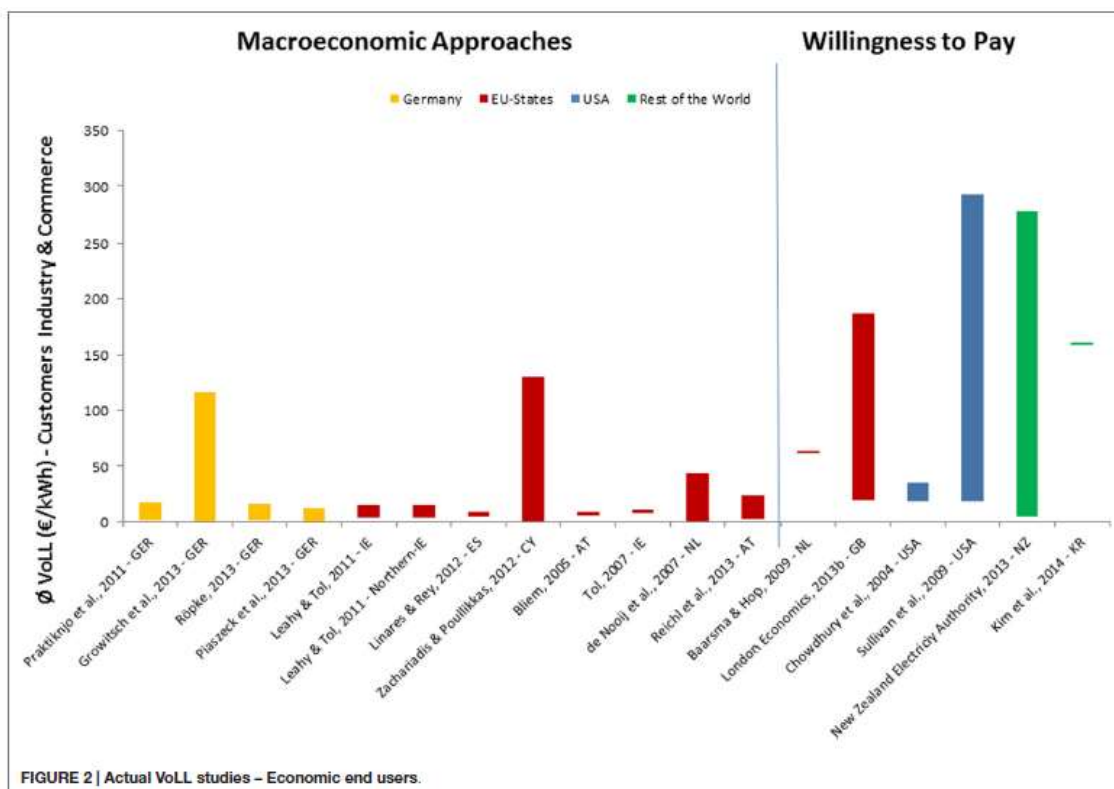


Figura 7: Custo da energia não suprida (CENS) para Alemanha, EUA e alguns países de acordo com abordagens de cálculo de custo da interrupção indiretas (Macroeconomic Approaches) e diretas (Willingness to Pay). Fonte: SCHRODER e KUCKSHINRICHS (2015)

Em relação ao uso de cenários nas pesquisas diretas o ponto fundamental é garantir que os principais impactos sejam medidos. Sullivan (2015) aponta que muitos fatores podem ser importantes no levantamento dos dados da interrupção, no entanto há poucos fatores para o cálculo do custo da interrupção. Nesse contexto é fundamental que as pesquisas aos consumidores sejam realizadas de forma a se poder comparar resultados obtidos a nível nacional.

## 5 RESULTADOS PELO LADO DA OFERTA

### 5.1 Modelo econométrico adotado

Na etapa 4 foram propostos modelos econométricos com objetivo de avaliar a atual eficiência das distribuidoras e de obter o valor marginal do incremento da confiabilidade. Nesta etapa também foram apresentados valores de DEC eficientes, caso o regulador optasse por regular o DEC meta através de análise de fronteira estocástica.

A abordagem econométrica relaciona parâmetros que expressam a confiabilidade, como por exemplo: DEC, FEC, END, com insumos agregados que impactam nesses resultados, tais como: investimentos realizados (CAPEX) e custos operacionais (OPEX), corrigidos ou parametrizados por fatores como a extensão da rede, o mercado, características área de atuação, condições socioambientais, dentre outros.

A análise econométrica permite relacionar o custo necessário para melhorar o patamar de confiabilidade, sem detalhar as ações ou as providências necessárias para atingir tal melhora.

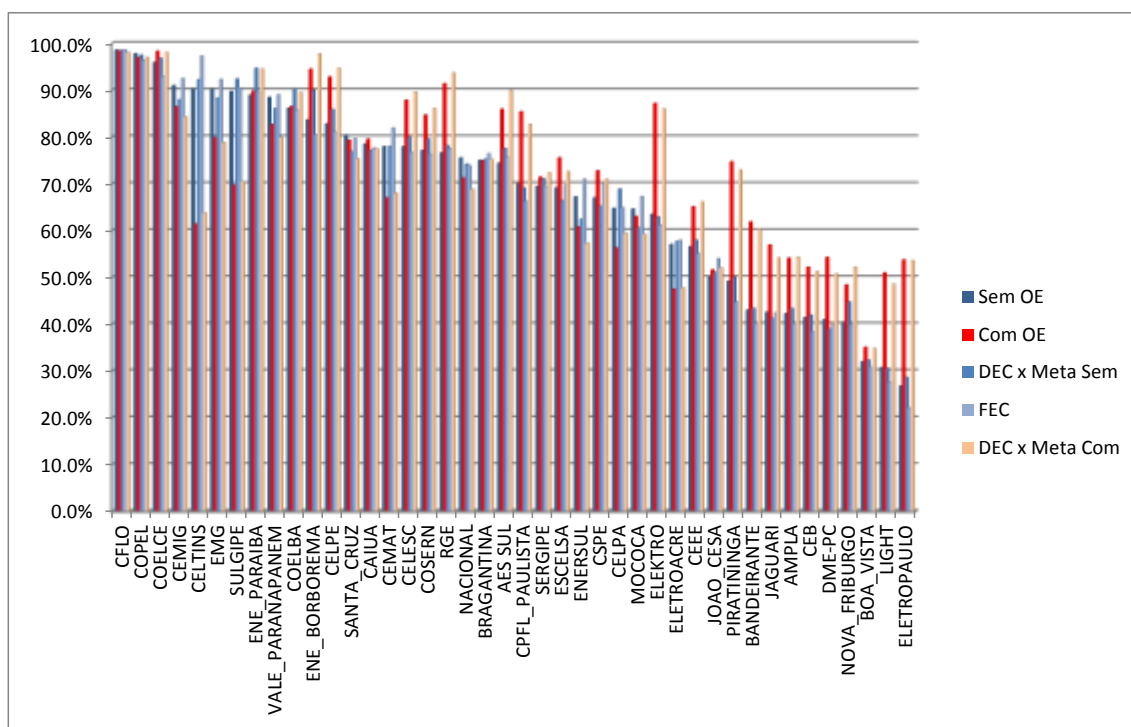
Há diversos estudos internacionais publicados que incorporam a qualidade do serviço em suas formulações, especificamente os que consideram essa variável como um componente da função de fronteira de eficiência das empresas, ao invés de considerar a qualidade como um custo adicional. A metodologia de cálculo para as funções de custo de melhoria da qualidade a metodologia proposta e aplicada na etapa 4 consiste em uma análise de fronteira estocástica paramétrica, onde os parâmetros são estimados de um modelo de dados painel, empregando o método ou algoritmo de Battese e Coelli.

Os resultados obtidos os estudos desenvolvidos são a obtenção da fronteira estocástica, do custo marginal de uma melhora na qualidade do serviço e de penalidades vinculadas ao atendimento não eficiente relacionado aos atuais padrões de qualidades oferecidos pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

Os resultados obtidos mostram que a utilização de valores do passado não é adequada para garantir a melhoria da qualidade, sendo necessária a utilização de modelos que incentivem melhorias futuras, incluindo o valor do CENS na avaliação de produtividade da empresa.

Assim, não é possível utilizar com os dados do passado para se criar uma função de custo, sendo necessário utilizar a formulação com base em incentivos futuros, considerando um modelo que aborde o custo social da energia não suprida.

Dentre os resultados, pode-se observar na Figura 8 e na Tabela 2 os escores de eficiência das distribuidoras. O Consultor sugere a consulta do relatório 4 para observação dos diversos resultados obtidos, principalmente para compreensão de porque o valor de melhoria da confiabilidade do ponto de vista econométrico diverge do valor obtido em modelos de engenharia.



**Figura 8 – Comparativa Eficiência**

Para facilitar a análise, é apresentada a tabela seguinte com os resultados dos escores obtidos para os cinco modelos analisados.

**Tabela 2 – Escores de eficiência por empresa e modelo**

Empresa	Sem OE	Com OE	DEC x Meta Sem	DEC x Meta Com	FEC	Empresa	Sem OE	Com OE	DEC x Meta Sem	DEC x Meta Com	FEC
CFLO	98.5%	98.4%	98.5%	98.0%	98.5%	CPFL_PAULISTA	70.0%	85.4%	69.0%	82.7%	66.1%
COPEL	97.7%	97.0%	97.4%	97.0%	96.4%	SERGIPE	69.4%	71.4%	71.1%	72.3%	69.4%
COELCE	95.9%	98.3%	96.8%	98.0%	92.9%	ESCELSA	69.1%	75.5%	66.4%	72.6%	69.7%
CEMIG	91.0%	86.4%	87.9%	84.2%	92.4%	ENERSUL	67.2%	60.8%	62.4%	57.3%	70.9%
CELTINS	90.2%	61.4%	92.2%	63.7%	97.2%	CSPE	67.0%	72.7%	65.1%	70.9%	69.9%
EMG	90.2%	79.8%	88.3%	78.8%	92.2%	CELPA	64.7%	56.3%	68.8%	59.4%	64.8%
SULGIPE	89.7%	69.7%	92.3%	70.4%	90.4%	MOCOCA	64.6%	63.0%	60.6%	59.2%	67.2%
ENE_PARAIBA	88.9%	89.8%	94.6%	94.5%	89.7%	ELEKTRO	63.4%	87.1%	62.9%	85.9%	61.1%
VALE_PARANA	88.4%	82.6%	86.1%	79.8%	89.0%	ELETROACRE	57.0%	47.4%	57.7%	47.7%	57.9%
COELBA	86.1%	86.5%	90.1%	89.4%	85.7%	CEEE	56.5%	65.1%	57.9%	66.1%	55.0%
ENE_BORBO	83.6%	94.5%	89.9%	97.7%	80.5%	JOAO_CESA	50.0%	51.5%	51.1%	52.0%	54.0%
CELPE	82.8%	92.8%	85.8%	94.6%	81.0%	PIRATININGA	49.1%	74.7%	50.0%	72.9%	44.7%
SANTA_CRUZ	80.3%	79.3%	76.8%	75.3%	79.6%	BANDEIRANTE	43.0%	61.8%	43.3%	60.2%	40.1%
CAIUA	78.5%	79.5%	77.1%	77.4%	77.6%	JAGUARI	42.5%	56.9%	41.2%	54.1%	42.4%
CEMAT	77.9%	67.0%	78.0%	67.9%	81.9%	AMPLA	42.2%	54.1%	43.3%	54.3%	40.1%
CELESC	77.9%	87.8%	79.9%	89.5%	76.7%	CEB	41.4%	52.1%	41.9%	51.2%	38.3%
COSERN	77.1%	84.7%	79.5%	86.0%	76.3%	DME-PC	40.9%	54.2%	39.0%	50.7%	39.9%
RGE	76.6%	91.4%	78.1%	93.6%	77.5%	NOVA_FRIBURGO	40.4%	48.4%	44.7%	52.1%	39.8%
NACIONAL	75.5%	71.2%	74.2%	68.7%	73.8%	BOA_VISTA	32.0%	35.0%	32.3%	34.8%	30.8%
BRAGANTINA	75.0%	74.9%	75.2%	75.1%	76.4%	LIGHT	30.7%	50.9%	30.5%	48.5%	27.5%
AES SUL	74.4%	85.9%	77.5%	89.9%	75.6%	ELETROPAULO	26.8%	53.7%	28.6%	53.5%	22.1%

Uma vez obtida forma paramétrica da Fronteira é possível determinar os valores do indicador DEC ótimos ou eficientes, a metodologia para obter esses indicadores consiste em operar com a função da Fronteira e despejar o valor do DEC partindo da ENS ótima.

A tabela seguinte apresenta os resultados do DEC eficiente ou meta que pode ser obtido da fronteira para as modelagens que consideram os Capex sem e com Obrigações

Especiais, adicionalmente se inclui o valor do DEC Meta estabelecido pela ANEEL para o ano 2013.

**Tabela 3 – Comparação DEC Eficiente x DEC Meta**

Empresa	Ano	DEC Real	DEC Efic Sem OE	DEC Efic Com OE	DEC Meta	Empresa	Ano	DEC Real	DEC Efic Sem OE	DEC Efic Com OE	DEC Meta
CFLO	2013	7.0	7.0	11.3	8.4	CPFL PAULISTA	2013	8.8	6.5	7.5	8.3
COELCE	2013	11.0	11.0	10.4	13.8	ELEKTRO	2013	11.6	8.5	10.9	9.3
CELTINS	2013	42.1	41.6	26.1	34.6	ENERSUL	2013	13.5	9.5	8.2	14.2
CEMIG	2013	14.9	14.5	10.4	12.1	AES SUL	2013	29.1	20.2	23.3	14.0
VALE PARANAPANEMA	2013	7.8	7.5	9.3	11.3	CSPE	2013	12.4	8.5	13.5	10.7
COPEL	2013	16.3	15.3	12.6	12.9	ESCELSA	2013	16.4	11.1	12.1	10.4
ENE. MINAS GERAIS	2013	12.3	11.4	11.2	11.9	MOCOCA	2013	5.6	3.6	5.8	11.8
ENE. PARAÍBA	2013	25.0	23.1	23.5	25.7	CELPA	2013	88.9	53.5	38.3	36.4
SULGIPE	2013	16.8	15.5	14.3	19.5	CEEE	2013	31.5	17.9	19.3	14.5
COELBA	2013	30.8	26.4	21.5	18.0	JAGUARI	2013	6.1	3.2	7.2	9.5
CELESC	2013	18.1	15.3	15.5	15.6	PIRATININGA	2013	9.4	4.9	8.3	7.7
ENE. BORBOREMA	2013	12.2	10.2	16.1	14.3	ELETROACRE	2013	78.6	40.0	38.2	42.6
CELPE	2013	28.3	23.2	23.6	16.8	JOAO CESA	2013	8.3	4.1	10.8	11.0
CAIUA	2013	11.3	9.2	12.0	9.0	ENE. NOVA FRIBURGO	2013	8.6	4.2	8.2	12.4
BRAGANTINA	2013	15.3	12.3	16.1	11.3	BANDEIRANTE	2013	9.6	4.4	7.0	9.4
SANTA CRUZ	2013	9.3	7.3	9.4	11.9	CEB	2013	18.1	7.6	11.3	11.8
CEMAT	2013	33.6	26.5	20.1	27.0	AMPLA	2013	27.7	11.3	15.2	12.7
NACIONAL	2013	9.1	7.2	10.0	10.2	DME-PC	2013	5.0	1.7	4.0	8.0
COSERN	2013	18.3	14.1	16.3	16.1	ELETROPAULO	2013	13.2	4.3	8.8	8.5
RGE	2013	22.9	17.5	19.8	14.9	LIGHT	2013	20.4	5.8	9.8	9.1
ENE. SERGIPE	2013	20.1	14.9	17.4	14.7	BOA VISTA	2013	98.2	27.7	46.5	20.2

Na tabela acima se pode ver que geralmente os valores da Meta estabelecida pela ANEEL são próximos aos valores eficientes seja com o sem Obrigações Especiais.

Para alguns casos a meta é muito exigente como no caso AES SUL com valores do DEC eficientes de 20 e DEC Meta de 14, para outras empresas a situação é inversa, ou seja, a meta não exige manutenção do padrão atual, assim para DME-PC a meta é 8 quando o DEC eficiente é 4.

Finalmente, a figura seguinte apresenta a comparação dos valores do DEC eficiente apurado com Obrigações Especiais com o DEC Meta, assim como também a diferença Eficientes – Meta.

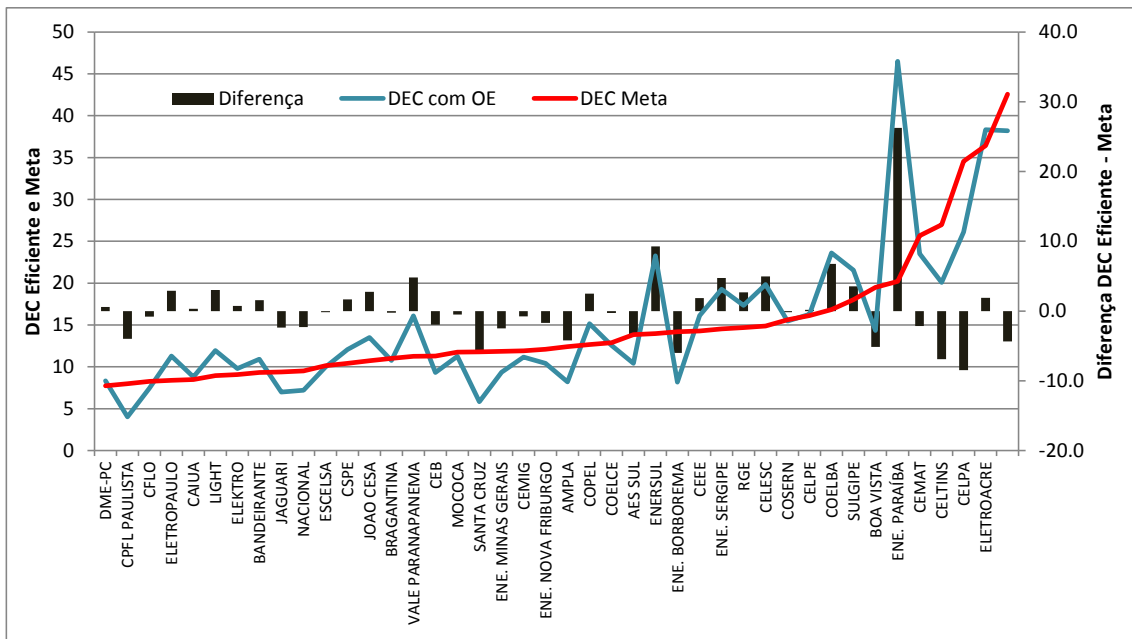


Figura 9 – DEC Eficiente X DEC Meta



## 6 INCLUSÃO DO CENS NO ARCABOUÇO REGULATÓRIO

A seguir é apresentada uma metodologia que propõe a inclusão do Custo da Energia Não Suprida (CENS) como medida de qualidade, no arcabouço regulatório do serviço de distribuição de energia elétrica.

A metodologia geral proposta consiste em substituir o incentivo atual para a melhora na qualidade por um esquema que considera os custos sociais da má qualidade, como será descrito neste capítulo.

O esquema atualmente vigente é complexo e não considera adequadamente os custos associados com a má qualidade, além do que não faz um correto benchmarking das empresas comparáveis.

### 6.1 Esquema de Incentivo à melhora da Qualidade

O esquema proposto consiste no desenvolvimento de uma série de passos que são apresentadas a seguir:

- 1) **Determinação de Produtividade Média da Indústria:** em acordo com a metodologia atualmente aplicada, se propõe calcular de maneira ex-post a PTF para incorporar os ganhos de escala. Nesse cálculo o produto empregado é a energia faturada para cada um dos níveis de tensão (AT, MT e BT), no que diz respeito aos insumos, são considerados os Custos Operacionais (Opex) e as Despesas de Capital (Capex).

A PTF é o elemento base ou chave do Fator X (componente Pd); para apurar a PTF média é considerada a média simples das produtividades de cada uma das empresas. Onde a produtividade de cada uma das empresas é determinada mediante a média geométrica dos valores de PTF da empresa analisada, para cada um dos anos considerados. Esses valores de PTF para cada empresa devem ser apurados mediante a aplicação de índices geralmente aceitos como são o Tornqvist ou Malmquist.

- 2) **Incentivo para melhorar a Qualidade:** consiste em um ajuste no Valor da Parcela B através do componente Pd do Fator X, o qual propõe-se que seja específico para cada uma das empresas e leve em conta os custos sociais das interrupções e um balanço entre os investimentos para melhorar a qualidade e os custos associados às interrupções. Os passos do incentivo proposto são os seguintes:
  - Inclusão do custo social de má qualidade na determinação da Produtividade Total de Fatores: para cada um dos anos do ciclo tarifário é calculada a Produtividade Total dos Fatores (PTF), mas considerando a inclusão de um insumo adicional dado pelo custo social de energia não suprida. O Custo da Energia Não Suprida é apurado mediante a seguinte formulação:

$$CENS_s = (DEC_{real} - DEC_{meta}) \frac{Mercado_{Total}}{8760} CENS$$

Um ponto importante a destacar é que a proposta considera o termo  $(DEC_{real} - DEC_{meta})$ , como uma medida do nível de cumprimento das metas de qualidade, e esse termo pode ter sinais positivos (DEC real maior do que a meta), ou negativos (DEC real menor do que a meta), na Nota Técnica ANEEL 407/2014, os desvios negativos não foram considerados, mas sua inclusão na presente proposta possibilita reduzir os custos totais das empresas que têm boa qualidade, assim elas aparecem como eficientes na metodologia para

determinar o Fator X.

- **Consistência Teórica:** para cada uma das empresas se determina a **PTF Plus**, a qual inclui os custos sociais da energia não suprida; assim a **PTF plus** considera o *trade-off* entre investimentos e qualidade dos serviços, ou seja, as empresas que tenham sobre investido para reduzir seus CENS apresentarão também menores níveis de **PTF plus**. Nesse contexto o equilíbrio entre menor ENS e consequentemente menores custos associados à ENS, e os maiores custos derivados dos investimentos para reduzir a ENS, é incorporado em forma automática no incentivo.
- **Normalização:** os valores da PTF para cada uma das empresas são normalizados para que fiquem no intervalo -1 e 1.
- **Determinação do Ajuste do VPB:** a seguinte atividade consiste em determinar a porcentagem do VPB que é razoável ajustar desde o ponto de vista regulatório, atualmente essa porcentagem é estabelecida em 2% anuais.
- **Determinação do Fator Xq:** esse fator é determinado pelo produto do Ajuste do VPB vezes a **PTF plus** normalizada, assim, as empresas que apresentam valores de PTF *plus* positivos, ou seja, são produtivas e eficientes na gestão de seus negócios, e têm boa qualidade dos serviços podem ter incrementos na tarifa, no contrário, as empresas ineficientes e com má qualidade vão ter reduções das tarifas. O limite do ajuste nas tarifas é determinado pela ANEEL no ponto acima descrito.

## 6.2 Aplicabilidade do Esquema Proposto

O esquema de incentivo à melhora na qualidade acima proposto verifica uma série de requisitos mínimos que fazem a sua aplicação adequada e oportuna, esses requisitos são os seguintes:

- **Consistência Teórica:** o esquema incorpora os princípios de minimização de custos totais, ou seja, Capex, Opex e CENS. Esse é um ponto a destacar, desde que o esquema inclui não só os custos privados das empresas também incorpora o CENS que tem uma valoração social.
- **Consistência Temporal:** o esquema é um esquema prospectivo que determina as regras do jogo para os seguintes períodos, assim, os participantes da indústria podem internalizar o incentivo e definir suas ações para otimizar seu benefício.
- **Consistência Regulatória:** o esquema proposto é aderente com a metodologia empregada para a determinação do Fator X, pelo que não representa mudanças significativas no arcabouço regulatório.
- **Simplicidade:** a metodologia é relativamente simples, pelo que pode ser implementada sem requer desenvolver estudos específicos ou dispor de softwares para tais fins.

## 6.3 Aplicação do Esquema Proposto

Na presente seção é desenvolvido um exemplo de aplicação prática da metodologia proposta, com a finalidade de ilustrar os passos e atividades a realizar no processo de inclusão do incentivo à melhora da qualidade na determinação tarifária.

### 6.3.1 Determinação de PTF da Indústria

A determinação da PTF da indústria é feita mediante a aplicação da metodologia do índice de Tornqvist de Produtividade Total dos Fatores, qual apresenta a seguinte especificação:

$$\ln\left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}}\right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln\left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}}\right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (E_{jt} + E_{jt-1}) \ln\left(\frac{x_{jt}}{x_{jt-1}}\right)$$

onde:

- $Y$  = quantidade do produto;
- $X$  = quantidade do insumo;
- $S_i$  = participação do produto  $i$  no valor agregado dos produtos;
- $E_j$  = participação do insumo  $j$  no custo total dos insumos;

No exemplo desenvolvido, o insumo considerado é o Totex, ou seja, a soma dos Custos Operacionais e os Custos de Capital, assim, seguindo a metodologia estabelecida na AP 023/2014, ambos os insumos são considerados conjuntamente.

No referente com os produtos, é considerada a energia faturada para cada um dos níveis de tensão, os pesos dos produtos são os empregados na AP 023/2014.

Os resultados obtidos são apresentados na seguinte tabela, onde se pode ver que a PTF da indústria é 1,67% para o período considerado 2006-2012. Essa PTF foi calculada sem expurgar os valores *outliers*.

Tabela 4 – PTF da Indústria

GANHOS DE PRODUTIVIDADE									
Empresa	Código	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	M.Geo
AES-SUL	D01	1.01	1.00	0.98	0.99	1.00	0.98	1.03	<b>1.00</b>
AMAZONAS	D02	0.96	1.00	0.99	0.95	1.08	0.85	1.20	<b>1.00</b>
AMPLA	D03	0.97	0.99	0.98	1.00	1.05	1.06	1.05	<b>1.01</b>
BANDEIRANTE	D04	0.99	1.08	1.06	0.98	1.12	1.02	1.05	<b>1.04</b>
BOA VISTA ENERGIA	D05	0.91	0.95	0.95	1.09	1.07	1.03	1.14	<b>1.02</b>
CAIUA	D06	1.03	1.07	0.95	1.15	1.07	0.97	1.05	<b>1.04</b>
CEAL	D08	0.95	0.98	1.06	0.90	1.08	1.00	1.11	<b>1.01</b>
CEB	D09	1.09	1.10	1.15	1.01	0.95	1.05	1.02	<b>1.05</b>
CEEE	D10	1.02	1.01	1.01	0.95	0.96	1.09	0.93	<b>0.99</b>
CELESC	D11	0.94	1.05	1.02	1.06	0.96	1.10	1.08	<b>1.03</b>
CELG	D12	0.89	1.10	1.09	0.98	1.13	1.08	1.10	<b>1.05</b>
CELPA	D13	0.97	1.03	1.06	0.85	1.14	0.98	0.88	<b>0.98</b>
CELPE	D14	0.95	1.03	1.08	1.03	0.99	1.09	0.96	<b>1.02</b>
CELTINS	D15	0.91	1.00	1.02	1.12	1.13	1.08	0.94	<b>1.03</b>
CEMAR	D16	1.04	1.11	0.95	0.98	1.03	0.95	1.01	<b>1.01</b>
CEMAT	D17	0.91	1.03	1.02	0.99	1.11	0.97	0.99	<b>1.00</b>
CEMIG	D18	0.95	1.00	1.08	0.98	1.06	1.09	1.05	<b>1.03</b>
CEPISA	D19	0.98	1.05	1.01	0.95	1.10	1.04	1.09	<b>1.03</b>
CFLO	D22	0.97	0.99	0.96	1.04	1.02	1.11	0.99	<b>1.01</b>
CHESP	D23	0.94	0.90	1.03	0.99	1.11	0.96	1.03	<b>0.99</b>
CJE	D24	1.15	1.03	1.12	1.05	1.01	1.05	1.13	<b>1.07</b>
MOCOCA	D25	1.06	1.04	1.24	1.03	0.91	0.96	1.10	<b>1.04</b>
SANTA CRUZ	D26	0.96	1.04	1.09	1.17	0.94	0.99	1.13	<b>1.04</b>
NACIONAL	D27	1.03	1.01	0.95	1.05	1.11	0.95	1.05	<b>1.02</b>
COCEL	D28	0.96	0.89	1.15	0.99	1.09	1.02	1.03	<b>1.02</b>
COELBA	D29	0.99	1.03	1.09	1.05	1.05	0.96	0.95	<b>1.02</b>
COELCE	D30	0.99	0.95	1.05	1.04	1.15	1.01	1.04	<b>1.03</b>
COOPERALIANÇA	D31	0.94	0.99	1.01	0.98	1.16	1.01	1.23	<b>1.04</b>
COPEL	D32	0.96	1.01	0.99	0.94	1.07	1.00	1.02	<b>1.00</b>
COSERN	D33	0.96	1.05	1.08	1.00	1.03	1.02	1.01	<b>1.02</b>
CPEE	D34	0.99	1.01	1.10	1.10	1.02	0.99	1.07	<b>1.04</b>
PIRATININGA	D35	0.99	1.03	1.09	1.01	1.04	1.03	1.06	<b>1.04</b>
CPFL PAULISTA	D36	1.00	1.05	1.03	0.99	1.01	1.01	1.01	<b>1.01</b>
CSPE	D37	1.00	1.01	1.09	1.16	0.96	1.02	0.99	<b>1.03</b>
DEMEI	D38	1.07	1.02	0.79	1.02	0.97	1.12	1.04	<b>1.00</b>
DME-PC	D39	1.01	0.92	0.94	0.95	1.02	0.99	1.01	<b>0.98</b>
EBO	D40	1.01	0.96	1.04	0.93	1.11	1.03	1.01	<b>1.01</b>
EVP	D41	1.07	1.04	1.00	0.99	1.06	0.95	1.01	<b>1.02</b>
BRAGANTINA	D42	1.00	1.02	0.97	1.10	1.09	0.99	1.12	<b>1.04</b>
JOAO CESA	D43	0.74	0.92	0.93	0.91	1.15	0.93	1.12	<b>0.95</b>
EFLUL	D44	1.09	1.11	1.00	0.99	1.24	0.89	0.97	<b>1.04</b>
ELEKTRO	D45	1.00	1.04	1.05	1.03	1.09	1.00	1.11	<b>1.04</b>
ELETROACRE	D46	0.94	1.02	1.04	0.80	1.09	0.95	1.19	<b>1.00</b>
ELETROCAR	D47	0.92	0.98	1.02	0.97	0.97	1.02	0.88	<b>0.97</b>
ELETROPAULO	D48	1.03	1.01	1.05	1.00	1.07	1.05	1.00	<b>1.03</b>
SANTA MARIA	D49	1.05	0.94	1.05	0.97	1.06	0.92	1.10	<b>1.01</b>
EMG	D50	1.12	1.00	1.05	0.99	1.00	0.97	1.04	<b>1.02</b>
ENERSUL	D51	0.88	1.01	1.05	1.04	1.05	1.03	1.02	<b>1.01</b>
ENF	D52	0.99	1.01	1.01	1.00	1.11	0.93	1.02	<b>1.01</b>
EPB	D53	1.02	0.89	0.83	1.20	1.12	1.02	1.04	<b>1.01</b>
ESCELSA	D54	0.95	1.02	1.07	0.96	1.06	1.04	1.07	<b>1.02</b>
ESE	D55	1.01	0.90	1.06	1.07	1.01	1.02	0.98	<b>1.01</b>
HIDROPAN	D57	0.89	1.01	1.08	1.00	1.12	1.00	0.92	<b>1.00</b>
IENERGIA	D58	0.80	0.87	1.39	1.16	1.43	1.01	0.90	<b>1.05</b>
LIGHT	D60	0.98	1.00	1.06	1.04	0.99	1.01	1.00	<b>1.01</b>
MUXFELDT	D61	0.98	0.99	1.00	0.99	1.08	1.08	1.09	<b>1.03</b>
RGE	D62	0.99	1.07	1.03	1.00	1.00	1.07	1.01	<b>1.02</b>
SULGIPE	D63	0.92	1.05	0.99	0.88	1.03	1.03	1.03	<b>0.99</b>
UHENPAL	D64	0.94	0.69	0.93	0.89	1.20	1.20	1.00	<b>0.96</b>
MÉDIA GEOMÉTRICA		0.98	1.00	1.03	1.00	1.06	1.01	1.04	<b>1.02</b>
		-2.27%	-0.11%	2.97%	0.43%	6.18%	1.17%	3.52%	<b>1.67%</b>

### 6.3.2 Incentivos para melhorar a Qualidade

O passo seguinte é incluir uma medida de qualidade como insumo para calcular a PTF, essa medida é o desvio do valor do DEC real com relação à Meta, com esse desvio é apurada a Energia Não Suprida a qual logo é valorizada pelo custo das interrupções obtido no Relatório 3.

**Tabela 5 – Custo Social da Energia Não Suprida (mil R\$)**

Empresa	cod	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Média
COELCE	D30	-81,615	-77,377	-97,284	-102,189	-120,625	-115,652	-98,314	-100,629	-46,859	-45,520	-88,607
CEMAR	D16	-137,432	-129,216	-77,247	-61,912	-113,421	-102,143	-87,854	-98,377	-51,213	37,856	-82,096
CPFL	D36	-115,066	-121,619	-81,575	-53,811	-23,152	-28,285	19,111	-112,032	128,467	48,044	-33,992
PIRATININGA	D35	-59,605	-61,259	-26,531	-59,925	-47,872	-46,957	97,313	11,330	-8,156	-42,463	-24,413
CEMAT	D17	-92,877	-46,852	-42,357	-58,281	-41,083	-35,840	-1,057	16,309	7,303	111,514	-18,322
CELESC	D11	22,816	-7,746	-78,669	-70,848	-24,960	-33,353	-51,109	-17,003	63,747	55,578	-14,155
ELETROACRE	D46	-24,737	-25,983	-30,895	-31,962	-28,099	-29,353	-5,322	6,493	3,064	59,268	-10,753
EVP	D41	-7,387	-11,051	-6,301	-5,831	-6,699	-8,028	-6,621	-8,213	-8,645	-6,583	-7,536
SANTACRUZ	D26	-4,918	-5,043	-5,741	-5,736	-6,868	-6,989	-7,216	-7,170	-3,767	-6,988	-6,044
COSERN	D33	-26,146	-15,646	-14,779	-15,823	-12,576	-9,345	-743	-2,453	16,497	22,773	-5,824
BOA VISTA	D05	-8,651	-6,202	1,313	265	3,240	5,597	3,363	-4,689	-15,330	-14,695	-3,579
JAGUARI	D24	-5,646	-5,614	-4,060	-6,444	-4,360	-3,379	521	-808	-145	-4,955	-3,489
ENERSUL	D51	-15,319	-24,133	-14,991	25	1,488	1,390	4,833	-10,248	-1,407	32,199	-2,616
DME-PC	D39	-2,401	-858	-2,225	-3,472	-3,631	-2,243	-3,269	-3,761	-2,407	-1,554	-2,582
MOCOCA	D25	-2,238	-3,185	-2,017	-2,441	-3,539	-2,133	-1,913	-3,148	-2,304	-2,160	-2,508
CNEE	D27	-4,405	-2,455	-5,234	-3,085	-2,109	-2,122	-2,914	-2,600	2,639	-1,815	-2,410
SANTA MARIA	D49	-3,070	-2,576	-2,122	-2,662	-2,395	-1,080	1,207	-3,059	-1,972	-3,575	-2,130
SULGIPE	D63	-4,522	-4,365	-2,662	-1,094	-1,722	-802	-1,296	-1,785	-1,076	612	-1,871
CPEE	D34	-3,773	-3,032	-558	-2,365	-2,784	-1,410	149	-852	-352	-718	-1,569
PANAMBI	D57	-252	-113	-640	-2,457	-809	-1,911	-2,722	-2,235	-2,312	-118	-1,357
CFLO	D22	-1,173	-1,488	-1,563	-1,772	-1,443	-1,723	-1,287	-1,419	-1,039	-661	-1,357
FORCEL	D56	-633	-567	-622	-729	-857	-854	-881	-884	-816	-825	-767
MUXFELDT	D61	-388	-82	-767	-865	-518	-996	-856	-1,038	-1,015	-927	-745
CHESP	D23	-1,088	-801	-98	-525	-326	-31	-352	-1,110	-310	-81	-472
CAIUA	D06	-724	-3,844	-1,027	-233	1,527	-2,530	269	-251	-774	3,121	-446
CSPE	D37	-1,469	-2,436	-1,180	155	1,215	-1,735	-943	-1,062	330	3,356	-377
COOPERALIANÇA	D31	-830	-825	-739	488	-160	-3	-87	-274	-127	63	-249
URUSSANGA	D44	-436	-289	-420	-671	-216	-348	-43	-462	654	-260	-249
BRAGANTINA	D42	-8,836	-7,058	-6,857	-5,129	325	1,035	627	143	13,441	12,903	59
NOVA PALMA	D64	-140	120	550	548	-66	-459	-688	10	19	749	64
JOÃO CESA	D43	133	231	190	135	129	23	17	-66	27	-101	72
XANXERÊ	D58	613	-746	-1,312	-571	-659	-908	-777	-53	245	5,185	102
CERON	D20	-5,030	-18,893	-18,426	-13,912	-6,687	-2,446	2,543	4,819	26,589	32,998	155
DEMEI	D38	318	340	27	736	-344	669	215	-207	2,025	1,761	554
ELETROCAR	D47	863	2,235	1,100	1,793	5,777	964	854	-459	1,894	1,634	1,665
CELB	D40	-1,432	2,180	3,676	591	284	2,519	2,578	-52	2,358	5,486	1,819
COELBA	D29	-134,407	-131,217	-97,995	-94,826	-86,778	-75,961	-15,044	263,837	202,469	196,374	2,645
COCEL	D28	901	2,168	1,431	2,536	3,611	2,874	3,606	4,603	1,810	4,326	2,787
CATLEO	D50	1,857	2,463	1,633	3,514	5,590	11,522	17,391	7,561	5,270	3,676	6,048
ESCELSA	D54	-5,142	11,859	12,905	-22,430	19,611	15,529	30,709	-10,973	17,398	8,723	7,819
CELTINS	D15	-4,461	-6,275	-14,858	3,245	7,233	13,198	28,155	24,940	16,726	20,617	8,852
ENERGIPE	D55	-256	-23	-729	2,545	7,815	25,025	13,383	54,401	30,268	16,011	14,844
AMAZONAS	D02	95,964	-161,648	-57,458	-161,998	66,644	65,498	110,636	135,209	-6,733	94,772	18,089
CEAL	D08	21,551	16,794	16,988	15,815	9,195	4,662	13,857	-36,255	61,023	77,429	20,106
CEB	D09	-123,500	-109,118	-112,203	-56,320	-6,025	44,038	79,366	64,574	179,793	281,947	24,255
EPB	D53	-17,327	19,567	40,411	51,749	16,551	16,049	53,596	6,108	15,102	43,851	24,566
ENF	D52	27,477	25,595	27,350	28,746	30,354	36,293	41,611	2,887	125,674	541	34,653
CELPE	D14	-73,273	-20,538	-31,196	-10,939	2,831	28,556	66,630	156,006	138,787	124,172	38,104
BANDEIRANTE	D04	-36,791	-81,613	-17,829	-22,131	421	71,167	117,919	193,329	99,233	69,331	39,304
CEPISA	D19	25,145	36,238	41,061	39,826	31,928	54,738	41,155	38,215	45,959	40,987	39,525
ELEKTRO	D45	26,363	35,473	49,193	50,605	32,278	16,191	104,108	68,806	89,686	119,398	59,210
COPEL	D32	189,361	98,090	62,869	120,669	104,996	81,408	79,458	-3,425	-25,422	36,304	74,431
RGE	D62	72,536	80,067	118,143	78,332	72,151	74,721	67,871	67,389	92,901	122,186	84,630
CELG	D12	2,473	30,978	86,759	34,604	90,712	93,210	129,989	84,109	72,151	458,173	108,316
CEMIG	D18	30,419	-18,936	44,153	94,907	115,410	146,223	158,585	105,743	221,524	283,562	118,159
CEEE	D10	72,782	64,578	102,011	163,566	169,804	166,571	196,116	145,089	129,449	233,395	144,336
AES SUL	D01	121,566	90,176	171,225	149,268	199,439	208,696	222,575	147,033	175,397	284,110	176,948
ELETROPAULO	D48	3,206	54,189	85,673	39,457	169,864	258,976	930,602	485,171	636,114	407,154	307,041
AMPLA	D03	294,683	242,074	313,874	202,088	143,122	104,139	391,162	715,588	422,237	419,023	324,799
LIGHT	D60	26,451	-6,456	51,399	-9,960	118,145	326,538	651,235	1,056,956	735,432	1,025,670	397,541
CELPA	D13	42,363	56,734	120,214	241,731	488,242	810,835	936,660	1,305,515	1,301,845	1,318,470	662,261

Na tabela acima se pode ver que, na média para todo o período analisado quase a metade das empresas apresentam valores de DEC menores do que a Meta, e consequentemente têm uma redução nos custos Totais quando é incluída a qualidade valorizada.

### 6.3.3 Cálculo da PTF plus para cada empresa da indústria

Uma vez determinado o custo social da energia não suprida é calculada a PTF plus para cada uma das empresas, a metodologia é novamente o índice de Tornqvist, mas a especificação dos insumos muda para incluir o custo da qualidade nos custos totais.

Como se pode ver na tabela seguinte, a inclusão da qualidade na estimação das PTF gera uma queda da PTF média da indústria que passa de 1.68% para 0.21%.

O objetivo na presente etapa da análise é calcular a PTF plus para cada uma das empresas, essa porcentagem é obtida como a média geométrica dos valores da PTF de cada uma das empresas para todos os anos do período analisado.

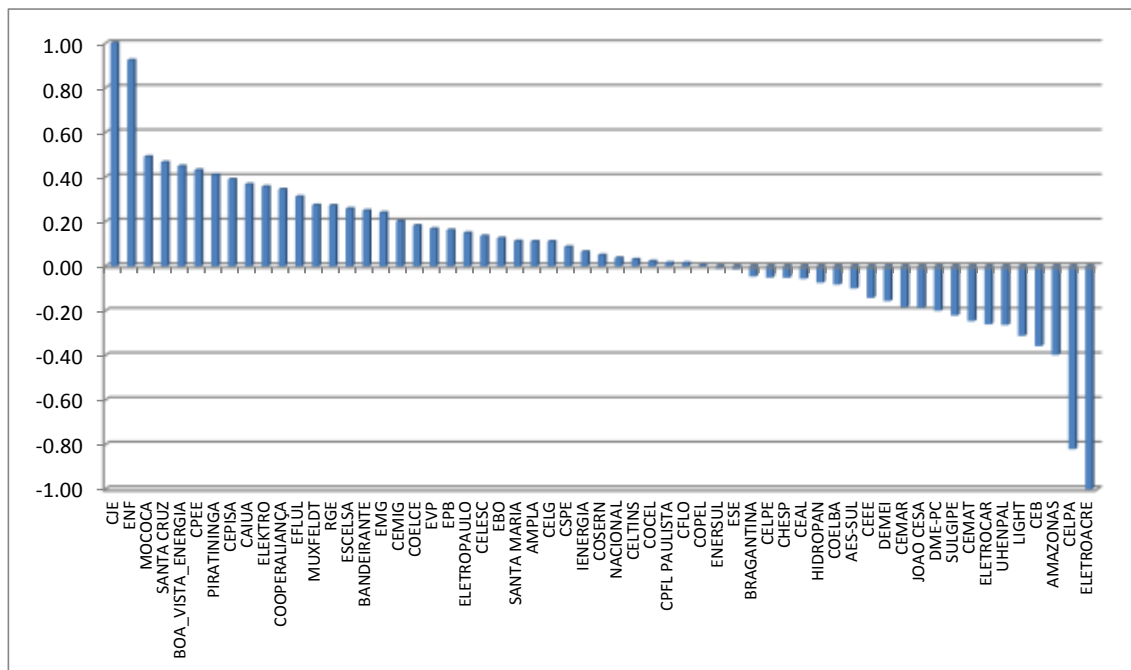
### 6.3.4 Normalização dos valores da PTF plus

Uma vez determinados os valores da PTF para cada uma das empresas, esses valores são normalizados para que fiquem no intervalo -1 e 1.

Tabela 6 – PTF plus com Qualidade

GANHOS DE PRODUTIVIDADE											
Empresa	Código	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	M.Geo	% TFP	Ajuste
AES-SUL	D01	1.05	0.93	0.98	0.98	1.12	0.96	0.90	0.99	-1.3%	-0.10
AMAZONAS	D02	1.51	0.44	1.00	0.88	1.08	1.11	0.98	0.95	-5.3%	-0.40
AMPLA	D03	1.08	1.04	1.02	0.83	0.87	1.24	1.05	1.01	1.1%	0.11
BANDEIRANTE	D04	0.99	1.04	0.97	0.93	1.02	1.14	1.09	1.02	2.4%	0.25
BOA VISTA ENERGIA	D05	0.93	0.92	0.93	1.11	1.16	1.15	1.13	1.04	4.3%	0.45
CAIUA	D06	1.02	1.05	0.99	1.12	1.07	0.98	1.01	1.04	3.5%	0.37
CEAL	D08	0.96	1.00	1.07	0.88	1.24	0.79	1.07	0.99	-0.7%	-0.06
CEB	D09	0.96	0.98	1.02	0.94	0.99	0.88	0.90	0.95	-4.8%	-0.36
CEEE	D10	0.95	1.01	1.02	0.93	1.02	1.10	0.86	0.98	-1.9%	-0.14
CELESC	D11	0.92	1.02	1.02	1.08	0.93	1.04	1.09	1.01	1.3%	0.14
CELG	D12	0.93	1.05	1.08	0.96	1.17	1.09	0.82	1.01	1.1%	0.11
CELPA	D13	0.85	0.82	0.83	0.86	0.92	1.01	0.96	0.89	-10.9%	-0.82
CELPE	D14	0.92	1.01	1.05	0.99	0.92	1.10	0.99	0.99	-0.7%	-0.05
CELTINS	D15	0.83	0.98	1.00	1.05	1.14	1.12	0.94	1.00	0.3%	0.03
CEMAR	D16	1.00	1.27	0.90	0.93	1.03	0.87	0.89	0.98	-2.4%	-0.18
CEMAT	D17	0.93	0.99	1.01	0.93	1.08	0.99	0.87	0.97	-3.3%	-0.25
CEMIG	D18	0.94	1.00	1.07	0.98	1.07	1.05	1.03	1.02	1.9%	0.20
CEPISA	D19	0.99	1.08	0.95	1.00	1.12	1.02	1.11	1.04	3.7%	0.39
CFLO	D22	0.98	0.96	0.96	1.02	1.03	1.09	0.97	1.00	0.1%	0.01
CHESP	D23	0.97	0.89	1.01	1.01	1.17	0.91	1.01	0.99	-0.7%	-0.05
CIE	D24	1.36	0.89	1.08	0.84	1.09	1.01	1.56	1.10	9.5%	1.00
MOCOCA	D25	1.09	1.12	1.16	1.01	0.97	0.90	1.10	1.05	4.7%	0.49
SANTA CRUZ	D26	0.95	1.06	1.10	1.19	0.93	0.95	1.18	1.04	4.4%	0.47
NACIONAL	D27	0.97	0.97	0.94	1.07	1.10	0.84	1.17	1.00	0.4%	0.04
COCEL	D28	0.91	0.87	1.17	0.97	1.05	1.15	0.94	1.00	0.2%	0.02
COELBA	D29	0.98	1.03	1.08	1.00	0.88	1.00	0.96	0.99	-1.1%	-0.08
COELCE	D30	0.99	0.96	1.04	1.02	1.15	0.94	1.04	1.02	1.7%	0.18
COOPERALIANÇA	D31	0.86	1.03	1.00	0.98	1.18	1.00	1.21	1.03	3.3%	0.34
COPEL	D32	0.93	1.02	1.00	0.95	1.12	1.01	0.99	1.00	0.0%	0.00
COSERN	D33	0.96	1.03	1.07	0.97	1.04	0.96	1.00	1.00	0.5%	0.05
CPEE	D34	1.06	1.03	1.05	1.04	1.06	0.97	1.09	1.04	4.1%	0.43
PIRATININGA	D35	1.05	1.00	1.09	0.79	1.19	1.07	1.13	1.04	3.9%	0.41
CPFL PAULISTA	D36	0.98	1.03	1.04	0.96	1.10	0.87	1.06	1.00	0.1%	0.02
CSPE	D37	0.96	0.98	1.19	1.13	0.96	0.97	0.90	1.01	0.8%	0.09
DEMEI	D38	0.99	1.16	0.71	1.06	1.00	0.94	1.06	0.98	-2.1%	-0.16
DME-PC	D39	1.05	0.91	0.90	0.97	1.03	0.96	0.99	0.97	-2.7%	-0.20
EBO	D40	1.11	0.97	0.99	0.93	1.17	0.98	0.96	1.01	1.2%	0.13
EVP	D41	1.07	1.05	1.02	0.96	1.10	0.95	0.98	1.02	1.6%	0.17
BRAGANTINA	D42	0.96	0.93	0.96	1.11	1.10	0.82	1.11	0.99	-0.6%	-0.05
JOAO CESA	D43	0.78	0.93	0.99	0.91	1.20	0.89	1.20	0.98	-2.5%	-0.19
EFLUL	D44	1.15	1.01	1.03	0.93	1.34	0.75	1.10	1.03	3.0%	0.31
ELEKTRO	D45	1.00	1.06	1.06	0.95	1.12	0.99	1.08	1.03	3.4%	0.36
ELETROACRE	D46	0.86	0.92	1.04	0.56	0.99	0.98	0.82	0.87	-13.3%	-1.00
ELETCAR	D47	0.89	0.80	1.31	0.97	1.05	0.90	0.91	0.97	-3.5%	-0.26
ELETROPAULO	D48	1.05	0.97	1.02	0.82	1.21	1.00	1.08	1.01	1.4%	0.15
SANTA MARIA	D49	1.06	0.93	1.01	0.92	1.16	0.90	1.13	1.01	1.1%	0.11
EMG	D50	1.11	0.99	1.01	0.96	1.06	0.99	1.05	1.02	2.3%	0.24
ENERSUL	D51	0.85	1.01	1.05	1.04	1.08	1.02	0.96	1.00	-0.2%	-0.01
ENF	D52	0.98	1.00	0.95	0.94	2.06	0.26	3.91	1.09	8.8%	0.92
EPB	D53	0.98	1.01	0.84	1.08	1.27	1.00	0.97	1.02	1.5%	0.16
ESCELSA	D54	1.01	0.95	1.07	0.94	1.14	0.99	1.08	1.02	2.5%	0.26
ESE	D55	1.00	0.88	0.99	1.13	0.87	1.11	1.04	1.00	-0.2%	-0.01
HIDROPAN	D57	1.18	0.78	1.28	1.14	1.05	0.98	0.68	0.99	-1.0%	-0.07
IENERGIA	D58	0.77	0.87	1.42	1.16	1.38	0.99	0.70	1.01	0.6%	0.06
LIGHT	D60	1.01	0.94	0.96	0.91	0.87	1.13	0.91	0.96	-4.2%	-0.31
MUXFELDT	D61	1.01	0.79	1.25	0.89	1.19	1.08	1.05	1.03	2.6%	0.27
RGE	D62	1.07	1.08	1.03	1.01	1.01	1.03	0.97	1.03	2.6%	0.27
SULGIPE	D63	0.86	1.07	0.95	0.89	1.04	1.01	0.99	0.97	-2.9%	-0.22
UHENPAL	D64	0.95	0.77	0.97	0.91	1.11	1.20	0.91	0.96	-3.5%	-0.26
MÉDIA GEOMÉTRICA		0.98	0.96	1.02	0.97	1.08	0.97	1.03	1.00	0.21%	
		-1.51%	-3.75%	2.40%	-3.26%	8.39%	-3.04%	2.80%	0.21%		

A figura seguinte apresenta os valores normalizados da PTF para cada uma das empresas.



**Figura 10 – Ajuste na PTF**

Como se pode ver, as empresas com maior PTF plus (ou seja, as empresas mais eficientes incluindo como insumo a qualidade) têm ajustes positivos que significam incrementos nas tarifas, pelo contrário as empresas com menor PTF plus têm ajustes negativos, ou seja reduções nas tarifas.

Os valores acima foram normalizados para ficar no intervalo -1 e 1, essa situação significa que uma empresa com ajuste +1 vai ter um incremento na tarifa de 100% do valor determinado pela ANEEL, as empresas com ajustes -1 têm uma queda de 100% do valor estabelecido pela ANEEL.



## 7 PROPOSTAS PARA REGULAÇÃO DA QUALIDADE INDIVIDUAL

### 7.1 Breve contexto internacional

A partir de uma avaliação do cenário é possível destacar aspectos claros que podem contribuir para o aprimoramento da metodologia brasileira para cálculo de compensações financeiras por transgressão de limites individuais de qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os aspectos destacados são:

- Quantidade de categorias de atendimento para definição dos padrões de qualidade individual;
- Valores de referência para os limites dos padrões de qualidade individual;
- Valores das compensações pagas aos consumidores.

#### 7.1.1 *Quantidade de categorias de atendimento para definição dos padrões de qualidade individual*

Com relação a este aspecto, cabe destacar a constatação de que em grande parte dos países a diferenciação no dos padrões de qualidade individual acontece nos níveis de média tensão (MT) e baixa tensão (BT) para os sistemas de distribuição e na região (urbano ou não-urbano) das unidades consumidoras. Ou seja, a frequência e/ou o número de horas máximo a que um consumidor pode ser submetido anualmente depende do nível da sua tensão de atendimento e se o consumidor está localizado ou não em uma região urbanizada. A prática de definição dos padrões de qualidade individual por subestação de transformação AT/MT não foi identificada em outros países.

Constatou-se uma similaridade da regulação nacional com aquela praticada na Espanha e na França. A Figura 11 apresenta as quatro categorias de atendimento na França e a Figura 12 apresenta as quatro categorias de atendimento da Espanha.

Número habitantes	Área de alimentação
Até 10.000	1
Entre 10.000 e 100.000	2
Superior a 100.000, excluindo municípios com mais de 100.000 habitantes subúrbios de Paris	3
Municípios com mais de 100.000 habitantes e subúrbios de Paris	4

Área de alimentação	Número de Interrupções
1	36
2	13
3	6
4	4

Número de interrupções máximo para clientes ligados em sistema com múltiplas fontes de alimentação e com chave de transferência automática (duração superior ou igual a 1s).

Área de alimentação	Número de Interrupções
1	6
2	3
3	3
4	2

Número de interrupções máximo para clientes ligados em sistema radial com estrutura arborescente ou (duração superior ou igual a 3 minutos)

Figura 11. Classificação das áreas de alimentação na França

	Zona de fornecimento	Número de Pontos de Atendimento	Número de horas / ano	Número de Interrupções / ano
MT	Urbana	> 20.000	3,5	7
	Semlurbana	Entre 2.000 e 20.000	7	11
	Rural concentrado	Entre 200 e 2.000	11	14
	Rural disperso	< 200	15	19
BT	Urbana	> 20.000	5	10
	Semlurbana	Entre 2.000 e 20.000	9	13
	Rural concentrado	Entre 200 e 2.000	14	16
	Rural disperso	< 200	19	22

Figura 12. Classificação das zonas de fornecimento na Espanha

Por meio dessa abordagem consegue-se relacionar os padrões de qualidade individual com os padrões de rede elétrica tipicamente praticados em áreas urbanas ou não-urbanas. Ou seja, áreas com elevada densidade demográfica tenderiam a ter padrões de rede menos propensos a falha e com uma quantidade maior de recursos; e, portanto, teriam limites mais rigorosos de qualidade individual. Enquanto que áreas pouco ocupadas tenderiam a ser baseadas em padrões mais simples, menos protegidos e com uma quantidade menor recursos; e, portanto, teriam valores mais elevados para os limites de frequência e duração das interrupções.

### *7.1.2 Valores de referência para os limites dos padrões de qualidade individual*

Em países como Reino Unido, França, Holanda e Austrália nota-se uma clara preocupação de que os valores para os limites dos padrões de qualidade individual de qualidade sejam homogêneos. Esses valores levam em consideração os padrões para as redes elétricas praticados, havendo uma diferenciação de acordo com a região (urbano ou rural) das unidades consumidoras e nível de tensão de atendimento.

Observa-se internacionalmente que apenas interrupções muito longas são consideradas para fins de compensação (a partir de 12 horas no Reino Unido, 6 horas na França, 4 horas na Holanda, 12 horas na Suécia e 10 horas na Austrália). Ou seja, apenas na ocorrência de interrupções dessa elevada magnitude pode-se evidenciar claramente a incapacidade das empresas de distribuição em prover um serviço de qualidade. Vale ressaltar que para Reino Unido, França Holanda e Suécia os limites estabelecidos correspondem a eventos individuais de interrupção, enquanto que na Austrália o limite corresponde ao tempo acumulado ao longo de um ano.

Esse aspecto contrasta com a realidade nacional, pois determinação dos valores limites por conjunto elétrico provoca o tratamento diferenciado de consumidores. Ou seja, consumidores localizados uma mesma região e atendidos pelo mesmo nível de tensão, mas que estão situados em conjuntos diferentes, podem ser submetidos a padrões de frequência e duração de interrupções diferentes.

Ainda é possível perceber a preocupação internacional em considerar valores para os limites dos padrões de qualidade individual que de fato caracterizem prejuízo aos consumidores afetados por interrupções, e que esses valores estão consistentes as frequências e durações de serviços de manutenção e/ou ampliação das redes elétricas, levando de acordo com as características típicas do sistema. Esse aspecto não é observado na realidade brasileira, uma vez que em regiões com bons níveis de qualidade têm valores limites inferiores a tempos médios para a realização de serviços de manutenção. É importante ressaltar que tal comentário não incentiva a deterioração do fornecimento de energia em regiões com bons níveis de qualidade, mas incentiva a homogeneização na qualidade do atendimento. No Brasil, devido a regulação vigente, as empresas de distribuição são induzidas a atuar em regiões com bons níveis de qualidade, devido aos rigorosos valores para os limites dos padrões presentes nas mesmas.

### *7.1.3 Valores das compensações pagas aos consumidores*

Por fim, outro aspecto que cabe ressaltar refere-se aos valores das compensações pagas aos consumidores afetados por interrupções que transgrediram os padrões estabelecidos para os indicadores individuais. No Brasil, analisando-se os dados referentes a 2012, observa-se que os valores médios pagos aos consumidores são da ordem de R\$9,00, relacionando-se os montantes gastos pelas empresas de distribuição e o total de compensações pagas.

Esses valores divergem com a prática internacional. No Reino Unido, a ocorrência de interrupções superiores a 12 horas implica no pagamento de £50,00 aos consumidores residenciais e de £100,00 aos demais tipos de consumidores. Na França, a ocorrência de interrupções superiores a 6 horas implica no pagamento de 2% da energia anual faturada. Na Holanda, a ocorrência de interrupções superiores a 4 horas implica no pagamento de

compensações de €35 aos consumidores de baixa tensão e €910,00 aos consumidores de média tensão. Na Suécia, a ocorrência de interrupções superiores a 12 horas implica no pagamento de compensações de €100,00 aos consumidores afetados. Já na Austrália, a ultrapassagem de 10 horas anuais de interrupção implica no pagamento de AUD\$100,00 aos consumidores afetados. Portanto, observa-se internacionalmente que existe uma preocupação em fazer com que os consumidores afetados por interrupções no fornecimento de energia elétrica sejam realmente ressarcidos pelos transtornos causados.

No entanto, no Brasil, observa-se montantes dispendidos pelas empresas de distribuição com os pagamentos de compensações bastante significativos. Logo, a motivação do baixo valor médio no pagamento das compensações aos consumidores deve-se ao grande número de compensações pagas. De acordo com dados analisados de 2012, é possível verificar que as distribuidoras brasileiras realizaram pagamentos de compensações a cerca de 20% dos seus consumidores. Enquanto que, analisando-se dados referentes aos anos de 2010/2011 do Reino Unido (Consumer Focus, 2011 e 2012), observa-se apenas o pagamento de compensações a 0,12% dos consumidores.

São apresentados dois modelos para cálculo da compensação ao consumidor. Um modelo utilizando-se como indicador cada interrupção e outro modelo utilizando como indicador DIC e FIC (indicadores acumulados).

## **7.2 Três propostas para a definição de esquema de regulação para qualidade individual**

Como apresentado na introdução deste trabalho e neste capítulo, a metodologia atual para qualidade de serviço individual pode ser aprimorada. Os principais pontos de aprimoramento são referentes aos valores pagos aos clientes, a definição da meta de qualidade individual e em relação a quantidade de compensações que a distribuidora deve pagar.

São apresentadas três propostas, estudando os diversos aspectos relacionados com a qualidade individual. Em duas propostas é apresentado o estudo de como podem ser definidos os valores de meta e de compensação, possibilitando à agência reguladora realizar estudos com dados atualizados quando ela decidir propor mudanças no arcabouço regulatório.

As metodologias propostas são:

1. Fórmula para utilização do custo da energia não distribuída para definição das compensações
2. Proposta de metodologia utilizando como parâmetro cada interrupção
3. Proposta de metodologia utilizando o valor agregado (DIC e FIC) com valor de compensação mínima elevado

As propostas 2 e 3 são apresentadas em maiores detalhes, o que permite escolher valores de DIC adequados. A proposta 2 é oriunda dos estudos apresentados por (Nelson et. al.,

2015) a proposta 3 tem como base o doutorado de Jenny Gonzalez Perez<sup>2</sup>. Ambas as propostas têm como intuito definir valores de meta para os indicadores de maneira robusta e que seja válida para cada distribuidora.

Nesse contexto alguns aspectos da regulação atual são suprimidos: compensação relacionada com DMIC (passa a ser abordada na metodologia 2) e em relação ao DICRI.

### 7.3 Utilizando-se da CENS para definição de compensação

Mantendo a consistência teórica com o desenvolvido nos Relatórios 3 e 4, uma forma simples de incorporar o conceito do CENS no tratamento dos consumidores prior supridos é a seguinte:

$$\text{compensação} = \text{fator } K \times \text{CENS} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right) \times \text{TTI} (h) \times \text{consumo médio} \left( \frac{\text{kWh}}{h} \right)$$

Onde:

- $\text{fator } K = \frac{DIC}{DEC}$ , reflete a relação entre a qualidade recebida pelo consumidor em relação com a média da concessionária
- $\text{CENS} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right)$  = reflete o CENS para cada concessionária
- $\text{TTI} = \text{tempo total de interrupção acima da máximo permitido}$ , medido em horas

Por exemplo, considere-se um consumidor cujo consumo médio mensal seja 150kWh, e cuja qualidade recebida ultrapassa em 3 hora o máximo permitido, e a relação entre a sua qualidade e a média da concessionária é 1.5, ou seja, a qualidade recebida pelo consumidor é 50% pior que a média da concessionária, então a compensação total, considerando que o CENS seja R\$15,7 /kWh, será a seguinte:

$$\text{compensação} = 1.5 \times 15,7 \times 3 \times \frac{150}{730} = \text{R\$}14,51$$

Sugere-se que a ANEEL disponha que na informação a incluir na nota fiscal aos consumidores seja disponibilizado o consumo médio por hora do consumidor no período de 12 meses prévios (kWh/h).

Onde:

- $DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$  = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
- $t(i)$  = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

<sup>2</sup> A ser defendido no segundo semestre de 2016, na Escola Politécnica -USP, com orientação do Professor Carlos Márcio Vieira Tahan. O trabalho apresentado neste relatório difere do trabalho proposto por Jenny Perez em relação ao uso somente de DIC e FIC.

- *DEC* = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}$$

- *i* = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- *Cc* = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT

## 7.4 Modelo através de indicador por interrupção

### 7.4.1 Fundamentação teórica para orientação da proposta com base em interrupção não acumulada

Com o intuito de contornar os problemas evidenciados na seção anterior, o presente capítulo apresenta uma nova proposta para orientar a definição de padrões de qualidade individual e, conseqüentemente, permitir que apenas os consumidores submetidos a níveis críticos de qualidade de fornecimento sejam elegíveis ao recebimento de compensações com valores significativos e que de fato reflita algum ressarcimento pelos transtornos causados.

A presente proposta é orientada pela pesquisa internacional e considera que os consumidores devem ser ressarcidos de falha de continuidade no serviço regulado de fornecimento de energia com base na demanda, sendo, portanto, independente da tecnologia, da operação e do estado da rede que o atende.

Os conceitos que orientaram a presente proposta são:

- a) Segmento de mercado

São os consumidores de mesmo grupo tarifário e que se localizam em regiões de características semelhantes (urbana ou não-urbana) de uma área de concessão. Por exemplo, consumidores dos Grupo B1 e B3 localizados em regiões urbanas devem ser agrupados no mesmo segmento. Logo, uma sugestão para composição dos segmentos de mercado é:

- i) Urbano-BT (BT\_U)
- ii) Rural-BT (BT\_R)
- iii) Urbano-MT (MT\_U)
- iv) Rural-MT (MT\_R)
- v) AT (AT)

- b) Classes de consumo de um segmento de mercado

Dependendo do uso final da energia feito pelo consumidor, devem ser consideradas até quatro classes de consumo por segmento de mercado:

- i) Residencial
- ii) Comercial
- iii) Industrial
- iv) Outros

c) Qualidade individual do fornecimento de energia elétrica

A qualidade individual do fornecimento de energia elétrica deve ser verificada sob duas dimensões:

- Duração de cada interrupção
- Frequência de interrupções anuais

Os valores limites devem estar compatíveis com o prejuízo ou desconforto para o consumidor e deve ser compatível com a tarifa.

d) Nível mínimo de qualidade de serviço individual

Estabelece valores de referência para o limite do padrão de qualidade de serviço individual que a empresa distribuidora deve garantir aos seus consumidores no fornecimento de energia elétrica para o uso essencial e que é compatível com o nível tarifário estabelecido para o padrão de rede pelo qual o consumidor é atendido (segmento de mercado).

e) Limite de Duração de Interrupção ( $LIM_{DUR}$ )

Trata-se do número de horas e/ou minutos mínimo que uma interrupção deve durar para que a mesma seja considerada na avaliação da qualidade individual de um consumidor em termos de duração apenas. O valor de  $LIM_{DUR}$  é fixado para cada classe de consumo e depende do segmento de mercado.

f) Limite Anual de Frequência de Interrupção ( $LIM_{FRE}$ )

Corresponde ao número máximo de interrupções de fornecimento de energia elétrica com duração superiores a um determinado valor limite ( $VAL_{LIM-FRE}$ ) que um consumidor pode ser submetido durante o período de um ano civil. O valor de  $LIM_{FRE}$  é fixado para cada classe de consumo e depende do segmento de mercado.

g) Valor mínimo para a duração de interrupções ( $VAL_{LIM-FRE}$ )

Trata-se do número de horas e/ou minutos mínimo que uma interrupção deve durar para que a mesma seja considerada na avaliação da qualidade individual de um consumidor em termos de frequência apenas. O valor de  $VAL_{LIM-FRE}$  é o mesmo para todas as classes de consumo e independe do segmento de mercado.

h) Valor mínimo de compensação

Valor de compensação mínimo a ser pago ao consumidor sempre que for transgredido o  $LIM_{DUR}$  ou o  $LIM_{FRE}$ .

#### 7.4.2 Proposta alternativa através de indicador por interrupção

A presente proposta alternativa para o cálculo das compensações devido a transgressão de limites dos padrões de qualidade individual segue os seguintes princípios:

- Um consumidor receberá compensação por cada ocorrência de interrupção que tenha duração superior ao  $LIM_{DUR}$  estabelecido para o respectivo segmento de mercado;
- Um consumidor receberá compensação anual caso o número de ocorrências de interrupção com duração superior  $VAL_{LIM-FRE}$  seja maior que o  $LIM_{DUR}$  estabelecido para o respectivo segmento de mercado.

Para a aplicação da proposta alternativa, deve-se utilizar as informações normalmente armazenadas pelas empresas de distribuidoras nos registros de ocorrência de interrupção para cálculo dos indicadores individuais de qualidade de serviço.

Para exemplificar a aplicação da proposta alternativa, construiu-se curvas acumuladas dos registros de interrupções, com base nos registros de ocorrências reais de uma empresa distribuidora de energia elétrica referentes ao ano de 2011. Pode-se entender essas curvas como a distribuição acumulada das durações de cada interrupção para cada consumidor. Ou seja, fixando-se um valor de duração qualquer, é possível verificar no eixo das ordenadas o percentual de consumidores envolvidos, dentre todos os consumidores que sofreram alguma interrupção no período.

Por exemplo, na Figura 13 observa-se que no segmento BT\_R 85% dos consumidores são afetados por interrupções cujas durações são menores do que 4 horas e que apenas cerca de 7% dos consumidores são afetados por interrupções com duração maior do que 6 horas.

Considerando a quantidade total de consumidores que sofreram alguma interrupção de cada segmento, é possível conhecer as quantidades de consumidores que seriam compensados em função de limites de duração pré-estabelecidos.



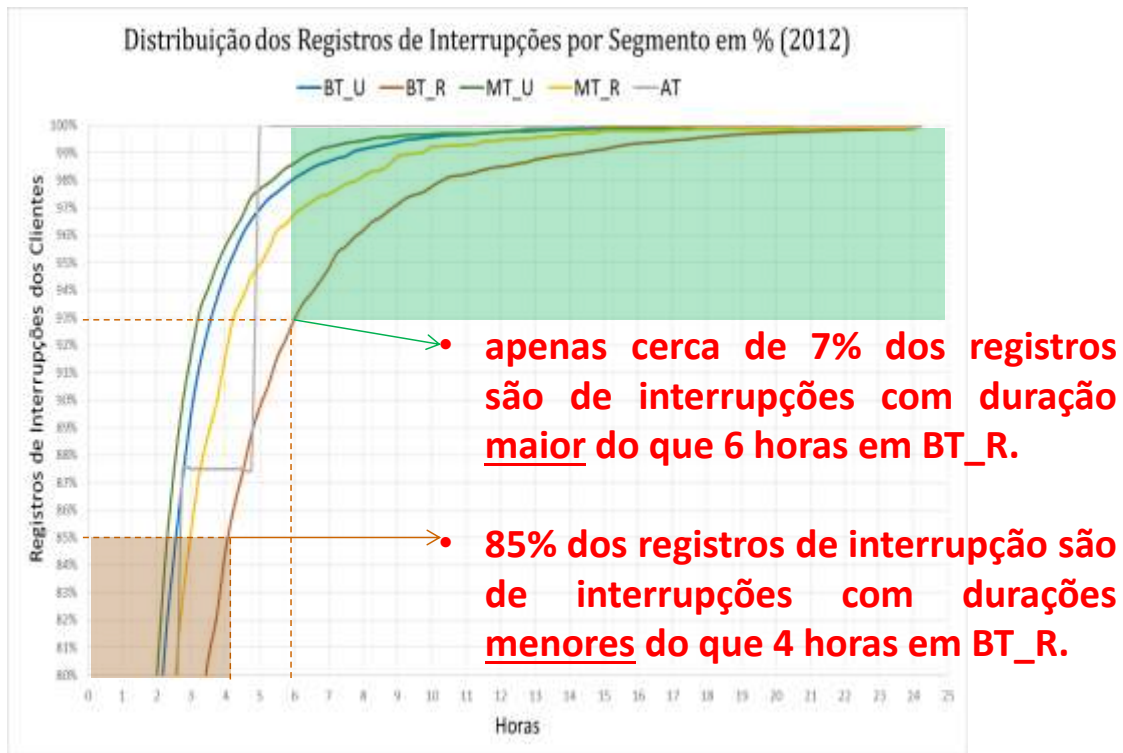


Figura 13. Frequência acumulada relativa de duração das interrupções de energia para cada Segmento de Mercado

#### 7.4.3 Proposta alternativa para compensações por transgressão devido à DURAÇÃO

A fórmula que condensa a proposta alternativa para o cálculo de compensações por transgressão dos limites dos padrões de qualidade individual com relação à DURAÇÃO das interrupções é apresentada na Figura 14. A fórmula agrega no cálculo das compensações uma diferenciação no tratamento dos consumidores de acordo com a intensidade das interrupções sofridas e de acordo com o nível de consumo dos mesmos. A fórmula foi elaborada com base na regulação nacional vigente, ou seja, também é composta por duas parcelas: uma fixa, de modo a evitar valores de compensação muito baixos (os quais não representam uma verdadeira indenização ao prejuízo causado pela interrupção no fornecimento de energia elétrica) e uma parcela variável, que leva em consideração simultaneamente:

- O excedente da duração da interrupção verificada ( $Dur_V$ ) com relação à duração limite previamente estabelecida ( $Dur_L$ );
- A energia consumida pelo cliente, expressado em termos do encargo de uso do sistema de distribuição do mesmo ( $EUSD_{Cliente}$ ).

$$\text{Valor} = C_{\min} \cdot k_{ei} + k_{12} \cdot (Dur_V - Dur_L) \cdot \left( \frac{EUSD_{\text{cliente}}}{730} \right)$$

Função de classe (Res./Com./Ind./Outros)

Função de segmento (BT/MT/AT e Urbano/Rural)

**Figura 14. Proposta alternativa para cálculo de compensação**

É importante destacar que a fórmula correspondente a proposta alternativa apresentada pela Figura 14 deve ser aplicada para cada ocorrência de interrupção individual percebida por cada consumidor. Logo, deve-se considerar apenas interrupções com durações significativas, uma vez que são essas as responsáveis por ocasionar os maiores transtornos aos consumidores.

#### 7.4.3.1 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso apresentado utilizou dados referentes ao ano de 2012 de uma empresa distribuidora nacional. Apenas como referência, ilustra-se os respectivos índices de compensação de e continuidade na Tabela 7.

**Tabela 7. Índices de compensação de continuidade.**

ANO REFERÊNCIA	VALOR DAS COMPENSAÇÕES (R\$)	QUANTIDADE DAS COMPENSAÇÕES	VALOR MÉDIO DAS COMPENSAÇÕES (R\$)
2012	3.308.912,50	1.209.914	2,73

A Figura 15 ilustra um gráfico que permite comparar o valor pago em compensações pelas distribuidoras brasileiras, normalizado pelo valor da respectiva parcela B das mesmas. A empresa distribuidora considerada no presente estudo de caso é destacada na parte intermediária do gráfico. Ou seja, trata-se de uma empresa com característica mediana em relação às demais distribuidoras brasileiras. Assim sendo, pode-se dizer que o estudo realizado tem uma razoável representatividade, embora o desempenho da mesma no que se trata dos índices DEC e FEC a coloca entre as melhores do país.

Para realizar o cálculo das compensações, inicialmente foram determinadas as quantidades de ocorrências de interrupções com duração acima de um determinado valor. Para tanto, foram levantadas curvas características que definiam o número de ocorrências em função da duração limite. As curvas para os cinco segmentos considerados no presente estudo foram apresentadas na Figura 16, Figura 17, Figura 18, Figura 19 e Figura 20.

Para que fosse possível realizar os cálculos das compensações, arbitrou-se os valores mínimos ( $C_{\min}$ ), conforme ilustrados na Tabela 8. Definiu-se tais valores considerando apenas um critério de compensação por interrupção de aproximadamente um terço do EUSD médio mensal das categorias de consumidores em Baixa Tensão.

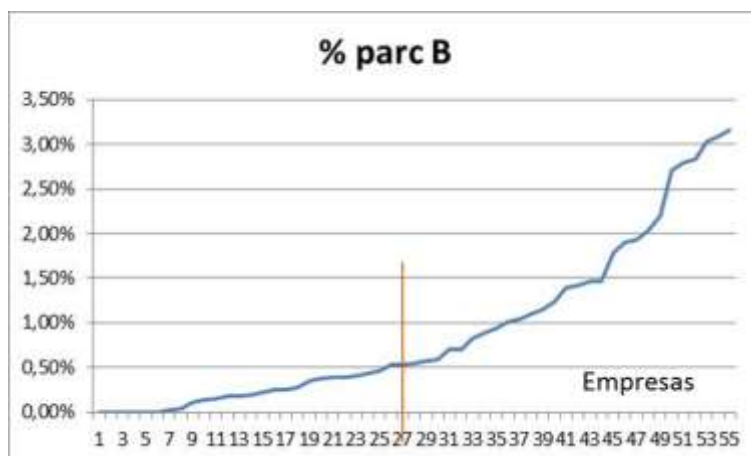


Figura 15. Compensações em percentagem da Parcela B para as concessionárias brasileiras no ano de 2012



Figura 16. BT Urbano 2012 – Quantidade de ocorrências de interrupção por limite de duração



Figura 17. BT Rural 2012 – Quantidade de ocorrências de interrupção por limite de duração



Figura 18. MT Urbano 2012 – Quantidade de ocorrências de interrupção por limite de duração



Figura 19. MT Rural 2012 – Quantidade de ocorrências de interrupção por limite de duração

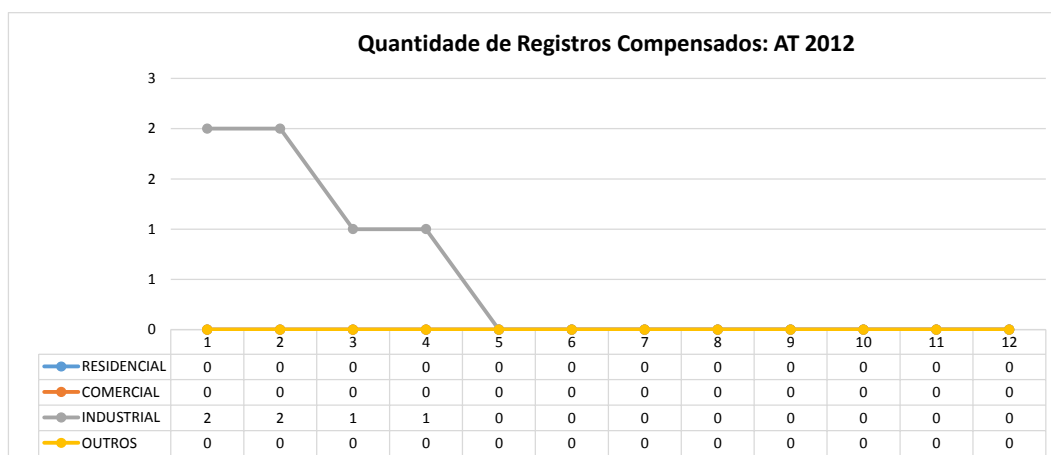


Figura 20. AT 2012 – Quantidade de ocorrências de interrupção por limite de duração

Tabela 8. Valores mínimos de compensações por categoria de consumo

Classe	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OUTROS
Cmin	R\$ 10	R\$ 50	R\$ 80	R\$ 30

Os kei's arbitrados para cada um dos segmentos foram ilustrados na Tabela 9. Utilizando-se esses valores, o montante total a ser disponibilizado pela empresa distribuidora para o pagamento das compensações é mantido próximo dos valores verificados para o ano de 2012.

Tabela 9. Valores dos kei's por segmento

Segmento	kei
BT_U	0,6
BT_R	0,3
MT_U	5
MT_R	2,5
AT	10

Inicialmente, arbitrou-se os valores para as durações limites das interrupções ( $DUR_L$ ) de acordo com a Tabela 10.

Tabela 10. Valores limites das durações por segmento

Segmento	$DUR_L$ (horas)
BT_U	6
BT_R	7
MT_U	4
MT_R	5
AT	3

Os resultados obtidos da aplicação da proposta alternativa foram apresentados através da Tabela 12 e Tabela 13. O fator  $k_{12}$  foi fixado conforme ilustrado na Tabela 11. Os valores foram divididos em duas parcelas: uma relativa à parte fixa (P1) e outra relativa a parte variável (P2).

**Tabela 11. Valores de  $C_{min}$  e do fator  $k_{12}$**

Classe	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OUTROS
Cmin	R\$ 10	R\$ 50	R\$ 80	R\$ 30
k12	10	50	80	30

**Tabela 12. Estimativa de Compensações para 2012 – Resultados por segmento**

Resultados por Segmento 2012									
Segmento	P1	P2	Resultado Fórmula	Reg. Compensados	Compensação Média				
BT_U	R\$ 1.278.696	R\$ 528.003	R\$ 1.806.699	171.658	R\$ 11				
BT_R	R\$ 280.584	R\$ 301.905	R\$ 582.489	51.580	R\$ 11				
MT_U	R\$ 189.750	R\$ 790.696	R\$ 980.446	562	R\$ 1.745				
MT_R	R\$ 20.475	R\$ 112.694	R\$ 133.169	124	R\$ 1.074				
AT	R\$ 800	R\$ 45.229	R\$ 46.029	1	R\$ 46.029				
<b>Totais</b>	<b>R\$ 1.770.305</b>	<b>R\$ 1.778.527</b>	<b>R\$ 3.548.832</b>	<b>223.925</b>	<b>R\$ 16</b>				

**Tabela 13. Estimativa de Compensações para 2012 – Resultados por categoria de consumo**

Resultados por Classe 2012									
Classe	P1	P2	Resultado Fórmula	Reg. Compensados	Compensação Média				
RESIDENCIAL	R\$ 1.100.479	R\$ 258.198	R\$ 1.358.677	204.492	R\$ 7				
COMERCIAL	R\$ 310.960	R\$ 449.129	R\$ 760.089	9.705	R\$ 78				
INDUSTRIAL	R\$ 318.264	R\$ 1.027.230	R\$ 1.345.494	5.813	R\$ 231				
OUTROS	R\$ 40.602	R\$ 43.969	R\$ 84.571	3.915	R\$ 22				
<b>Totais</b>	<b>R\$ 1.770.305</b>	<b>R\$ 1.778.527</b>	<b>R\$ 3.548.832</b>	<b>223.925</b>	<b>R\$ 16</b>				

#### 7.4.3.2 ESTUDO PARAMÉTRICO PARA NORMALIZAÇÃO DAS CONSTANTES DE AJUSTE

De modo a exemplificar a definição adequada para o valor de  $k_{12}$ , simulou-se os cálculos das compensações para duas situações, considerando a categoria residencial e o segmento de baixa tensão urbano, com o parâmetro  $ke_i$  fixado em 1,0 e a compensação mínima ( $C_{min}$ ) em R\$ 10,00, são elas:

- Uma ocorrência com  $Dur_V$  de 20 h de duração, com limite  $Dur_L$  de 10 h, para um consumidor residencial BT urbano com EUSD igual ao  $EUSD_{médio}$  da categoria/segmento de cada empresa distribuidora;
- Uma ocorrência com  $Dur_V$  de 2 h de duração, com limite  $Dur_L$  de 1 h, para um consumidor residencial BT urbano com EUSD igual a dez vezes  $EUSD_{médio}$  da categoria/segmento de cada empresa distribuidora.

Para as duas situações, toma-se como base que as duas compensações devem somar o mesmo montante (R\$ 20,00) devido à característica da equação da Figura 14 (diretamente proporcional à EUSD e à duração do evento). Os valores de  $k_{12}$  obtidos podem ser vistos na Tabela 14 e Tabela 15:

**Tabela 14. Cálculo do parâmetro  $k_{12}$  para consumidor da Empresa Distribuidora #1**

Tipo de Cliente	Segmento	Dur <sub>L</sub> (Horas)	Dur <sub>V</sub> (Horas)	EUSD (R\$)	P1 (R\$)	P2 (R\$)	(Dur <sub>V</sub> / Dur <sub>L</sub> ) * EUSD / 730	$k_{12}$
RESIDENCIAL	BT_U	10	20	R\$ 34,40	R\$ 10,00	R\$ 10,00	R\$ 0,47	21,22
RESIDENCIAL	BT_U	1	2	R\$ 344,02	R\$ 10,00	R\$ 10,00	R\$ 0,47	21,22

**Tabela 15. Cálculo do parâmetro  $k_{12}$  para consumidor da Empresa Distribuidora #2**

Tipo de Cliente	Segmento	Dur <sub>L</sub> (Horas)	Dur <sub>V</sub> (Horas)	EUSD (R\$)	P1 (R\$)	P2 (R\$)	(Dur <sub>V</sub> / Dur <sub>L</sub> ) * EUSD / 730	$k_{12}$
RESIDENCIAL	BT_U	10	20	R\$ 24,59	R\$ 10,00	R\$ 10,00	R\$ 0,34	29,69
RESIDENCIAL	BT_U	1	2	R\$ 245,85	R\$ 10,00	R\$ 10,00	R\$ 0,34	29,69

A partir dos resultados pode-se notar que existem regiões de concessão de cada empresa distribuidora com características socioeconômicas diferentes. Tais diferenças podem ser ilustradas pela diferença no valor do EUSD, de forma que os coeficientes  $k_{12}$  de cada uma expressam as suas particularidades. Logo, sugere-se que as regiões de concessão devem ser agregadas em poucos *clusters*, os quais correspondem a regiões com características socioeconômicas semelhantes. A partir dessa agregação, define-se os valores dos coeficientes  $k_{12}$  para estes clusters.

#### 7.4.4 Proposta alternativa para compensações por transgressão devido a FREQUÊNCIA

Para o cálculo de compensações por transgressão dos limites dos padrões de qualidade individual com relação à FREQUÊNCIA das interrupções a proposta alternativa descrita neste documento sugere a utilização de uma tabela de referência, como Tabela 16. Note que são definidos os limites de duração e frequência por segmento. Os *kei*'s podem ser os mesmos que aqueles utilizados para o cálculo das compensações por ocorrência (Tabela 9).

**Tabela 16. Valores limites de duração e frequência e *kei*'s por segmento**

Segmento	Duração Limite (h)	Frequência Limite (No.)	<i>kei</i>
BT_U	>=2	>=10	1
BT_R	>=2	>=12	1
MT_U	>=1	>=6	10
MT_R	>=1	>=8	5
AT	>=1	>=2	20

O objetivo desta proposta alternativa é penalizar a reincidência de interrupções ao longo de um ano civil. Dessa forma, interrupções com durações inferiores àquelas consideradas pela proposta alternativa relativa à DURAÇÃO também podem ser consideradas.

Processando os dados de ocorrências de interrupções referentes ao ano de 2011 da mesma empresa distribuidora nacional utilizada anteriormente, é possível determinar a

frequência e a duração das interrupções, bem como o número de clientes afetados pelas mesmas, conforme ilustrado na Tabela 17.

**Tabela 17. Número de clientes afetados por frequência e duração das interrupções**

BT_U	2011					
	Frequência	RESIDENCIAL				
		Duração				
	>=1	>=2	>=3	>=4	>=5	
>=1	1192682	824928	523068	346766	234651	
>=2	928342	442232	184641	81671	42974	
>=3	689095	233977	68027	23205	11968	
>=4	510076	130658	31235	9006	4343	
>=5	380431	73935	13193	4059	1093	
>=6	272141	45526	6774	2286	495	
>=7	192906	27690	3915	809	178	
>=8	140433	17067	2710	363	51	
>=9	102930	10255	1487	166	18	
>=10	73378	6448	798	45	14	
>=11	52516	4169	396	37	4	
>=12	36813	2924	136	24	4	
>=13	26998	2452	65	7	0	
>=14	20033	1773	55	6	0	
>=15	16063	1432	33	0	0	
>=16	13455	1094	2	0	0	
>=17	10054	673	2	0	0	
>=18	7431	383	2	0	0	
>=19	5915	214	2	0	0	
>=20	4902	110	0	0	0	

Duração mínima das interrupções para contabilização

Quantidade de consumidores envolvidos

Limite de interrupção

Com base na Tabela 17, supondo que seja fixada a frequência limite para compensação um valor de no mínimo 10 interrupções, com duração de no mínimo 2 horas, o número de consumidores a serem compensados seria de 6448. Isto é, 6448 consumidores experimentaram pelo menos 10 interrupções com durações de no mínimo 2 horas durante o ano de 2011.

Para o cálculo das compensações por transgressão dos limites dos padrões de qualidade individual com relação à FREQUÊNCIA, arbitrou-se a utilização de valores ilustrados na Tabela 18. Esses valores são três vezes maiores do que aqueles utilizados para o cálculo das compensações por transgressão dos limites dos padrões de qualidade individual com relação à DURAÇÃO (Tabela 8).

**Tabela 18. Valores mínimos de compensações anuais por classe**

Classe	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OUTROS
Compensação	R\$ 30.00	R\$ 150.00	R\$ 240.00	R\$ 90.00

A Tabela 19 exibe o montante a ser pago por segmento, enquanto que a Tabela 20 exibe o montante a ser pago por categoria de consumo. Note que o valor médio das compensações é significativo e que o montante total gasto com o pagamento dessas compensações corresponde a menos de 10% do valor que a empresa disponibilizou para o pagamento de compensações em 2011.



**Tabela 19. Compensações anuais - resultados por segmento - 2011**

Resultados por Segmento 2011					
Segmento	Total Clientes	Clientes Compensados	% Compensações	Valor das Compensações	Compensação Média
BT_U	1.593.742	6.683	0,42%	76.980	R\$ 11,52
BT_R	90.190	7.684	8,52%	136.400	R\$ 17,75
MT_U	3.069	183	5,96%	116.300	R\$ 635,52
MT_R	326	59	18,10%	19.300	R\$ 327,12
AT	77	0	0,00%	0	R\$ -
<b>Totais</b>	<b>1.687.404</b>	<b>14.609</b>	<b>0,87%</b>	<b>R\$ 348.980</b>	<b>R\$ 23,89</b>

**Tabela 20. Compensações anuais - resultados por categoria de consumo - 2011**

Resultados por Classe 2011					
Classe	Total Clientes	Clientes Compensados	% Compensações	Valor das Compensações	Valor da Compensação
RESIDENCIAL	1.548.914	12.788	0,83%	127.970	R\$ 10,01 /cliente
COMERCIAL	117.872	533	0,45%	71.900	R\$ 134,90 /cliente
INDUSTRIAL	16.796	714	4,25%	130.240	R\$ 182,41 /cliente
OUTROS	3.822	574	15,02%	18.870	R\$ 32,87 /cliente
<b>Totais</b>	<b>1.687.404</b>	<b>14.609</b>	<b>0,87%</b>	<b>R\$ 348.980</b>	<b>R\$ 23,89 /cliente</b>

### 7.5 Modelo através de indicadores acumulados (DIC e FIC)

Este modelo visa corrigir a definição de meta de DIC e FIC, bem como o valor pago ao consumidor caso ele seja exposto a interrupções além das esperadas.

Esta metodologia se baseia em análise de percentis de clientes afetados por DIC e FIC acima de determinado valor. A análise é feita para algumas empresas de distribuidora nos anos de 2007 e 2008 e para uma distribuidora no ano de 2013.

A metodologia utilizou-se de dados de mais de 200 milhões de interrupções-clientes, com informação por cliente afetado, duração, data e valor mensal da EUSD de cada cliente. A Agência Reguladora forneceu os dados em projetos realizados pelo (Enerq, 2014).

O Fundamento da proposta é avaliar a relação entre DIC ou FIC limite e o percentual de clientes que ficariam nessa situação. Definida essa relação é estabelecido um multiplicador da EUSD, chamado de fator “kei”, que corresponde ao custo da energia não suprida para dado tipo de cliente. As penalidades são calculadas e os valores são apresentados caso fosse aplicada a metodologia atual do PRODIST e se for aplicada a metodologia proposta, para cada percentil.

As fórmulas utilizadas estão apresentada na tabela abaixo.

Tabela 21: Modelo adotado para cálculo de compensações em relação a DIC e FIC

Indicador	Fórmula	Regra de aplicação
DIC	$\text{Valor\_DIC} = \text{DICv} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei}$	Para $\text{DICv} > \text{DICp}$
FIC	$\text{Valor\_FIC} = \text{FICv} \times \frac{\text{DICp}}{\text{FICp}} \times \frac{\text{EUSDmédio}}{730} \times \text{kei}$	Para $\text{FICv} > \text{FICp}$

Por exemplo, a fórmula para o cálculo da compensação pelo DIC pode ser ilustrada de acordo com a figura abaixo, onde se percebe que o cliente recebe compensação de acordo com seu custo da energia não suprida somente se percebe horas de interrupção acima da meta estipulada pelo regulador.

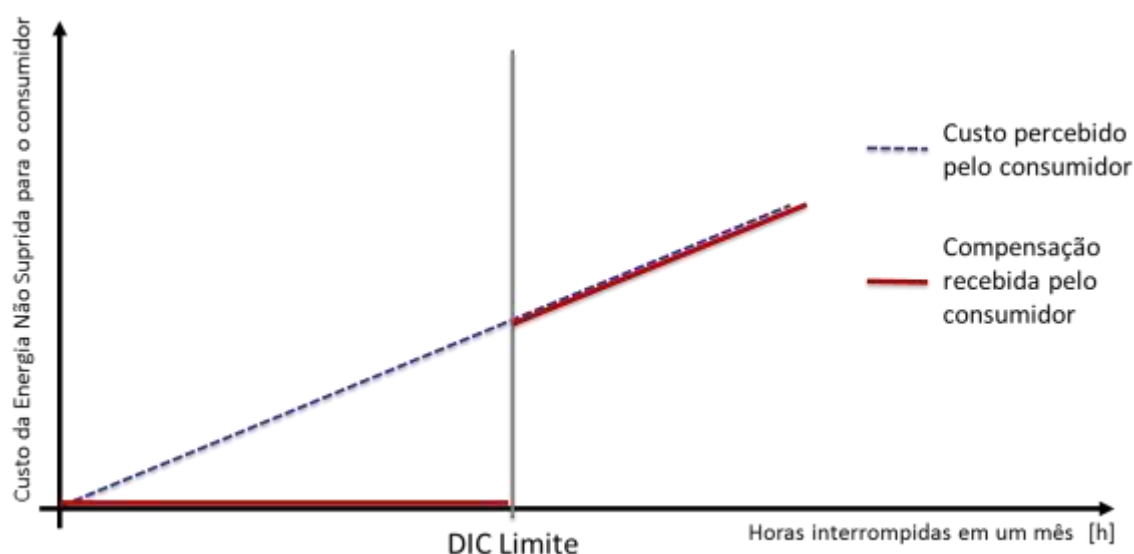


Figura 21: Ilustração do modelo adotado neste estudo: as compensações são relativas à CENS a partir do DIC limite.

Em relação ao cálculo do fator kei, ele serve para equalizar o EUSD com o custo da ENS. Pode-se utilizar diretamente o valor da energia consumida e então multiplicar a energia não suprida ( $\text{ENS}_{\text{média}}$ ), tal como apresentado na primeira metodologia. Entretanto algumas distribuidoras podem alegar que o mais justo ou correto seria o uso da EUSD. Ambas as metodologias podem apresentar resultados similares, bastando somente utilizar valor adequado para “kei”.

A metodologia proposta também considera 4 tipos de clientes: separados em urbanos (URB) e rurais (NURB) e em média tensão (MT) e baixa tensão (BT), assim pode-se calcular o valor do limite de DIC e FIC para cada tipo de consumidor.

Por exemplo, para ilustrar a relação entre os diversos indicadores a tabela abaixo apresenta os valores observados para o percentil 97 (ou seja, 97% dos clientes na época tinham limites inferiores aos apresentados na tabela). Os valores estão apresentados para clientes BT urbanos (BT\_URB) e rurais (BT\_NURB) para 6 empresas de todas as regiões do

país. Observa-se que para o FIC há convergência próxima entre as regiões, que não acontece para o DIC. Também é evidente a diferença entre áreas rurais e urbanas.

**Tabela 22: Valores de DIC, FIC mensal e anual e DMIC para o percentil**

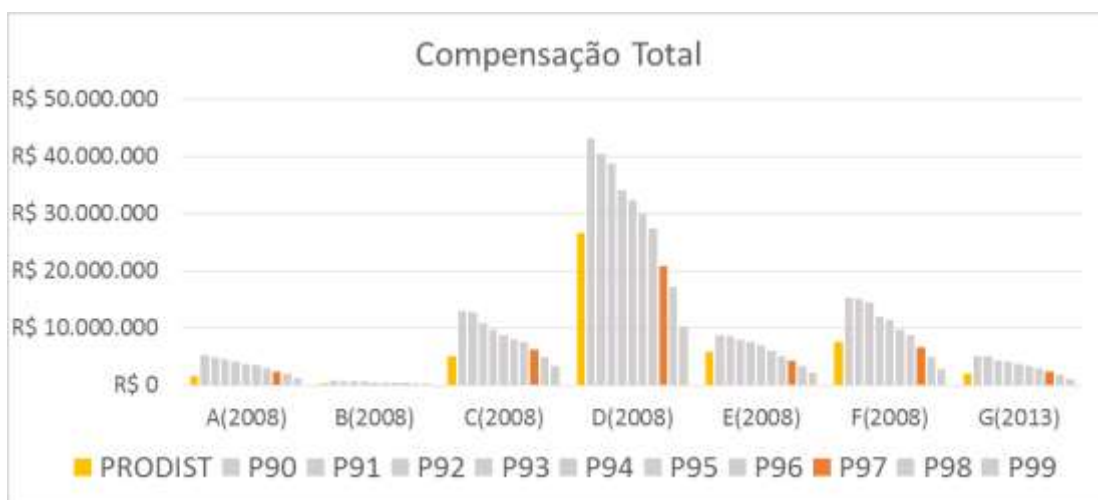
LETRA	ANO	TENSAO	DIC_ANUAL	DIC_MENSAL	FIC_ANUAL	FIC_MENSAL	DMIC	PERCENTIL
A	2008	BT_URB	30,26	7,69	17,00	4,00	5,06	97
B	2008	BT_URB	19,90	4,44	15,00	4,00	3,22	97
C	2008	BT_URB	20,84	5,82	15,00	3,00	3,65	97
D	2008	BT_URB	34,09	8,99	17,00	4,00	5,81	97
E	2008	BT_URB	73,32	13,19	41,00	7,00	7,36	97
F	2008	BT_URB	35,07	8,80	21,00	5,00	5,49	97
A	2008	BT_NURB	61,07	13,01	28,00	5,00	8,03	97
B	2008	BT_NURB	60,47	11,64	30,00	5,00	7,11	97
C	2008	BT_NURB	92,23	16,38	35,00	6,00	9,70	97
D	2008	BT_NURB	106,04	19,20	35,00	6,00	10,07	97
E	2008	BT_NURB	197,38	35,90	50,00	8,00	22,17	97
F	2008	BT_NURB	101,69	19,63	36,00	6,00	13,61	97

Não se observa a utilidade de DMIC, quando os valores de DIC meta são observados com a realidade da distribuidora, dado que o próprio indicador agregado (DIC) apresenta resultados que o consultor considera adequado. Deve-se notar que importante é que a distribuidora seja capaz de atender uma ocorrência de maneira correta sem precisar arcar com penalidades, mas que isso não possa ser recorrente. Embora o estudo não tenha entrado em detalhes, sugere-se fazer a metodologia de definição de DIC e FIC metas para redes aéreas e subterrâneas.

Por fim pode-se simular duas abordagens para definição dos indicadores metas e do valor de “kei”.

A primeira considera a operação das distribuidoras. Observou-se (tese de J. Perez Gonzalez) que o percentil 97 representa melhor a operação dentro de dispersão normal da distribuidora. Assim se calcula valores de “Keis” compatíveis para manter o valor total de compensações em níveis comparáveis ao do Prodist, como observado nos gráficos abaixo:

KEIS	BT_URB	BT_NURB	MT_URB	MT_NURB
VALOR	12	12	12	12



**Figura 22: Cálculo de compensações pagas pelas distribuidoras - Caso equivalência dos valores calculados através do PRODIST e através do Percentil 97 (em laranja)**

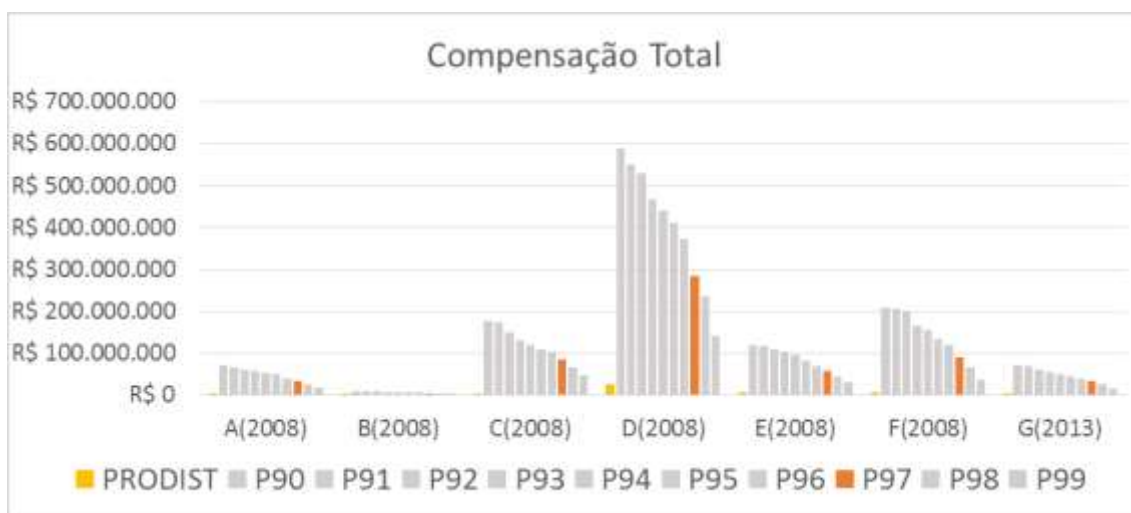
O valor médio da compensação recebida pelos consumidores passa de R\$ 4,73 na média, para R\$ 18,25 na média. Assim a distribuidora tem incentivo para diminuir a quantidade de clientes piores servidos.

A segunda abordagem consiste em se calcular o valor de Kei adequado e compatível com o custo da energia não suprida calculado na etapa 3.

Com base no valor médio da tarifa de cerca de R\$350,00 por MWh (Relatório 1) em 2008, calculou-se o valor da parcela B em 30% da tarifa (aproximação necessária para se aplicar a todas as distribuidoras). Assim o valor da parcela B na tarifa pode ser aproximada para 100,00 R\$/MWh ou 0,10R\$/kWh. Portanto o valor do Kei está na ordem de 150 vezes, para poder equiparar com o CENS obtido na etapa 3.

Utilizando-se da mesma forma gráfica que a abordagem anterior, os resultados ficariam conforme ilustrado na figura abaixo (barra amarela o valor cálculo segundo Prodist e os demais em ordem, sendo o percentil de 97 em laranja). Fica evidente que na condição que era apresentada na época (2008 e 2013) a utilização de valores de CENS para compensações, mesmo para o percentil 99, pode levar as distribuidoras a uma situação de desequilíbrio econômico.

KEIS	BT_URB	BT_NURB	MT_URB	MT_NURB
VALOR	150	150	150	150



**Figura 23: Resultado da aplicação da metodologia com "kei" utilizado para equivalência com o CENS (comparação prodist com metodologia proposta para DIC e FIC)**

Com base nestes dois estudos sugere-se a adoção gradativa de compensações com o custo da ENS para os consumidores. Deve-se entender que esta situação ocorre porque o incentivo ainda não foi dado, o que leva as distribuidoras a não buscarem melhorar especificamente a situação dos consumidores piores servidos.

### **7.6 Observações finais sobre as propostas para regulação da qualidade individual**

Nesta seção foram apresentados a fundamentação teórica e exemplos de aplicação de uma proposta alternativa para o cálculo de compensações devido à transgressão dos limites dos padrões de qualidade de serviço individual.

Inicialmente, destacou-se as inconsistências da regulação nacional vigente frente as abordagens tipicamente feitas internacionalmente. Tais abordagens serviram de referência para orientar as diretrizes de propostas alternativas.

Estabelecendo-se as diretrizes básicas para adequação da regulação nacional, propôs-se três alternativas de formulação para o cálculo de compensações individuais.

Duas propostas foram apresentadas com base em estudo de caso, ambas com resultados consistentes e desejados. Os resultados eliminaram as inconsistências observadas inicialmente, são elas:

- Elevado número de pagamento compensações;
- Falta de homogeneidade nos valores dos limites dos padrões de qualidade de serviço individual;
- Baixo valor médio das compensações pagas aos consumidores.

## 8 REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Resolução normativa n. 024/2000**. 2000.
- . Nota técnica No. 130/2009 SRD-ANEEL, 2009.
- . **Evolução do Desempenho dos Indicadores de Qualidade**, 2014.
- . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2014.
- . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução**, Revisão 9. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1\\_Revisao\\_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7). Acessado em 25/06/2016.
- . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**, Revisão 7. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_7.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf). Acessado em 25/06/2016.
- AJODHIA, V.; VAN GEMERT, M.; HAKVOORT, R. **Electricity outage cost valuation: a survey**. *Proceedings of CEPSI*, 2002.
- ANDERSSON, R., TAYLOR, L. **The social cost of unsupplied electricity: A critical review**. *Energy Economics*, v. 8, n. 3, p. 139-146, 1986.
- ARROW, K.; SOLOW, R.; PORTNEY, P.; LEAMER, E.; RADNER R.; SCHUMAN, H. **Report of the NOAA Panel on Contingent Valuation**, 1993
- AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR (Austrália). **Electricity distribution network service providers - Service target performance incentive scheme**, Final decision, Melbourne, 2008.
- . **Annual Benchmarking Report - Electricity distribution network service providers**, 2015.
- BAARSMA, B., Hop, J. P. **Pricing power outages in the Netherlands**. *Energy* 34 (2009) 1378–1386, 2009.
- BALDUCCI, P.J. et al. **Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy**; Prepared for the US Department of Energy. Contract DE-AC06-76RLO1830, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA, 2002.
- BECKER, G. S. **A Theory of the Allocation of Time**. *The economic journal*, v. 75, n. 299, p. 493-517, 1965.
- BEENSTOCK, M. U.; GOLDIN, E.; HAITOVSKY, Y. **Response bias in a conjoint analysis of power outages**. *Energy Economics*, v. 20, n. 2, p. 135-156, 1998.
- BENAVENTE, J. M. et al. **Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio**. *Cuadernos de Economía* v. 42, n. 125, p. 31-61, 2005.
- . **El costo de falla residencial en Chile: Una estimación usando la curva de demanda**. *Revista de Análisis Económico*, v. 20, n. 2, p. 23-40, 2005.
- BERNSTEIN, S.; AGURTO, R. **Use of outage cost for electricity pricing in Chile**. *Utilities Policy*, v. 2, n. 4, p. 299-302, 1992.
- BILLINTON, R.; TOLLEFSON, G.; WACKER, G. **Assessment of electric service reliability worth**. *Electrical Power & Energy Systems*, v. 15 n. 2, p. 95–100, 1993.

- CAMARGO, P. T. **Custo Social da Energia Elétrica**. 203f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 1989.
- C. A. Warren, J. D. Bouford, R. D. Christie, D. Kowalewski, J. McDaniel, R. Robinson, D. J. Schepers, J. Viglietta, C. Williams; **“Classification of Major Event Days”**, IEEE Power General Meeting, julho de 2003.
- Cebrian Amasifen, J.C. **Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2008. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: link Acesso em: 2016-04-08.
- Cebrian, J. C.; Kagan, N. **Hybrid Method to Assess Sensitive Process Interruption Costs Due to Faults in Electric Power Distribution Networks**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp: 1686-1696, 2010.
- Cebrian, J. C.; Milanovic, J. V.; Kagan, N. **Case studies of application of process immunity time in assessment of financial losses due to system faults induced industrial process interruptions**. 2015 IEEE General Meeting.
- Cebrian, J. C.; Milanovic, J. V.; Kagan, N. **Probabilistic Assessment of Financial Losses in Distribution Network Due to Fault Induced Process Interruptions Considering Process Immunity Time**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, in press.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (Eletrobrás). **Relatório da Pesquisa Sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica**, 1991.
- CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO QUALIDADE DE ENERGIA (ENERQ). **Projeto de P&D : Avaliação da oportunidade de serviços diferenciados para melhoria da qualidade, eficiência da rede e modicidade tarifária**. Publicação restrita. São Paulo, 2009.
- CIGRE/CIRED Joint Working Group C4.107, **Economic framework for power quality**, CIGRE Technical Brochure 467, published in 2011.
- CIGRE/CIRED/UIE Joint Working Group C4.110. **Voltage dip immunity of equipment and installations**, CIGRE Technical Brochure 412, published in 2010.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (Chile). **Estudio del Costo de Falla en el Sistema Interconectado Central**, 1986.
- Consumer Focus (2011). **Guaranteed Standards of electricity distribution 2009/2010**. Reino Unido.
- Consumer Focus (2012). **Report on the Guaranteed Standards of Performance for Electricity Distribution 2010/2011**. Reino Unido.
- COOPER, H.; HEDGES, L.V.; VALENTINE, J.C. (Ed.). **The Handbook of Research Synthesis and Meta-Analysis**. Russell Sage Foundation, 2009.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply**. Council of European Energy Regulators, Electricity Working Group, Quality of Supply Task Force, 2005.
- **5th Benchmarking report on quality of electricity supply**. Council of European Energy Regulators, Electricity Working Group, Quality of Supply Task Force, 2012
- CRUZ, M. P. **Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

- CYRILLO, I. O et al. **Consumers' Perceived Economical Evaluation of Power Quality**. In: 20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED. Praga, 2009.
- CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-19072011-102800>. Acesso em: 2015-10-15.
- DE NOOIJ, M.; KOOPMANS, C.; BIJVOET, C. **The Value of Supply Security: The Costs of Power Interruptions: Economic Inputs for Damage Reduction and Investment in Networks**. *Energy Economics*, v. 29, n. 2, p. 277-295, 2007.
- ELETROBRÁS; **"Relatório da Pesquisa Sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica"**. Março, 1991.
- ELETROBRÁS; PROCEL (programa nacional de conservação de energia elétrica). **Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) - Pesquisa de Posses de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano base 2005, classe residencial. Relatório Brasil**. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/>
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2015: Ano base 2014**. Rio de Janeiro, 2015.
- ENERGY RESEARCH INSTITUTE. **Electricity Outage Cost Study**. Chulalongkorn University, 2001. Disponível em <http://www.eppo.go.th/power/ERI-study-E/ERI-ExeSummary-E.html>
- ENERQ-USP. **Projeto de P&D Metodologias de Revisão Tarifária sub-projeto 5 : Qualidade Técnica e Comercial**. Publicação restrita. São Paulo, 2014
- EPRI(ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE). **Outage Cost Estimation Guidebook, Research Project 2878-04**. Prepared by Freeman, Sullivan & Company, California, 1995.
- ESPANHA. Lei 2/2002, de 25 de abril de 2002. De Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico em Extremadura. **Boletín Oficial del Estado**, n. 37, de 12 de febrero de 2013, p. 32-48
- . Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo de 2002. Por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico. **Boletín Oficial del Estado**, n. 89, de 13 de abril de 2002, p. 14170-14176.
- . Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero de 2008. Por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. **Boletín Oficial del Estado**, n. 67, de 18 de marzo de 2008, p. 16067-16089.
- ETO, J. H.; HAMACHI, L. K. **Cost of Power Interruptions to Electricity Consumers in the United States (U.S.)**; Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division; LBNL-58164, 2006.
- ETO, J. H.; HAMACHI, L. K. **Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers**; Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division; LBNL-55718, 2004.
- FUMAGALLI, E.; LO SCHIAVO L.; L.; DELESTRE, F. **Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail**. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2007.
- Gallo, D.; Landi, C.; Luiso, M. **Severity assessment issues for short voltage dips**, Elsevier *Measurement*, vol. 43, no. 8, pp. 1040-1048, 1 Oct. 2010.



- GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**, 3ª Edição. EDUSP, São Paulo, 2008.
- GOMES P.; SCHILLING M. Th.; **Custo de Interrupção: Conceituação, Metodologia de Avaliação, Valores Existentes e Aplicações**. In: XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém. Pará, 1997.
- GONZÁLEZ PÉREZ, J. P. (2012). **Propostas de procedimentos para o estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. Recuperado em 2016-06-22, de <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16112012-160154/>
- González Pérez, Jenny Paola. **Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica: Indicadores, Limites, Compensações e Incentivos Regulatórios**. 2016. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, SP. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.
- GOUVÊA, M. R. **Bases conceituais para o planejamento de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993.
- GOUVÊA, M. R. et al. **Análise de Taxas de Falha em Transformadores de Distribuição**. Relatório CED – 052 / EQPT 001 / RL 001 / OR. Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica. IEE/USP – ELETROPAULO – CESP – CPFL. São Paulo, 1992.
- GROWITSCH, C. et al. **Social cost-efficient service quality - Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway**; Energy Policy v. 38, n. 5, p. 2536-2544, 2010.
- **The costs of power interruptions in Germany-an Assessment in the light of the Energiewende**. EWI Working Paper, 2013.
- GUIMARÃES, L. C. S. **O Custo da Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Informativo CODI – Comitê de Distribuição de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 1986.
- HALE, P. S.; ARNO, R. G.; KOVAL, D. O. **Analysis techniques for electrical and mechanical power systems**. . In: INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE. IEEE, 2001.
- HIDEKI, E. et al. **Determinação do custo de interrupção de energia elétrica de clientes industriais AT/MT**, Relatório final do projeto de P&D, ANEEL, 2001.
- HOFMANN, M.; SELJESETH, H.; VOLDEN, G.H.; KJOLLE G.H., **Study on Estimation of Cost due to Electricity interruption and Voltage Disturbance**. Noruega. (Realizado pelo Sintef para CEER), 2010.
- HSU, G. J. Y.; CHANG P.; CHEN T. **Various methods for estimating power costs. Some implications and results for Taiwan**, Energy Policy v. 22 n. 1 p. 69-74, 1994.
- IEEE – **Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. IEEE Std 1366 – 2003. ISBN: 0738138894.
- IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY et al. **IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems**. New York, N.Y.: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. IEEE Std 1366-2003. ISBN: 0738138894, 2003.

- ITANSUCA-SINERGÍA. **Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural**. Informe Final de Consultoria preparado para la UPME, 2004.
- JAMASB, T.; OREA, L.; POLLITT, M. G. **Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies**. Energy Economics v. 34 n.5 p. 1498-1506, 2012
- JAMASB, T.; NEPAL, R.; TIMILSINA, G. R. **A quarter century effort yet to come of age: a survey of power sector reforms in developing countries**. World Bank Policy Research Working Paper, n. 7330, 2015.
- JARAMILLO, P.; SKOKNIC, E. **Costo Social de las Restricciones de Energía Eléctrica**. ENDESA, 1973
- JUCÁ, A. S. **Avaliação do Relacionamento Entre Consumidores e Concessionárias na Solução de Conflitos por Danos Elétricos: Proposta de Adequação**. 178p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.
- KAGAN, N. et al. **Regulação da Qualidade do Fornecimento**. In: Hage, Fabio S. El; Delgado, Marco A. P. (Org.). **Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia cap. 6. p. 269-345, 2015
- Kariuki, K. K.; Allan, R.N. **Evaluation of reliability worth and value of lost load**, Generation, IEE Proceedings-Transmission and Distribution, vol.143, no.2, pp.171,180, Mar 1996.
- KHATIB, H. **Economics of Reliability in Electrical Power Systems**, Technicopy Limited, England, 1978.
- **Financial and Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry**, Institution of Electrical Engineers, 1997.
- LEAHY, E.; TOL, R.S.J. **An estimate of the value of lost load for Ireland**. Energy Policy, vol. 39, no. 3, pp. 1514-1520, 2011
- LINEWEBER, D.; McNULTY, S. **The Cost of Power Disturbances to Industrial & Digital Economy Companies**. Electric Power Research Institute, 2001.
- LONDON ECONOMICS. **Estimating the Value of Lost Load**. Briefing paper prepared for the Electric Reliability Council of Texas, Inc. London Economics International LLC, 2013.
- **The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain**. Final report for OFGEM and DECC, 2013.
- Lopes, D. A. R.; de Jesus, E. D.; Valle, L. A. F. **Maintaining the continuity of process operations after voltage sag or power interruption**, IEEE Annual Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, pp. 81-86, 2004.
- Lucio, J. ; Espinosa-Juárez, E. ; Hernández, A. **Voltage sag state estimation in power systems by applying genetic algorithms**, IET Generation, Transmission & Distribution, vol.5, no. 2, pp. 223-230, February 2011.
- MAGALHÃES, C.H.N. et al. **Avaliação do custo social de interrupção do fornecimento de energia elétrica do lado da demanda no estado de São Paulo**. XVI SNPTEE, Campinas, 2001.
- MARQUES, R. M. B. **Ferramenta computacional para avaliação do impacto econômico da qualidade da energia elétrica no setor de produção das indústrias**; Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Ceará, Fortaleza, 2006.

- MASSAUD, A. G.; SCHILLING, M. Th; HERNANDEZ, J. P. **Electricity restriction costs**. In: Generation, Transmission and Distribution, *IEE Proceedings - IET*, 1994, p. 299-304.
- MATSUKAWA, I.; FUJII, Y. **Customer preference for reliable power supply: using data on actual choices of back-up equipment** *The Review of Economics and Statistics*, p. 434-446, 1994.
- MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES. **Actualización de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural en Colombia**. Informe Final, informe de consultoría preparado para a UPME, 2011.
- Milanovic, J. V.; Gupta, C. P. **Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sag: Part I: The methodology**. IEEE trans, Power Del. vol. 21, no. 2, pp. 918-924, Apr. 2006. (a).
- MOK, Y. L.; CHUNG, T. S. **Prediction of domestic, industrial and commercial interruption costs by relational approach**. In Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97. Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 450) vol. 1, p. 209-215. IET, 1997.
- MUNASINGHE, M.; GELLERSON, M. **Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels**, *The Bell Journal of Economics*, v. 10, n. 1 p. 353-65, 1979.
- MUNASINGHE, M. **The Economics of Power System Reliability and Planning**; The World Bank and The John Hopkins University Press, Baltimore; ISBN 0-8018-2276-9; EEUU, 1979.
- N. Hann, C. Daly; **“Investigation of the 2.5 Beta Methodology”**; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26; novembro de 2011.
- OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. **Guaranteed Standards of Performance for Electricity Distribution Companies in England, Scotland & Wales**, Ofgem, UK, 2005.
- **Guaranteed Standards: Ofgem Guidance and Proposals on Best Practice - Electricity Distribution**, UK, 2006.
- **Expectations of DNOs & Willingness to Pay for Improvements in Service**, Final Report.
- **Price Controls Explained - factsheet**, 2013. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64003/pricecontrolexplainedmarch13web.pdf>; Acesso em 11/01/2016.
- Pelegri, M. A.; Almeida, C. F. M.; Kondo, D. V.; Magalhaes, C. H.; Silva, F. T.; Baldan S.; Saraiva Filho F. C.; Garcia, V. V. **Survey and applications of interruption costs in large customers, Harmonics and Quality of Power**, 2012. 15th International Conference on, pp. 860-864, 17-20 June 2012.
- PELEGRINI, M.A. et al. **Pesquisa sobre o Custo de Interrupção em Grandes Clientes** in CBQEE, 2011.
- POUDINEH, R.; JAMASB, T. **Electricity Supply Interruptions: sectoral Interdependencies and the Cost of Energy Not Served for the Scottish Economy**, *The Oxford Institute for Energy Studies* paper EL 12.
- RECKON. **Desktop review and analysis of information on Value of Lost Load for RII0-ED1 and associated work**. Report commissioned by Ofgem, 2012.
- RIVERA J. et al. **Consultoría Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING, y SSMM**, Trabajo de Consultoria realizado para a Comisión Nacional de Energía (CNE) do Chile. Santiago, 2012.

- R. R, Billinton, J. R. Acharya; **“Major Event Day Segmentation”**; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21; agosto de 2006.
- SANGHVI, A. P. **Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience.** v. 4, n. 3, p. 180-198, 1982.
- SCHILLING, M. Th.; MARANGON LIMA, J. W. **Parâmetros de Desempenho da Distribuição** In XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI. Blumenau, 1992.
- SCHRODER, T.; KUCKSHINRICH, W.; **Value of Lost Load - Literature review** in *Frontiers in Energy Research*, Volume 3, artigo 55. 2015
- SERRA, P.; FIERRO, G. **Outage costs in Chilean industry**; *Energy Economics* v. 19, n. 4, p. 417-434, 1997.
- SETRÉUS, J.; WALLNERSTOM, C. J.; BERTLING, L. **A comparative study of regulation policies for interruption of supply of electrical distribution systems in Sweden and UK.** 19th Cired 2007, Viena.
- SHIGA, A. A. **Avaliação de custos decorrentes de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição de energia.** Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-03072007-081750/>. Acesso em: 2015-10-20.
- SULLIVAN, M.J.; MERCURIO, M.; SCHELLENBERG, J. **Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States.** Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009.
- SULLIVAN, M.J.; SCHELLENBERG, J. et al. **Updated Value of Service Reliability Estimates for Electric Utility Customers in the United States.** Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.
- SURVEY RESEARCH CENTER. **A Survey of the Implications to California of the August 10, 1996 Western States Power Outage**; Consultant Report for the California Energy Commission. Disponível em <http://www.energy.ca.gov>. 1997
- SYSTEP INGENIERIA Y DISEÑOS. **Costo de falla de larga duración en el SING. Informe Final definitivo.** Preparado para la Comisión Nacional de Energía (Chile). Santiago, 2009.
- TANURE, J. E. P. S.; **Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade do serviço de distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2000.
- **Proposta de procedimentos e metodologia para estabelecimento de metas de qualidade (DEC e FEC) para concessionárias de distribuição de energia elétrica através da análise comparativa.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- TEIXEIRA, M. D. et al. **Estratégia para o Cálculo dos Custos Associados à Qualidade de Energia Elétrica em Consumidores Industriais.** In Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia v.1, 2011.
- TELSON, M. L. **The economics of alternative levels of reliability for electric power generation systems**; *The Bell Journal of Economics*; vol. 6, n. 2 p. 679-694, 1975.
- TRENGEREID, F. **Quality of supply regulation in Norway.** In Proceedings of 17th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, Barcelona, Spain, 2003.

- VAUGHAN, W. J. et al. **Central tendency measures of willingness to pay from referendum contingent valuation data: issues and Alternatives in project analysis**; (06/99) ENV-130; E. Inter-American Development Bank.
- Vegunta, S. C.; Milanovic, J. V. **Investigation of Voltage Disturbances in a Typical Pharmaceutical Customer Facility**, CD Rom of the 16th Power Systems Computation Conference, PSCC'08, Glasgow, Scotland, UK, July 14-18, 2008.
- WAMPOLD, B. E., AHN, H., Kim, D. **Meta-analysis in the Social Sciences: A Useful Way to Make Sense of a Series of Findings from a Large Number of Studies**. *Asia Pacific Education Review*, v. 1, n. 1, p. 67-74, 2000.
- WANG, W. et al. Reliability Block Diagram Simulation Techniques Applied to the IEEE Std. 493 Standard Network. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 40, n. 3, p. 887-895, maio 2004.
- ZACHARIADIS, T.; POULLIKKAS, A. **The Costs of Power Outages: A Case Study from Cyprus**. *Energy Policy*, vol. 51, no. 1, pp. 630-641, 2012.
- Zejun, D.; Yongqiang, Z.; Caihong, C. **"Economic loss assessment of voltage sags"**, *Electricity Distribution*, 2010. China International Conference on, pp. 1-5, 13-16 Sept. 2010.