



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS METODOLOGIAS
DE DEFINIÇÃO DE CONJUNTOS PARA
ESTABELECIMENTO DE METAS DE QUALIDADE
(DEC E FEC)**

LARISSA PINHEIRO CONSTANTI

Brasília – DF
dezembro de 2013



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

Larissa Pinheiro Constanti

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS METODOLOGIAS DE DEFINIÇÃO
DE CONJUNTOS PARA ESTABELECIMENTO DE METAS DE
QUALIDADE (DEC E FEC)**

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia
da Universidade de Brasília para obtenção do Título de
Mestre em Regulação e Gestão de Negócios.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB (Presidente e Orientador)

Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller – UnB (Membro Titular)

Dr. Hugo Lamin – ANEEL (Membro Titular)

Local: Universidade de Brasília
Departamento de Economia
UnB – Brasília

dezembro de 2013



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da Informação - FACE
Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

Larissa Pinheiro Constanti

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS METODOLOGIAS DE DEFINIÇÃO
DE CONJUNTOS PARA ESTABELECIMENTO DE METAS DE
QUALIDADE (DEC E FEC)**

Universidade de Brasília – UnB

Programa de Pós-Graduação em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

Data de aprovação: 18 de dezembro de 2013

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB
(Presidente e Orientador)

Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller – UnB
(Membro Titular)

Dr. Hugo Lamin – ANEEL
(Membro Titular)

A minha mãe, Dacimar
e a minhas irmãs Vanessa e Andressa

AGRADECIMENTOS

Toda honra e glória sejam dadas a Deus, pois é meu Senhor e Criador. Agradeço pelo zelo e pelo amor incondicional que tem demonstrado para comigo. É Ele que está no controle da minha vida.

Agradeço a minha mãe, Dacimar Gomes Pinheiro Constanti, pelo amor, carinho, compreensão, reclamações e orientação, que sempre me apoiou e me incentivou em todos os momentos da minha vida. Além disso, é meu exemplo de retidão, perseverança e busca a Deus.

A minha irmã, Vanessa Gomes Pizzetti Constanti, agradeço pelo amor, pelas risadas, pelo apoio, por estar presente nos momentos em que precisei me ausentar, por aguentar meus abraços forçados e beijos pegajosos e por sempre estar ao meu lado.

A minha irmã, Andressa Pinheiro Constanti, agradeço pela amizade, pela companhia nos momentos de descontração e nos momentos de correria e por aguentar meus desabafos e lamentações.

Amo vocês mais que infinitamente!

Agradeço ao meu orientador, professor Ivan Marques de Toledo Camargo, que mesmo com diversas atribuições, pelo incentivo e contribuições ao desenvolvimento do trabalho.

Agradeço ao meu coorientador e amigo, Eduardo Ellery Filho, cujo apoio, incentivo, dedicação e paciência foram fatores essenciais para atingir os objetivos propostos.

Aos sócios da Abdo, Ellery & Associados Consultoria, José Mario Abdo, Cesar Gonçalves, Antônio Marra e Álvaro Mesquita pelo incentivo, apoio, troca de experiências e conhecimentos e pela confiança depositada a mim.

Agradeço as minhas amigas Renata de Oliveira e Silva e Claudia Portal pelo companheirismo, amizade e incentivo, pois acompanharam os passos da minha trajetória no mestrado da UnB e que cujas lembranças estarão sempre na minha memória.

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL é responsável pela regulação técnica e econômica do Setor Elétrico Brasileiro. Um de seus objetivos consiste em instituir regras equilibradas e que deem oportunidade à adoção, por parte das distribuidoras, de medidas para a melhoria na prestação de serviço.

Neste contexto, é de extrema importância a definição de metodologias de acompanhamento, controle e avaliação da qualidade da prestação de serviço de distribuição de energia elétrica.

A finalidade deste trabalho é fazer uma análise comparativa das metodologias de definição dos conjuntos para estabelecimento dos limites do setor elétrico relativas aos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC.

Inicialmente, será apresentado o histórico do setor elétrico brasileiro e os principais marcos regulatórios relativos à qualidade de energia elétrica no Brasil.

Então, serão detalhadas as metodologias utilizadas pela ANEEL para a definição dos limites dos indicadores de qualidade das distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

A partir desse arcabouço, será realizada a análise comparativa das duas metodologias empregadas pela ANEEL, considerando também os resultados da aplicação dessas metodologias por meio da análise dos valores de compensação pagos pelas distribuidoras brasileiras em 2012 e da evolução desses valores no tempo.

Por fim, é realizado o estudo de caso da CELPA, distribuidora de energia elétrica do Estado do Pará, objetivando avaliar os efeitos da metodologia adotada pela ANEEL para estabelecimento de conjuntos para a definição do DEC e FEC em uma concessão brasileira.

Palavras-chave: 1. Qualidade. 2. Energia. 3. Metodologia. 4. Indicadores. 5. Conjuntos. 6. Limites. 7. Regulação.

ABSTRACT

The Brazilian Electricity Sector is technically and economically regulated by ANEEL, which has as one of its objectives the establishment of balanced rules that result in the adoption of measures to improve the service delivered by the distribution companies.

In this context, it is very important to define methodologies for monitoring, controlling and evaluation of the quality of the electricity distribution service.

The purpose of this work is to make a comparative analysis of the methodologies adopted for defining groups used to establish of quality goals for the electricity sector, related to the DEC and FEC indicators.

At first, it will be presented the historic of the Brazilian electricity sector and key regulatory framework relating to electricity quality in Brazil.

After, it will be given detailed information about the methodologies used by ANEEL for defining quality indicator's limits for electricity distribution companies in Brazil.

From this framework, there will be a comparative analysis of the two methodologies used by ANEEL, considering also the results of these methodologies, by analyzing the amounts of compensation paid by the Brazilian distributors in 2012 and the evolution of these values over time.

Finally, it will be conducted a case study of CELPA, electricity distribution companies of Pará, to evaluate the effects of the methodology adopted by ANEEL for defining the groups used to determine the DEC and the FEC indicators in a Brazilian concession.

Keywords: 1. Quality. 2. Power. 3. Methodology. 4. Indicators. 5. Groups. 6. Limits. 7. Regulation.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Estratificação das Interrupções (Fonte ANEEL, 2012).....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2 - Compensações por violação de continuidade em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013).....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 3 - Quantidade de Transgressões por concessionária em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)</i>	<i>53</i>
<i>Figura 4 - Valor (R\$) por Quantidade de Transgressão por concessionária em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 5 - Valor (R\$) por consumidor por concessionária 2012 (Fonte: ANEEL, 2013).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 6 - Quantidade de Transgressão por Consumidor por concessionária 2012 (Fonte: ANEEL, 2013).....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 7 - Mapa de Atuação da CELPA (Fonte: Anuário do Pará 2010-2011)</i>	<i>58</i>
<i>Figura 8 - Histórico de DEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2011)</i>	<i>61</i>
<i>Figura 9 - Histórico de FEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2011).....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 10 - Distância entre o requisito regulatório e o nível real de DEC e FEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2012).....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 11 - Montante de Compensações por consumidores (Fonte: CELPA, 2012)</i>	<i>69</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Valores Máximos Anuais de DEC e FEC</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 2 - Valores Máximos Anuais de Continuidade por Consumidor.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabela 3 - Quantidade de Conjuntos e número de consumidores das distribuidoras (2008)..</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 4 - Quantidade de Conjuntos e número de consumidores das distribuidoras (2012)..</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 5 - Medidas de Dispersão dos principais parâmetros das concessões de distribuição (2013).....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 6 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento maior ou igual a 69 KV e menor que 230 kV</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 7 - Valores Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1kV situadas fora do Perímetro Urbano.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 8 - Evolução das Compensações entre 2011 e 2012</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 9 - DEC e FEC proposto para o 3º CRTP.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 10 - Resumo de DEC e FEC por região da CELPA.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 11 - Compensações 2011 da CELPA.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 12 - Compensações por indicadores CELPA 2011</i>	<i>68</i>

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CL	Consumidor Livre
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CRTP	Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas
DEA	Data Envelopment Analysis
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção contínua por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
LA	Livre Acesso
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIE	Produtor Independente de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição

SUMÁRIO

1. Introdução.....	15
1.1. Objetivo	16
1.2. Estrutura do Trabalho	16
2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	18
3. Regulação da Qualidade.....	24
3.1. Portaria nº 046/1978 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE 24	
3.2. Resolução ANEEL nº 024/2000	26
3.3. Módulo 8 do PRODIST– Qualidade de Energia Elétrica.....	28
4. Metodologia Anterior de Continuidade aplicada no Setor Elétrico Brasileiro	30
4.1. Indicadores de Continuidade	30
4.1.1. Indicadores Coletivos.....	30
4.1.2. Indicadores Individuais	31
4.2. Metodologia Anterior de Definição dos Indicadores	33
5. Metodologia Atual de Continuidade aplicada no Setor Elétrico Brasileiro	35
5.1. Indicadores de Continuidade Atuais.....	35
5.1.1. Indicadores Individuais Atuais	35
5.1.2. Indicadores Coletivos Atuais	36
5.2. Metodologia Atual de Definição dos Indicadores	38
6. Análise das Metodologias	40
6.1. Comparação das duas Metodologias utilizadas pela ANEEL	40
6.2. Comparação das duas Metodologias de definição dos Conjuntos utilizadas pela ANEEL	41
6.3. Análise dos Resultados da Aplicação da Metodologia Atual.....	51

6.3.1.	Compensações de 2012.....	52
6.3.2.	Evolução das compensações entre 2011 e 2012	52
6.3.3.	Pontos Relevantes	55
7.	Estudo de Caso – CELPA	57
7.1.	Contextualização	57
7.2.	Características da Concessão.....	57
7.2.1.	Dispersão e deslocamento.....	58
7.2.2.	Grandes áreas com restrições a intervenções.....	59
7.2.3.	Condições meteorológicas críticas.....	59
7.2.4.	Malha viária precária	60
7.2.5.	Dificuldade de comunicação no interior do Estado	60
7.3.	Problemas da concessão quanto aos aspectos regulatórios de Qualidade	61
7.4.	Compensações Financeiras por violação de indicadores de qualidade	67
8.	Conclusão e Considerações Finais	71
9.	Referências Bibliográficas	75
	Anexos.....	79
	Anexo I – Lista das Concessionárias de Distribuição	79
	Anexo II - Compensações de 2011	81
	Anexo III - Compensações de 2012	83

1. Introdução

O setor elétrico no Brasil exige grande quantidade de investimentos, seja em função do crescimento econômico e consequente expansão da demanda, seja para a manutenção da estrutura existente.

No contexto mundial, a abertura do setor elétrico à participação do capital privado por meio de concessões outorgadas pelo Poder Concedente dos países, via de regra com base em suas Constituições, propiciou a retomada dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia, seu transporte e sua distribuição ao consumo.

A necessidade da participação do capital privado, aliada a um setor de interesse público, com segmentos caracterizados como monopólios naturais (transmissão e distribuição), contribuiu para que fossem implantados nesses países os denominados entes reguladores autônomos com o objetivo de definir regras e fiscalizar o cumprimento delas pelos prestadores de serviços.

Nesse contexto, o Estado provedor ou produtor de serviços perdeu importância em face do Estado regulador, cuja essência é a institucionalização da moderna regulação.

O papel e a importância da moderna regulação têm inclusive contribuído para identificar onde o Estado deve atuar mais como regulador ou mais como provedor de serviços, em face do atual cenário econômico mundial.

Não significa, portanto, substituir a forma de intervenção direta do Estado na ordem econômica e sim, na ação reguladora do Estado, separar os entes operadores estatais e o ente regulador do respectivo setor, criando condições para que operadores estatais e privados concorram entre si, sob as mesmas regras, de forma a oferecer um serviço adequado a usuários e consumidores com qualidade e preços justos.

Nesse sentido, é necessário que haja diálogo e interação entre o regulador e os agentes sujeitos à ação reguladora, buscando não apenas legitimar a sua atuação, como tornar a regulação mais qualificada, porquanto mais aderente às necessidades e perspectivas da sociedade.

Ressalta-se que, para definir a função reguladora, convém caracterizar a diferença entre a função reguladora e a função regulamentar. Enquanto que a função regulamentar consiste em disciplinar uma atividade mediante a emissão de atos ou comandos normativos, a função

reguladora ou a regulação estatal, além de envolver a função regulamentar, envolve as atividades de fiscalização, de poder de polícia, adjudicatórias, de conciliação, bem como a de subsidiar e recomendar a adoção de medidas pelo poder central no ambiente regulado.

Dessa visão, depreende-se a necessidade da atuação estatal reguladora buscando o equilíbrio entre todos os interesses presentes no sistema regulado, em prol do interesse público contextualizado pela sociedade e consignado nas leis. O sucesso da ação reguladora estatal passa a depender do equilíbrio entre os interesses privados e os objetivos de interesse público.

Nesse sentido, para que a regulação exerça suas funções de maneira a atender ao interesse público, alguns princípios devem estar presentes. Um princípio de importância cabal em setores de infraestrutura como o setor elétrico é o relacionado à estabilidade e à segurança jurídica, pois em geral a aplicação das regras exige adaptação nas estruturas operacionais que não se dão de imediato. Aliás, a própria regulamentação para ser eficiente tem que considerar esse aspecto temporal conforme a sua complexidade.

1.1. Objetivo

O trabalho tem por objetivo analisar comparativamente as metodologias de definição dos conjuntos para estabelecimento de Metas de Qualidade do setor elétrico relativas aos indicadores de DEC e de FEC, avaliando se os índices e reflexos financeiros estão aderentes às realidades locais.

1.2. Estrutura do Trabalho

O trabalho possui 9 capítulos na busca de atingir o objetivo descrito anteriormente.

O presente Capítulo faz a introdução da dissertação, apresenta a importância da regulação e o papel do regulador no mercado de energia elétrica. Além disso, descreve o objetivo principal que orientou o desenvolvimento e a estruturação do estudo.

O Capítulo 2 apresenta um histórico do setor elétrico brasileiro a fim de caracterizar o modelo regulatório empregado no país.

O Capítulo 3 mostra os principais marcos regulatórios relativos à qualidade de energia elétrica no Brasil, os quais são base para a realização da comparação que constitui o objetivo desse trabalho.

O Capítulo 4 detalha a metodologia antiga utilizada pela ANEEL para a definição dos limites dos indicadores de qualidade das distribuidoras de energia elétrica do Brasil, enquanto que a metodologia atual é descrita no Capítulo 5.

No Capítulo 6, é realizada a análise comparativa das duas metodologias empregadas pela ANEEL. Adicionalmente, são analisados os resultados da aplicação da metodologia atual por meio da análise dos valores de compensação pagos pelas distribuidoras brasileiras em 2012, além da evolução desses valores.

É realizado no Capítulo 7 o estudo de caso da distribuidora de energia elétrica do estado do Pará, a CELPA, com o objetivo de avaliar os efeitos da metodologia de definição de conjuntos da ANEEL em uma concessão brasileira.

Finalmente, o Capítulo 8 destina-se ao registro das conclusões e considerações finais e no Capítulo 9 estão as referências bibliográficas.

2. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A Constituição Federal Brasileira de 1988, em seu artigo nº 175, estabelece que somente o governo federal é o responsável pelos serviços e atividades ligados ao serviço de energia elétrica no Brasil, explorando diretamente ou por meio de outorgas de concessão. Tais outorgas devem ser obrigatoriamente precedidas de um processo licitatório para determinação do agente outorgado, seja ele público ou privado.

O marco inicial da liberalização e privatização do Setor elétrico foi a promulgação da Lei nº 8.631/93, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida.

A Lei nº 8.987/95 regulamenta o artigo 175 da Constituição Federal de 1988, definindo o novo regime de concessões e permissões para serviços públicos em geral.

O marco legal específico para o setor elétrico, a Lei nº 9.074/1995, foi editado estabelecendo uma importante e significativa mudança na estruturação e condução do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Com essa Lei (i) foi criado o Produtor Independente de Energia (PIE); (ii) estabelecido o Livre Acesso (LA) aos sistemas de transmissão e distribuição; (iii) dada a possibilidade de que consumidores com potência instalada a partir de 3 MW, chamados Consumidores Livres (CL), pudessem optar pelo seu supridor de energia independentemente do ponto em que estivessem conectados ao sistema elétrico; (iv) forçou a revisão e renovação de todos os contratos de concessão, impondo o cumprimento de requisitos específicos, tais como a finalização de obras inacabadas; e (v) proporcionou incentivos específicos à privatização de distribuidoras e geradoras, adicionando um período extra de 10 a 15 anos para os contratos de concessão renovados sob essa condição.

A Lei nº 9.074/95 implantou a prática da Licitação das Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição. Na evolução desse mecanismo, hoje sagra-se vencedor da disputa pela concessão aquele que assegurar a menor tarifa.

Para fazer frente à implementação das importantes modificações determinadas por Lei para o Setor Elétrico Brasileiro o governo federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), conduziu um estudo denominado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Nesse âmbito, buscou-se não só determinar os novos recursos

institucionais necessários, mas também ir adiante, recomendando novas modificações que dessem, no conjunto dos aspectos legais e regulatórios, condições para:

- *assegurar a continuidade do fornecimento tanto a curto prazo, durante o processo de transição, quanto a longo prazo, assegurando que os investimentos sejam atraentes para o setor, cuidando para que o sistema seja ampliado e estendido para novas áreas;*
- *manter e aprimorar a eficiência com que recursos são empregados pelo setor e incentivar o emprego otimizado da eletricidade pela economia como um todo; e*
- *reduzir as despesas públicas atraindo capital privado para financiar novos investimentos e sanar parte da dívida pública com os resultados da alienação.*¹

Assim, entre 1996 e 1998, no RESEB, foram feitas várias recomendações, fruto do trabalho combinado de consultores internacionais e mais de trezentos especialistas do setor no Brasil, que foram sendo implementadas ou submetidas ao processo legislativo na medida em que eram apresentadas. De forma resumida, as principais instituições e características recomendadas pelo RESEB para o Setor Elétrico Brasileiro foram:

- Desverticalização das atividades;
- Geração – passa a ser uma atividade competitiva com preços definidos pelo mercado;
- Transmissão independente para garantir o Livre Acesso dos geradores ao mercado e dos Consumidores livres às fontes de geração ou aos Comercializadores livres que competem pela prestação de seus serviços;
- Apenas as atividades de transporte de energia na Transmissão e Distribuição são monopólios naturais com preços administrados pelo poder concedente;
- O Operador do Sistema operando os sistemas de geração e transmissão de forma independente, visando sua otimização e viabilizando o instituto do livre acesso;
- O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) é o ambiente onde a livre competição deve condicionar a formação dos preços (sem prejuízo da otimização);
- Um Regulador Independente atuando como um guardião do modelo, como intérprete da legislação específica, como garantia de estabilidade das regras; e
- Finalmente, a expansão da oferta como uma oportunidade de investimento, podendo ficar a cargo dos agentes do mercado.

¹ Projeto RESEB, Estágio I – Relatório Sumário, Novembro/1996, Coopers&Lybrand / Eletrobrás

Praticamente todas as recomendações acima, quando já não estavam previstas na Lei nº 9.074/1995, foram implementadas por duas leis posteriores:

- Lei nº 9.427, de 1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como Regulador Independente; e
- Lei nº 9.648, de 1998, que criou o ONS e o MAE, além de tornar a implementação e operação dos ativos de transmissão como um negócio independente e com remuneração própria e pagamento específico pelo seu uso.

Em paralelo com essas providências legais o governo federal estava também fortemente comprometido com a implementação de um mercado de energia que fosse suficientemente confiável para reduzir a percepção de risco dos investidores privados, atraindo seus capitais para o setor. Isso fez com que grande esforço fosse empregado na privatização das principais fontes de receita para as companhias geradoras e transmissoras, que vendem e/ou entregam energia no atacado, que são as distribuidoras, por terem os consumidores finais como seus clientes.

De fato, no processo de implementação da reestruturação almejada, em função da necessidade e urgência de algumas iniciativas, alguns movimentos foram feitos antes de se ter concluído todo o arcabouço legal e institucional previsto, ou mesmo os estudos que apontariam para esses quesitos. Isso gerou desvios entre o realizado e o posteriormente recomendado, principalmente no que se refere a algumas políticas dos períodos iniciais. Um exemplo típico dessa situação está no forte incentivo inicial à autocontratação, consistindo na possibilidade do grupo empresarial de uma determinada distribuidora comprar energia diretamente de uma fonte de geração pertencente a ele mesmo de forma direta, tendo como limitação de preço um valor máximo determinado pelo Regulador.

Apesar dos desvios e precipitações ocorridos na implementação da reforma pretendida, natural em um processo envolvendo tantos agentes, interesses e segmentos da sociedade, restou evidente que o Setor Elétrico Brasileiro alcançou um nível de atividade significativamente maior que o verificado na década precedente, e com importante participação do capital privado tanto na geração e transmissão quanto na distribuição. No entanto, essa importante melhoria na gestão das empresas e na disponibilização de novos ativos para prestação do serviço de energia elétrica não foi suficiente para fazer frente ao rápido crescimento da demanda, ocorrido em função da estabilidade econômica conquistada pelo Brasil a partir de 1995.

Dessa forma, entre meados de 2001 e o início de 2002, quando um severo período seco ficou caracterizado, o governo federal se viu obrigado a implantar e gerir um programa de restrição do consumo de energia elétrica de grandes proporções, reduzindo em cerca 20% o consumo previsto para o período. As consequências dessa situação foram severas no ritmo das atividades econômicas do País. Por outro lado, foi uma oportunidade para que os responsáveis pelas diretrizes políticas iniciassem uma séria reflexão sobre os problemas existentes na concepção e implantação da reestruturação do SEB iniciada em 1995.

Como resposta estrutural para a crise de abastecimento de energia elétrica vivida nesse período, o governo federal tomou para si a responsabilidade de corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o arranjo institucional que então vigia. Nessa missão foram elaboradas propostas de melhoria para: (i) as instituições, com ênfase no papel planejador e coordenador do MME, buscando garantir a expansão da oferta e segurança no atendimento ao mercado, bem como a transparência na ação dos agentes institucionais; (ii) as interfaces entre mercado e setores regulados, buscando os sinais econômicos corretos tanto no preço da energia quanto no da utilização da transmissão; (iii) a defesa da concorrência, desverticalizando os segmentos de Geração, de Transmissão e de Distribuição e aperfeiçoando a neutralidade do ONS; e (iv) a estrutura tarifária, buscando aderência ao custo real para atendimento a cada segmento de consumo, a universalização do serviço e a regulamentação da tarifa social.

Esse trabalho redundou na proposição de medidas consolidadas em leis que finalizaram com a autocontratação e negociações bilaterais para a compra de energia das distribuidoras, impondo um processo aberto e competitivo para toda aquisição futura.

Os fatos acima coincidiram com um ano de eleição presidencial onde o partido que atuava na oposição durante todo esse período de elaboração e implementação da reestruturação do SEB (1995-2002) saiu vitorioso. O reflexo imediato dessa alternância de poder na consolidação do aprimoramentos em fase inicial de execução foi uma natural desaceleração da mudança, com o novo governo buscando suas próprias diretrizes políticas para o Setor Elétrico.

Com o propósito de corrigir rumos e afastar definitivamente os traumas vividos às vésperas de sua eleição, o novo governo estabeleceu três objetivos básicos para as políticas que seriam delineadas para o SEB: (i) seria necessário que as soluções apresentadas garantissem a segurança energética do País, afastando o temor de novo racionamento; (ii) por outro lado,

seria também necessário proteger os consumidores de tarifas exageradas; e (iii) buscar a universalização do acesso ao serviço de energia elétrica.

As reformas implementadas a partir de 2003 foram chamadas de “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”. Foi efetivada a separação entre as atividades de distribuição, geração e transmissão, o que garantiu maior transparência na fixação da tarifa para o consumidor. Estabeleceu-se a competição de fato na geração de energia, com a separação das licitações de usinas já existentes, o que facilitou o acesso a crédito e financiamento de longo prazo para os novos empreendimentos. Isso se traduziu em maior certeza na execução dos cronogramas das obras, reduzindo a sensação de risco por parte do investidor.

Os leilões de expansão da oferta permitiram formar referências de preço, perdidas desde o final dos anos 1980, mas fundamentais para o funcionamento de qualquer mercado. O formato dado a esses leilões e aos leilões da energia das usinas existentes contribuiu para a prática de tarifas módicas. Instituíram-se mecanismos de garantias contratuais para minimizar os riscos de inadimplência, o que conferiu maior robustez ao mercado de energia e contribuiu, também, para a modicidade tarifária.

O Estado foi dotado de instrumentos para garantir o efetivo funcionamento do mercado, respeitadas as características do setor elétrico brasileiro. Para restabelecer essas prerrogativas do Estado de planejar soluções estratégicas de longo prazo, estimular o pleno funcionamento do mercado e observar os direitos dos cidadãos que consomem ou têm direito de consumir energia, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que acompanha as condições de atendimento e determina providências para evitar novos racionamentos, assim como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que cuida do planejamento e contribui para viabilizar a competição. Em complemento, os papéis, limites e responsabilidades dos agentes setoriais, em especial do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foram claramente definidos.

As correções de rumo e as definições claras no marco regulatório provocaram estabilidade e condições propícias para o investimento. A partir do novo arranjo institucional, obras de geração paralisadas saíram do papel, houve investimento expressivo na expansão da oferta e reduziu-se a incerteza na execução dos projetos.

As mudanças criaram novos paradigmas, mas foram implantadas com rigorosa observância dos contratos então vigentes, o que ofereceu um sinal claro de estabilidade no ordenamento

jurídico. Mesmo nos casos em que era evidente a vantagem de migrar do ordenamento anterior para o novo modelo, ofereceu-se ao investidor a opção de manter, se assim o desejasse, todos os direitos que seu contrato lhe dava.

As Leis nº 10.848 e 10.847, de março de 2004, e toda a regulamentação que as acompanhou, implementaram as modificações acima transcritas. Vale notar que, de fato, o novo modelo representou um movimento de avanço e aprimoramento nas reformas iniciadas uma década antes, adicionando novos propósitos, como a universalização, mas sem ignorar ou modificar as linhas mestras relativas ao livre acesso, à participação do capital privado nos empreendimentos, à existência de um mercado livre de energia elétrica entre grandes consumidores e produtores independentes e a muitos outros pontos positivos que já existiam.

No início de setembro de 2012, o Governo apresentou uma proposta de Medida Provisória objetivando aperfeiçoar o marco institucional do Setor de Energia Elétrica, instituído pela Lei nº 10.848, de 2004. Surge, então, um pacote de medidas lançado pelo Governo: a Medida Provisória (MP) nº 579, de 11 de setembro de 2012, que foi convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Essa Lei define as regras para o processo de renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de apresentar uma série de medidas que visa uma redução tarifária e tributária do setor elétrico.

Foram alcançadas as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987/1995 e não licitadas. Essas concessões teriam seus prazos vencendo a partir de 2014, pois a Lei nº 9.074/1995 permitiu a prorrogação pelo prazo de até 20 anos, a contar de 8 de julho de 1995, para aquelas que estavam vencidas. Para aquelas que ainda não estavam vencidas, o prazo seria contado a partir do término da concessão.

As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não foram prorrogadas serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Quanto aos encargos setoriais, a Lei nº 12.783/2013 extinguiu o rateio do custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados e desobrigou o recolhimento da Reserva Global de Reversão (RGR) nas concessões de geração e transmissão renovadas.

3. Regulação da Qualidade

A Regulação da Qualidade da prestação de serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil é realizada a partir de três aspectos: continuidade, conformidade e comercial.

A continuidade é o mais evidente desses aspectos, pois está diretamente ligada ao fato de ter ou não disponibilidade do serviço de fornecimento de energia aos consumidores. Geralmente, é mensurada pela quantidade e duração das interrupções. Este será o foco desse trabalho.

A conformidade está relacionada com o grau de qualidade técnica da energia disponibilizada, ou seja, corresponde à adequação da forma de onda de tensão.

Quanto ao aspecto comercial, é analisada a relação comercial entre a empresa e seus consumidores. Nesse sentido, observa-se a adequação do atendimento telefônico, a cortesia do atendimento, a rapidez com que a empresa responde os pedidos dos consumidores, entre outros.

3.1. Portaria nº 046/1978 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE

Historicamente, a regulação da qualidade no Brasil teve início com a publicação da Portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978, que definiu números máximos no tocante à quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica a serem observadas pelos concessionários.

Essa Portaria utilizava dois índices de continuidade por conjunto: o Índice de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e o Índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC). Estes eram calculados conforme apresentado a seguir.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cs} \quad (1) \qquad FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Onde:

DEC = duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

FEC = frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

Ca (i) = número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

t (i) = tempo de duração das interrupções (i), em horas;

i = número de interrupções variando de 1 a n;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Para o efeito da Portaria, considerava-se que o conjunto de consumidores era definido a critério do concessionário e deveria abranger toda a zona atendida e que não podiam ser reunidos em um mesmo conjunto consumidores situados em áreas urbanas não contíguas.

Quanto aos limites, foram estabelecidos os valores máximos anuais dos índices de continuidade por conjunto (DEC e FEC) e os valores máximos anuais por consumidor. As tabelas a seguir apresentam esses limites.

Tabela 1 - Valores Máximos Anuais de DEC e FEC

Conjunto de Consumidores	DEC (horas)	FEC (interrupções)
Consumidores em tensão de transmissão ou subtransmissão	15	25
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado.	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000	70	70
Atendimento por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores	120	90

Fonte: DNAEE, 1978²

² Portaria DNAEE nº 046/1978

Tabela 2 - Valores Máximos Anuais de Continuidade por Consumidor

Unidades Consumidoras	Horas	Número de Interrupções
Consumidores atendidos por sistema subterrâneo	30	35
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV	30	40
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural	80	70
Consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição e pertencentes a conjuntos com mais de 1.000 consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural	100	80
Consumidores localizados em zona rural atendidos por sistema de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1.000 consumidores	150	120

Fonte: DNAEE, 1978³

Um ponto de destaque da Portaria DNAEE nº 046/78 é que esta não definiu penalização caso as concessionárias ultrapassassem os valores máximos definidos. Apenas havia a determinação de que, em um prazo de 180 dias, o concessionário deveria adotar as providências que se fizessem necessárias à normalização do fornecimento quando fossem apurados valores superiores aos limites.

3.2. Resolução ANEEL nº 024/2000

A Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000, continua utilizando indicadores para mensurar a continuidade do fornecimento de energia, como na Portaria DNAEE nº 046/1978, e estabeleceu penalidades no caso de descumprimento dessas metas.

Passou-se a denominar os indicadores de continuidade por consumidor de Duração de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão (DIC) e de Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão (FIC).

³ Portaria DNAEE nº 046/1978

Além dos indicadores de continuidade na Portaria DNAEE nº 046/1978, Adicionalmente, passou-se a considerar também o indicador individual de Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de Conexão (DMIC).

Quanto aos critérios para formação de conjuntos de unidades consumidoras para o estabelecimento das metas, o art. 8º dessa resolução estabelece que:

Art. 8º. Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

*I - o conjunto definido deverá permitir a **identificação geográfica das unidades consumidoras**, de forma que, para estabelecer o padrão dos indicadores de continuidade, devem ser considerados os seguintes atributos físico-elétricos:*

a) a área, em quilômetros quadrados (km²);

b) a extensão da rede primária, em quilômetros (km);

c) a média mensal da energia consumida, em kilowatt-hora (kWh), nos últimos 12 (doze) meses;

d) o total de unidades consumidoras atendidas;

e) a potência instalada, em kilovolt-ampère (kVA); e

f) se pertencem ao sistema isolado ou interligado.

II - quando um conjunto for subdividido ou reagrupado deverão ser definidos padrões de continuidade, considerando-se os novos atributos e histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação; e

III - não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

§ 1º A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar à concessionária a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.

§ 2º A concessionária de distribuição poderá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento das metas anuais dos indicadores de continuidade disposto no art. 17. (Resolução nº 024/2000, grifo nosso)

Conforme exposto, o critério de formação de conjuntos de unidades consumidoras estabelecido na Resolução nº 024/2000 continuava apresentando as mesmas duas regras da

Portaria DNAEE: os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela distribuidora e não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

A partir da definição dos conjuntos, eram estabelecidos os limites máximos a serem observados pelas concessionárias, observando-se três parâmetros: as metas já estabelecidas em alguns contratos de concessão, o histórico de desempenho das empresas e os padrões de continuidade resultantes da análise comparativa entre as empresas.

A principal mudança introduzida pela Resolução nº 024/2000 é o estabelecimento de penalidade no caso de violação dos limites definidos. A concessionária passou a ser penalizada por meio do pagamento compensação financeira aos consumidores. Essa compensação ao consumidor era calculada pela distribuidora e servia como crédito do valor na fatura de energia elétrica do consumidor no mês subsequente à apuração.

Além disso, até dezembro de 2008, a distribuidora deveria receber um Termo de Notificação nos casos da violação dos padrões de DEC e FEC e, caso as justificativas apresentadas para a violação fossem consideradas insatisfatórias ou insuficientes pela ANEEL, havia o recebimento de multa por Auto de Infração.

3.3. Módulo 8 do PRODIST- Qualidade de Energia Elétrica

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST contém 9 módulos e são documentos cujo objetivo é regular as atividades técnicas relacionadas ao sistemas de distribuição de energia elétrica.

Cada módulo disciplina um assunto. A qualidade de Energia elétrica é objeto do Módulo 8.

A primeira versão do Módulo 8 do PRODIST, denominada Revisão 0, foi aprovada pela Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008.

Segundo a Nota Técnica nº 093/2007 – SRD/ANEEL, essa versão consistia basicamente na mesma metodologia definida na Resolução Normativa nº 024/2000 com alguns aperfeiçoamentos. Dentre eles, destaca-se a inclusão de novos critérios de expurgo na apuração de DEC e FEC, admitindo duas novas exceções: interrupções vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União e interrupções ocorridas em dia crítico.

Outro exemplo de alteração é a prorrogação de 12 meses da determinação de existir as penalidades de multa pelo não cumprimento das metas de DEC e FEC, conforme estabelecido no art. 21 da Resolução nº 024/2000.

A Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009, aprovou a Revisão 1 do Módulo 8 do PRODIST e revogou a Resolução nº 024/2000. Nessa Resolução, houve o estabelecimento de novos critérios para a formação dos conjuntos de unidades consumidoras, definindo as subestações de alta tensão como delimitadores dos conjuntos.

Houve ainda três outras versões do Módulo 8 do PRODIST, quais sejam:

- 1) Revisão 2 do Módulo 8: aprovada pela Resolução Normativa nº 424/2010;
- 2) Revisão 3 do Módulo 8: aprovada pela Resolução Normativa nº 444/2011;
- 3) Revisão 4 do Módulo 8: aprovada pela Resolução Normativa nº 469/2011 – metodologia vigente.

4. Metodologia Anterior de Continuidade aplicada no Setor Elétrico Brasileiro

A seção 8.2 da revisão 0 do Módulo 8 do PRODIST estabelecia os procedimentos e a metodologia antigamente utilizados para acompanhar, controlar e avaliar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica para os consumidores.

A seguir serão apresentados os principais pontos dessa metodologia.

4.1. Indicadores de Continuidade

Para mensurar a qualidade de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, eram utilizados indicadores quanto à duração e frequência de interrupção. Conforme a seção 8.2 da revisão 0 do Módulo 8 do PRODIST, havia indicadores de continuidade coletivos e indicadores de continuidade individuais.

Os indicadores coletivos estão relacionados com o desempenho geral do serviço de distribuição daquela concessão específica. Os indicadores individuais indicam diretamente aos consumidores o desempenho da prestação de serviço da concessionária na sua unidade consumidora.

4.1.1. Indicadores Coletivos

Os indicadores de continuidade coletivos utilizados eram dois: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC.

O DEC mensura a média de duração das interrupções de cada unidade consumidora do conjunto, ou seja, mede o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto ficou sem o fornecimento de energia elétrica.

A duração está relacionada ao tempo que a concessionária leva para reestabelecer o fornecimento de energia elétrica para determinado local, o que está intimamente ligada à qualidade e ao porte da estrutura da empresa para tal serviço e às condições de acesso do local específico.

Em complementação, o FEC afere a média do número de interrupções que cada unidade consumidora do conjunto sofreu no período. Tal informação caracteriza a robustez do sistema de distribuição e está intimamente relacionado com o nível de investimento no sistema elétrico da empresa.

Os indicadores DEC e FEC eram calculados conforme apresentado a seguir.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (3) \qquad FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (4)$$

Onde:

DEC = Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Ca (i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

t (i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

4.1.2. Indicadores Individuais

Já quanto aos indicadores individuais, existiam três, eram eles: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC; Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - DMIC.

O DIC aponta a duração que cada unidade consumidora individualmente ficou sem o fornecimento de energia elétrica. O FIC exprime o número de interrupções que cada unidade

consumidora individualmente sofreu no período. E o DMIC mede o tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica em uma unidade consumidora.

As formas de apuração desses indicadores são discriminadas a seguir.

$$DIC = \sum_{i=1}^k t(i) \quad (5) \quad FIC = n \quad (6) \quad DMIC = t(i) \max \quad (7)$$

Onde:

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

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

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

i = Índice de interrupção da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;

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

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

t(i) max = Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora, expresso em horas e centésimos de horas.

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais deveriam ser apurados considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos.

Além disso, na apuração dos indicadores DEC, FEC, DIC e FIC eram consideradas todas as interrupções que atingissem as unidades consumidoras, excetuando os seguintes casos:

- falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- interrupção em situação de emergência;

- suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- ocorridas em dia crítico;
- oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

4.2. Metodologia Anterior de Definição dos Indicadores

A fim de controlar e avaliar o desempenho das concessionárias, são definidos limites para os indicadores de qualidade para cada distribuidora. Esses limites são estabelecidos a partir de conjuntos de consumidores.

Estes conjuntos eram definidos com base apenas na área geográfica, sobre a qual se fazia o acompanhamento dos eventos relacionados a DIC e FIC e, com base nestes indicadores individuais, calculava-se os indicadores de DEC e FEC de cada conjunto.

Conforme estabelecido na Resolução nº 024/2000, o critério de formação de conjuntos de unidades consumidoras apresentava duas regras, são elas:

- 1) Os conjuntos de unidades consumidoras deveriam abranger toda a área atendida pela distribuidora;
- 2) Não poderiam ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

Seguindo esses critérios, cada distribuidora definia a quantidade de conjuntos de sua concessão e suas delimitações. A partir dessa limitação, a empresa deveria enviar à ANEEL os seguintes atributos físico-elétricos de cada um de seus conjuntos:

- a) área em quilômetros quadrados (km²);
- b) extensão da rede primária em quilômetros (km);
- c) média mensal da energia consumida nos últimos 12 meses, em megawatt-hora (MWh);
- d) total de unidades consumidoras atendidas;
- e) potência instalada em kilovolt-ampère (kVA);

f) se pertencem ao sistema isolado ou interligado.

Tendo como referência esses atributos físico-elétricos e os dados históricos de DEC e FEC, a ANEEL estabelecia os limites de continuidade para todos os conjuntos de unidades consumidoras através da aplicação da técnica de análise comparativa de desempenho da distribuidora.

No caso de violação desses limites, a concessionária era penalizada por meio do pagamento compensação financeira aos consumidores. Essa compensação ao consumidor era calculada pela distribuidora e servia como crédito do valor na fatura de energia elétrica do consumidor no mês subsequente à apuração.

Além disso, até dezembro de 2009, nos casos da violação dos padrões de DEC e FEC, a distribuidora era alvo de emissão de Termo de Notificação e consequente recebimento de multa por Auto de Infração, nos casos em que as justificativas apresentadas para a violação fossem consideradas insatisfatórias ou insuficientes pela ANEEL.

5. Metodologia Atual de Continuidade aplicada no Setor Elétrico Brasileiro

A metodologia atual utilizada pela ANEEL monitora e avalia a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil está definida na seção 8.2 da revisão 4 do Módulo 8 do PRODIST.

A seguir serão apresentados os principais pontos dessa metodologia.

5.1. Indicadores de Continuidade Atuais

A metodologia ainda baseia-se no controle das interrupções quanto à duração e frequência de interrupção. Dessa forma, conforme a seção 8.2 da revisão 4 do Módulo 8 do PRODIST, ainda são utilizados indicadores de continuidade coletivos e indicadores de continuidade individuais, entretanto, com a inclusão de novos indicadores além de algumas alterações quanto à forma de cálculo.

5.1.1. Indicadores Individuais Atuais

Para cada unidade consumidora, são calculados os indicadores de continuidade individuais. Adicionalmente aos três já utilizados (DIC, FIC e DMIC), criou-se um novo indicador relativo aos dias críticos, o indicador Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DICRI.

É importante mencionar que, de acordo com o Módulo 1 do PRODIST, é considerado como dia crítico o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais for maior que a média relativa aos 24 meses anteriores ao ano em curso acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

A forma de apuração do DICRI é discriminada a seguir.

$$DICRI = t_{crítico} \quad (8)$$

Onde:

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

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

5.1.2. Indicadores Coletivos Atuais

Quanto aos indicadores de continuidade coletivos, continuou-se a calcular para cada conjunto de unidades consumidoras, entretanto, as fórmulas do DEC e do FEC foram aprimoradas de forma a evidenciar a relação direta entre os indicadores coletivos e os individuais, o DIC e o FIC, das unidades consumidoras de cada conjunto. Outro aprimoramento está no fato de, para fins de cálculo, especifica que serão consideradas as unidades consumidoras faturadas e que sejam atendidas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT).

A seguir são apresentadas as formas de cálculo desses indicadores.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k DIC(i)}{Cc} \quad (9) \qquad FEC = \frac{\sum_{i=1}^k FIC(i)}{Cc} \quad (10)$$

Onde:

DEC = Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

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.

Adicionalmente, conforme a Revisão 4 do Módulo 8 do PRODIST, para apuração dos indicadores DEC e FEC, as interrupções foram segregadas nos seguintes indicadores:

- i. DECxp e FECxp – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;
- ii. DECxn e FECxn – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada, não ocorrida em dia crítico;

- iii. DECip e FECip – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;
- iv. DECind e FECind – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.
- v. DECine e FECine – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em situação de emergência;
- vi. DECinc e FECinc – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em dia crítico e não ocorrida nas situações de interrupção em situação de emergência, vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União ou oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS;
- vii. DECino e FECino – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida nas situações vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União ou oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS;
- viii. DECipc e FECipc – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em dia crítico;
- ix. DECxpc e FECxpc – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em dia crítico;
- x. DECxnc e FECxnc – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em dia crítico.

Uma representação das segregações das interrupções relacionadas aos indicadores de continuidade é apresentada na figura a seguir. Ressalta-se que as interrupções descritas nos itens de v a x estão na cor azul e não compõem os indicadores DEC e FEC.

		X		I	
P	XP	X P -	IP C	IP	
	NP	XN	X N -	I N -	IND
			INO		
			INE		

Figura 1 - Estratificação das Interrupções (Fonte ANEEL, 2012)

5.2. Metodologia Atual de Definição dos Indicadores

Da mesma forma que a metodologia anterior, a ANEEL controla e avalia o desempenho das concessionárias por meio de definição de limites para os seus indicadores de continuidade estabelecidos a partir de conjuntos de consumidores.

Entretanto, a Resolução Normativa nº 395/2009 estabeleceu um novo critério para a formação dos conjuntos de unidades consumidoras. O novo critério define que os conjuntos são delimitados pelas subestações de alta tensão, considerando os seguintes fundamentos:

- 1) O conjunto de unidades consumidoras é definido por subestação que possua primário em Alta Tensão (AT) e secundário em Média Tensão (MT).
- 2) A abrangência do conjunto deve ser as redes MT a jusante da subestação e de propriedade da distribuidora.
- 3) Para as redes MT das distribuidoras que não possuam subestação com primário em AT, o conjunto deve ser composto pelas redes em MT de sua propriedade até o ponto de conexão com o agente supridor.
- 4) Todas as unidades consumidoras atendidas em BT e MT deverão estar classificadas no mesmo conjunto da subestação que as atendam.

A partir da formação dos conjuntos, estes são caracterizados pelos seguintes atributos:

- a) área em quilômetros quadrados (km²);
- b) extensão da rede MT, segregada em urbana e rural, em quilômetros (km);
- c) energia consumida nos últimos 12 meses, segregada pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes, em megawatt-hora (MWh);

- d) número de unidades consumidoras atendidas, segregadas pelas classes residencial, industrial, comercial, rural e outras classes;
- e) potência instalada em kilovolt-ampère (kVA);
- f) padrão construtivo da rede (aérea ou subterrânea);
- g) localização (sistema isolado ou interligado).

Tendo como referência esses atributos e os dados históricos de DEC e FEC, a ANEEL estabelece os limites de continuidade para todos os conjuntos de unidades consumidoras através da aplicação de técnica de análise comparativa entre os conjuntos das distribuidoras.

No caso de violação desses limites, a concessionária continua sendo penalizada por meio do pagamento compensação financeira aos consumidores que serve como crédito na fatura de energia elétrica do consumidor no mês subsequente à apuração.

Adicionalmente, os indicadores de continuidade influenciam a formação da tarifa das concessionárias uma vez que a metodologia do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias das distribuidoras considera a qualidade do serviço por meio do Componente Q do Fator X, que é uma variável de formação da receita.

Segundo o Submódulo 2.5 do PRORET, o Componente Q tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade DEC e FEC.

Basicamente, a metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET observa o desempenho relativo das distribuidoras em relação aos limites definidos pela ANEEL e compara com os das outras empresas. Resumidamente, de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, o Componente Q é especificado em cada reajuste tarifário de forma a manter, reduzir ou aumentar a receita, dependendo do desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado.

6. Análise das Metodologias

6.1. Comparação das duas Metodologias utilizadas pela ANEEL

Conforme exposto, tanto na metodologia anterior como na atual, a ANEEL controla o desempenho das distribuidoras utilizando os indicadores de qualidade coletivos e individuais que mensuram a duração e a frequência de interrupções.

Com relação aos indicadores individuais, para cada unidade consumidora, nas duas metodologias são apurados os três indicadores de continuidade DIC, FIC e DMIC, sendo que na atual ainda há a adição do indicador relativo aos dias críticos DICRI.

Isso mostra uma preocupação quanto ao desempenho das distribuidoras nos dias críticos, os quais eram expurgados para fins de verificação da qualidade. É importante ressaltar que os expurgos tem a finalidade de não exigir da distribuidora o cumprimento de limites em situações nas quais não haja possibilidade de atingi-los, uma vez que dia crítico corresponde a um dia atípico e extremo no qual a quantidade de ocorrências emergenciais é bastante superior ao normal.

Como regulador, a ANEEL deve zelar pelo equilíbrio entre a prestação do serviço adequado e modicidade tarifária, buscando tarifas justas. Nesse sentido, é importante que a dimensionamento da distribuidora seja adequado. Desse modo, como as ocorrências de dias extremos é esporádica, os custos da concessionária seria prejudicado se sua estrutura fosse dimensionada para atender os dias críticos.

Entretanto, mesmo num dia crítico, o consumidor não pode ser submetido a ocorrência de falta de fornecimento por tempo indeterminado. Desse modo, é importante haver a definição de limites adequados para também para esses casos.

Nesse sentido, foi instaurada a Audiência Pública nº 064/2011 de forma a buscar a solução mais adequada. Segundo a Nota Técnica nº 071/2011 – SRD/ ANEEL, com base nas análises realizadas no âmbito da Audiência Pública, optou-se pela criação do novo indicador DICRI com a premissa de que *“consiste em incentivar as distribuidoras a atuar de forma mais célere*

em dias críticos, evitando que o fornecimento de energia elétrica não seja interrompido por um tempo muito elevado em tais dias”.

Quanto aos indicadores de continuidade coletivos, as duas metodologias calculam para cada conjunto de unidades consumidoras. Entretanto, as fórmulas do DEC e do FEC foram aprimoradas de forma a evidenciar a relação direta entre os indicadores coletivos e os individuais, o DIC e o FIC, das unidades consumidoras de cada conjunto. Outro aprimoramento foi o de, para fins de cálculo, especificar que serão consideradas as unidades consumidoras faturadas e que sejam atendidas em BT ou MT.

No caso de violação dos limites definidos pela ANEEL, a distribuidora é penalizada nas duas metodologias por meio do pagamento compensação financeira aos consumidores que serve como crédito na fatura de energia elétrica do consumidor no mês subsequente à apuração.

Além disso, esses limites de continuidade são por conjunto de unidades consumidoras e são definidos através da aplicação da técnica de análise comparativa entre os conjuntos das distribuidoras.

Entretanto, como marcante diferença entre as metodologias, os critérios de formação dos conjuntos foram modificados ao se comparar a metodologia atual com a metodologia anterior. A análise dessa modificação é apresentada no tópico a seguir.

6.2. Comparação das duas Metodologias de definição dos Conjuntos utilizadas pela ANEEL

Quanto aos critérios para formação de conjuntos de unidades consumidoras para o estabelecimento das metas, há uma grande diferença entre as metodologias aplicadas pela ANEEL no setor elétrico brasileiro.

Na metodologia anterior, o critério de formação de conjuntos de unidades consumidoras era estabelecido na Resolução nº 024/2000 e apresentava basicamente duas regras. A primeira era que os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela distribuidora, e a outra era que não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

Essa metodologia se assemelha muito com o método utilizado para a separação de distritos eleitorais nos Estados Unidos, o Gerrymandering. Esse método consiste basicamente em

desenhar os limites em termos de área de um território. Entretanto, o método Gerrymandering é bastante controverso pois a definição dos conjuntos é bastante arbitrária e manipulável.

Segundo a Nota Técnica nº 094/2009 – SRD/ANEEL, esse critério foi definido de forma a dar liberdade às distribuidoras de criarem conjuntos adequados à forma de gestão.

Ainda na Nota Técnica nº 094/2009 – SRD/ANEEL, afirma-se que algumas distribuidoras fizeram a segregação dos conjuntos por município, criando um conjunto para a área urbana e um para áreas não-urbanas. Declara-se também que outras empresas de distribuição agregaram vários municípios em um só conjunto, em um critério por regiões administrativas, mantendo em um mesmo conjunto áreas urbanas e não-urbanas. Adicionalmente, aponta-se que há ainda casos de distribuidoras que procuraram formar seus conjuntos de acordo com seu sistema elétrico (por subestação ou conjunto de subestações).

Dessa forma, cada distribuidora adotava um critério diferente para a formação dos conjuntos o que ocasionou uma elevada heterogeneidade de quantidade e de características dos conjuntos. A Tabela a seguir apresenta a assimetria entre os conjuntos por meio dos dados de quantidade de conjuntos por distribuidora e a média do número de consumidores por conjunto. Os dados são referentes ao ano de 2008.

Tabela 3 - Quantidade de Conjuntos e número de consumidores das distribuidoras (2008)

Distribuidora	Quantidade de conjuntos (A)	Quantidade de consumidores (B)	Quantidade Média de Unidades Consumidoras por conjunto (B/A)
CEMIG	48	6.468.494	134.760
ELETROPAULO	58	5.753.105	99.192
ENF	1	97.182	97.182
PIRATININGA	16	1.323.450	82.716
BANDEIRANTE	20	1.560.481	78.024
CPFL-PAULISTA	48	3.442.690	71.723
CEAL	13	815.423	62.725
DME-PC	1	61.923	61.923
LIGHT	67	3.896.358	58.155
COPEL	71	3.498.551	49.275
COCEL	1	36.711	36.711
CEB	24	794.322	33.097
COELCE	99	2.778.848	28.069
AMPLA	98	2.714.033	27.694
MANAUS ENERGIA	16	430.567	26.910
CAIUÁ	8	200.474	25.059

ESCELSA	46	1.123.603	24.426
CPEE	2	48.115	24.058
CFLO	2	47.105	23.553
Distribuidora	Quantidade de conjuntos (A)	Quantidade de consumidores (B)	Quantidade Média de Unidades Consumidoras por conjunto (B/A)
CSPE	3	66.944	22.315
EPB	49	1.073.052	21.899
ELEKTRO	106	2.035.747	19.205
CLFM	2	38.020	19.010
CJE	2	30.016	15.008
EDEVP	12	153.183	12.765
RGE	102	1.173.254	11.503
CELG	192	2.117.211	11.027
CEEE	127	1.399.807	11.022
CNEE	9	94.533	10.504
COELBA	418	4.352.244	10.412
ENERSUL	74	732.919	9.904
ESE	63	550.822	8.743
CELESC	260	2.188.633	8.418
AES SUL	132	1.108.528	8.398
DEMEI	3	24.810	8.270
CEPISA	101	829.911	8.217
ELFSM	10	79.957	7.996
SULGIPE	14	108.741	7.767
CELPA	188	1.446.776	7.696
CELPE	370	2.837.404	7.669
COOPERALIANÇA	4	29.565	7.391
EEB	16	117.909	7.369
CEMAR	214	1.518.488	7.096
IGUAÇU	4	28.269	7.067
HIDROPAN	2	14.017	7.009
BOA VISTA	11	72.832	6.621
ELETROACRE	26	168.862	6.495
CLFSC	27	170.833	6.327
CEA	21	132.145	6.293
CELTINS	63	387.080	6.144
FORCEL	1	5.944	5.944
CFLCL	66	387.609	5.873
CERON	60	349.844	5.831
CHESP	5	27.077	5.415
CEMAT	175	906.762	5.182

EFLUL	1	4.417	4.417
MUX-ENERGIA	2	7.930	3.965
COSERN	340	994.972	2.926
Distribuidora	Quantidade de conjuntos (A)	Quantidade de consumidores (B)	Quantidade Média de Unidades Consumidoras por conjunto (B/A)
CEAM	77	199.553	2.592
ELETROCAR	12	30.680	2.557
EFLJC	1	2.348	2.348
CER	14	31.951	2.282
UHENPAL	14	13.638	974

Fonte: ANEEL, 2008⁴

A partir dos dados da tabela, verifica-se que as quantidades médias de unidades consumidoras por conjunto são muito discrepantes, variando de 974 consumidores/conjunto, como no caso da UHENPAL, até 134.760 consumidores/conjunto, como no caso da CEMIG. Essa desigualdade de critérios de formação de conjuntos provoca a presença de uma maior heterogeneidade, o que dificulta o processo de comparação entre eles e, portanto, prejudica o estabelecimento de limites adequados para cada agrupamento.

A fim de estabelecer maior estabilidade para a metodologia e diminuir a heterogeneidade dos conjuntos, é importante a consideração de critérios iguais para todas as concessionárias.

Nesse sentido, a metodologia atual aplicada pela ANEEL estabelece novos critérios para a formação dos conjuntos de unidades consumidoras.

Basicamente, o novo critério define as **subestações de alta tensão** como delimitadores dos conjuntos, conforme disposto a seguir:

- O conjunto de unidades consumidoras é definido por subestação que possua primário em AT e secundário em MT.
- A abrangência do conjunto deve ser as redes MT a jusante da subestação e de propriedade da distribuidora.
- Para as redes MT das distribuidoras que não possuam subestação com primário em AT, o conjunto deve ser composto pelas redes em MT de sua propriedade até o ponto de conexão com o agente supridor.

⁴ Nota Técnica nº 094/2009 – SRD/ANEEL

- Todas as unidades consumidoras atendidas em BT e MT deverão estar classificadas no mesmo conjunto da subestação que as atendam.

Dessa forma, a proposta da ANEEL foi considerar o critério de separar os conjuntos por subestação.

A Tabela a seguir apresenta o resultado da mudança de critério por meio dos dados de quantidade de conjuntos por distribuidora e a média do número de consumidores por conjunto. Os dados são referentes ao ano de 2012.

Tabela 4 - Quantidade de Conjuntos e número de consumidores das distribuidoras (2012)

Distribuidora	Quantidade de conjuntos (A)	Quantidade de consumidores (B)	Quantidade Média de Unidades Consumidoras por conjunto (B/A)
CEB	16	887.625	55.477
ELETROPAULO	138	6.518.814	47.238
AMAZONAS	18	740.401	41.133
PIRATININGA	36	1.473.224	40.923
LIGHT	102	3.956.891	38.793
CPFL-SUL PAULISTA	2	72.803	36.402
BANDEIRANTE	47	1.573.989	33.489
COOPERALIANÇA	1	33.262	33.262
CEMAR	68	2.190.197	32.209
COPEL	125	3.989.313	31.915
AMPLA	85	2.699.655	31.761
IGUAÇU	1	30.819	30.819
BOA VISTA	3	89.397	29.799
COELCE	100	2.970.620	29.706
EBO	6	175.513	29.252
DEMEI	1	28.873	28.873
ESCELSA	47	1.308.377	27.838
RGE	48	1.319.671	27.493
CEPISA	38	1.039.368	27.352
CEMIG	268	7.272.823	27.137
CFLO	2	52.093	26.047
AES SUL	48	1.223.115	25.482
COELBA	194	4.916.878	25.345
SULGIPE	5	126.278	25.256
CEAL	37	932.904	25.214

CELPE	125	3.130.951	25.048
CEEE	61	1.516.758	24.865
ESE	26	638.786	24.569
Distribuidora	Quantidade de conjuntos	Quantidade de consumidores	Quantidade Média de Unidades Consumidoras por conjunto
	(A)	(B)	(B/A)
EEB	6	135.221	22.537
DME-PC	3	67.122	22.374
COCEL	2	42.789	21.395
CELESC	119	2.455.064	20.631
COSERN	57	1.171.867	20.559
CLFM	2	40.891	20.446
EPB	61	1.173.023	19.230
ENF	5	95.431	19.086
ELFSM	5	94.122	18.824
ELEKTRO	126	2.284.339	18.130
CELG	135	2.426.673	17.975
ELETROACRE	12	213.321	17.777
CERON	25	434.040	17.362
CPFL-LESTE PAULISTA	3	51.079	17.026
ELETROCAR	2	33.785	16.893
CAIUÁ	13	219.590	16.892
CPFL-PAULISTA	224	3.778.969	16.870
CJE	2	32.747	16.374
HIDROPAN	1	16.072	16.072
ENERSUL	57	855.679	15.012
UHENPAL	1	14.555	14.555
CEA	12	171.096	14.258
CELPA	134	1.871.349	13.965
CEMAT	86	1.131.920	13.162
EDEVP	13	165.906	12.762
EMG	37	399.619	10.801
CNEE	10	104.435	10.444
MUX-ENERGIA	1	9.575	9.575
CLFSC	22	176.101	8.005
CELTINS	67	485.988	7.254
FORCEL	1	6.574	6.574
CHESP	5	31.803	6.361
EFLUL	1	6.074	6.074

EFLJC	1	2.717	2.717
CERR	14	34.310	2.451

Fonte: ANEEL, 2012

A partir da tabela, verifica-se que a discrepância entre as quantidades médias de unidades consumidoras por conjunto diminuiu consideravelmente, passando a variar de 2.451 consumidores/conjunto, como no caso da CERR, até 55.477 consumidores/conjunto, como no caso da CEB.

A definição de um critério para separação dos conjuntos igual para todas as distribuidoras é essencial para a redução da heterogeneidade dos conjuntos. A aplicação de uma mesma regra para todas as empresas implica tanto numa maior facilidade da realização das análises comparativas pretendidas pela ANEEL, como também da avaliação dos demais agentes do mercado sobre as distribuidoras de energia elétrica.

Assim, reconhece-se que as mudanças realizadas na nova metodologia utilizada pela ANEEL consistem em um progresso na busca pela forma adequada de definição dos conjuntos elétricos, entretanto a realidade mostra-se tão complexa e multidimensional que sempre há espaço para aperfeiçoamentos na metodologia aplicada.

Nesse contexto, mesmo representando um avanço, uma mesma subestação pode atender áreas com características diferentes, que exigiriam estruturas de atendimento bem diferentes para manter um mesmo nível de atendimento, o que reforça o entendimento de que não podem ser tratadas como um só conjunto.

Isso se deve ao fato do setor elétrico brasileiro apresentar características que o tornam de grande complexidade e heterogeneidade quando comparado com o de outros países, o que reveste a atuação da ANEEL como reguladora dos serviços e instalações de energia elétrica de importância singular.

O Brasil é um país com dimensões continentais, no qual conta 5.564 municípios, uma população de mais de 180 milhões de habitantes, e com uma extensão territorial de mais de 8,5 milhões de quilômetros quadrados. Além disso, é atendido por 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica, sendo algumas estatais federais ou estaduais, outras privadas, além das cooperativas e dos departamentos municipais.

A tabela a seguir apresenta as medidas de dispersão – média, desvio padrão, mínimo e máximo – os principais parâmetros de algumas das concessões de distribuição brasileiras: área de concessão, quantidade de consumidores, mercado de venda e extensão de rede.

Tabela 5 - Medidas de Dispersão dos principais parâmetros das concessões de distribuição (2013)

Informação	Área	Unidades Consumidoras	Mercado	Rede
Desvio Padrão	234.173	1.623.116	10.175.923	83.886
Média	117.444	1.175.588	6.686.177	56.314
Máximo	1.247.703	7.460.089	45.609.295	498.353
Mínimo	49	2.743	13.189	56

Obs: Área em km², Unidade de Consumidores em quantidade, Mercado em MWh e Rede em km

Fonte: ANEEL, 2013

As especificidades brasileiras não se restringem apenas aos aspectos da área de concessão, quantidade de consumidores, do mercado de venda e extensão de rede. Há diferenças acentuadas também quanto à tipologia das redes elétricas, das quais se destacam:

- Distribuidoras conectadas ou não à rede básica;
- O número de conexões à rede básica é muito diferente entre as distribuidoras;
- Distribuidoras em Sistemas Isolados e que seu suprimento se dá por geração hidráulica e por geração térmica conectadas diretamente à sua rede elétrica; e
- A participação relativa dos circuitos de alta-tensão, média-tensão e baixa-tensão se diferencia consideravelmente entre as distribuidoras.

Além dos aspectos mostrados acima, há grande heterogeneidade também quanto às características do mercado, tais como, concessão estritamente metropolitana, concessões com altas taxas de expansão de investimentos, concessões mais maduras, concessões com grandes problemas de perdas não técnicas, concessões que atendem um Estado inteiro, etc.

Adicionalmente, pela grande extensão do país, têm-se outros fatores que contribuem para essa grande diferença entre as concessões, como a diversidade de cultura e das condições climáticas. E todas essas especificidades afetam diretamente a gestão operacional da concessionária e a necessidade de investimentos.

Para regular um setor com essas características, a ANEEL mantém relacionamento com um conjunto de atores que, muitas vezes, tem interesses diversos e até conflitantes. É nesse contexto que a Agência tem o dever de cuidar para que o interesse público seja preservado. Para tanto, suas ações têm que estar suportadas por valores e compromissos com a sociedade que orientem a conduta de seus servidores, delegados e contratados.

Um desses valores e compromissos consiste em estabelecer regulamentos e procedimentos que diferenciem aqueles que estejam em situações desiguais, ou seja, que a forma de tratamento seja conforme a necessidade.

Adicionalmente, é importante considerar que o regulamento da qualidade também apresenta um reflexo financeiro, uma vez que o não atendimento dos limites de indicadores de continuidade implica em pagamentos de compensações pela distribuidora. Nesse sentido, a definição de conjuntos muito heterogêneos causa um desequilíbrio tanto para as concessionárias como para os consumidores.

Dessa maneira, não é suficiente a consideração apenas do critério de separar os conjuntos por subestação. É necessário o aprimoramento da metodologia de forma que sejam analisados outros critérios que possibilitem a configuração de conjuntos mais homogêneos, a fim de se evitar casos atípicos, devido a certas especificidades.

Tanure, em sua dissertação de mestrado⁵, argumenta que o processo de agrupamento relativo aos aspectos da qualidade não deve considerar apenas aspectos relativos à topologia do sistema elétrico. Afirma que a formação dos conjuntos não deve estar relacionada com os agrupamentos de unidades consumidoras vinculadas diretamente a alimentadores ou subestações nem tendo como base os municípios existentes nas áreas de concessão de cada empresa, uma vez que esta forma de agrupamento pode resultar em condições e padrões de atendimento muito diferenciados entre os consumidores que o compõe, uma vez que, por exemplo, redes rurais e urbanas poderão estar sendo consideradas dentro de um mesmo padrão de desempenho, o que, em geral, não corresponde a realidade.

⁵ 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 de Mestrado, Universidade de Itajubá, Itajubá – MG, 2000

A proposta feita nessa dissertação de mestrado do Tanure⁶ foi de que a composição de conjuntos com características de atendimento semelhantes seja feita adotando as tabelas que correlacionam DEC e FEC ao DIC e FIC, respectivamente, como mostrado a seguir.

Tabela 6 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento maior ou igual a 69 KV e menor que 230 kV

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento: 69 kV ≤ Tensão < 230 kV						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	8	4	3	2	8	4	3
> 20 – 40	12	6	4	3	12	6	4
> 40	16	8	6	3	16	8	6

Fonte: ANEEL, 2000⁷

Tabela 7 - Valores Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1kV situadas fora do Perímetro Urbano

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada inferior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	12	40	20	13
>10 – 20	85	43	29	12	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	12	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	14	75	38	25
> 45 – 60	110	48	37	14	90	38	30
> 60 – 80	120	48	40	16	90	38	30
> 80	120	48	40	18	96	38	32

Fonte: ANEEL, 2000⁸

A proposta apresentada por Tanure em sua dissertação⁹ é de que conjuntos que apresentam um melhor desempenho quanto aos indicadores DEC e FEC tenham metas de desempenho para o DIC e FIC mais rigorosas e que, com a aplicação dessas tabelas, verifica-se que, quanto

⁶ 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 de Mestrado, Universidade de Itajubá, Itajubá – MG, 2000

⁷ Resolução ANEEL nº 024/2000

⁸ Resolução ANEEL nº 024/2000

⁹ 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 de Mestrado, Universidade de Itajubá, Itajubá – MG, 2000

menor a dispersão entre os indicadores individuais de um mesmo conjunto, menor será a possibilidade das empresas serem punidas por violação dos indicadores de grupo.

Há outras inúmeras possibilidades de formação desses conjuntos de unidades consumidoras considerando a adição de outras variáveis para melhor modelar as heterogeneidades das concessões. Essas variáveis podem ser:

- Nível de precipitação;
- Incidência de raios;
- Vegetação;
- Área urbana e rural;
- Condições sócio econômicas;
- Condições de acesso;
- Nível de poluição;
- Salinidade, entre outras.

6.3. Análise dos Resultados da Aplicação da Metodologia Atual

Conforme mencionado, o Módulo 8 do PRODIST estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

Segundo esse módulo, no caso de violação do limite de continuidade em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá realizar pagamento de compensação ao consumidor em forma de crédito na fatura, em até dois meses após o período de apuração.

Nesse contexto, uma forma de analisar o quão aderente a metodologia está da realidade baseia-se em verificar os valores de compensação pagos pelas concessionárias aos consumidores. Adicionalmente, para avaliar a influência da metodologia aplicada no desempenho das distribuidoras, é importante estudar a evolução das compensações uma vez que intuitivamente a diminuição dos valores pagos representaria uma melhoria na qualidade.

6.3.1. Compensações de 2012

Os valores pagos pelas concessionárias de distribuição em compensações por violação dos limites de continuidade para 2012 são mostrados na figura a seguir. O banco de dados completo utilizado para a figura é apresentado no Anexo III.

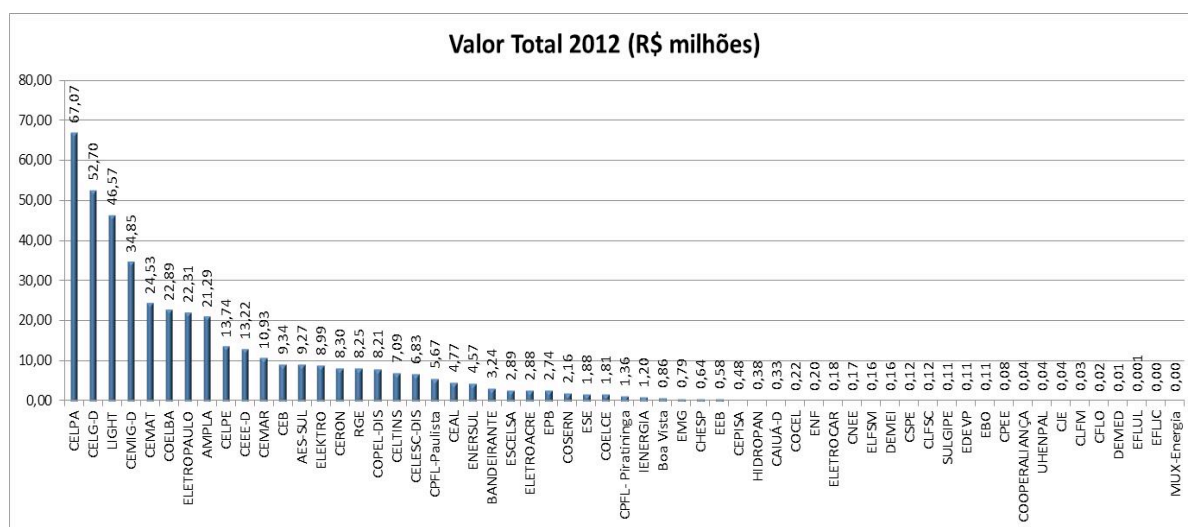


Figura 2 - Compensações por violação de continuidade em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)

Verifica-se que a concessionária que mais compensou os consumidores em 2012 foi a CELPA (PA), com um valor total de R\$ 67,07 milhões. Logo em seguida vem a CELG-D (GO), com um total de R\$ 52,70 milhões, a LIGHT (RJ), com R\$ 46,57 milhões aos consumidores, a CEMIG-D (MG), que compensou R\$ 34,85 milhões e a CEMAT (MT), com valor total de R\$ 24,5 milhões.

Pelos dados da ANEEL, quase a totalidade das distribuidoras pagaram compensação em 2012, apenas as concessionárias de pequeno porte da região sul, a EFLJC (SC) e a MUX- Energia (RS), não violaram seus indicadores de qualidade individuais em 2012, e, portanto, não pagaram compensação aos seus consumidores.

6.3.2. Evolução das compensações entre 2011 e 2012

A tabela a seguir apresenta a comparação dos resultados de 2011 e 2012 quanto aos montantes de compensações pagos em 2011 e 2012, para todas as distribuidoras de energia. Cabe

destacar que os dados de todas as distribuidoras relativos a 2011 e 2012 são apresentados nos Anexos II e III, respectivamente.

Tabela 8 - Evolução das Compensações entre 2011 e 2012

Descrição	2011	2012	Diferença
Consumidores	68.718.631,00	70.182.949,00	2,13%
Transgressões	102.001.337,00	98.713.913,00	-3,22%
Valor Total (R\$)	379.232.654,58	437.550.672,44	15,38%
Valor (R\$)/ Transgressão	3,72	4,43	19,22%
Valor(R\$)/ Consumidor	5,52	6,23	12,97%
Transgressão/ Consumidor	1,48	1,41	-5,24%

Fonte: ANEEL, 2013

Os consumidores de energia elétrica receberam R\$ 437,55 milhões em compensação por interrupções no fornecimento de energia elétrica em 2012. Esse valor representa um aumento de 15,38% com relação ao de 2011, quando os consumidores do país receberam R\$ 379,23 milhões.

Quanto ao número de transgressões, em 2012, foram pagas 98,7 milhões, sendo compensado, em média, um valor de R\$ 4,43 por transgressão. Comparando com 2011, houve uma redução de 3,22%, passando de 102,00 milhões de transgressões para 98,7 milhões em 2012.

As figuras a seguir apresentam os rankings de número de transgressões e do valor (R\$) por transgressão de cada concessionária de 2012.

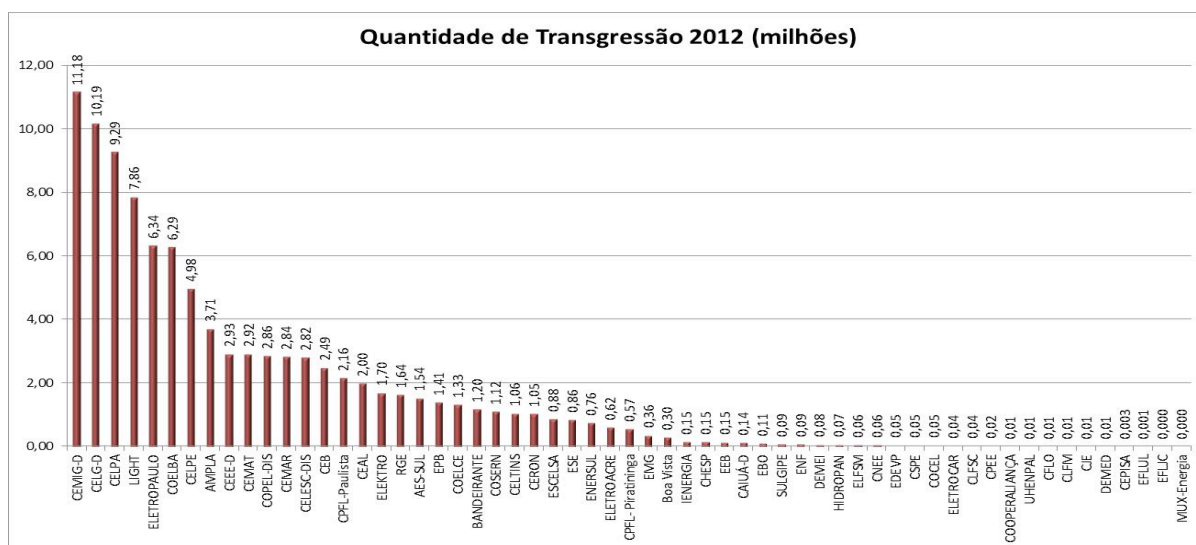


Figura 3 - Quantidade de Transgressões por concessionária em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)

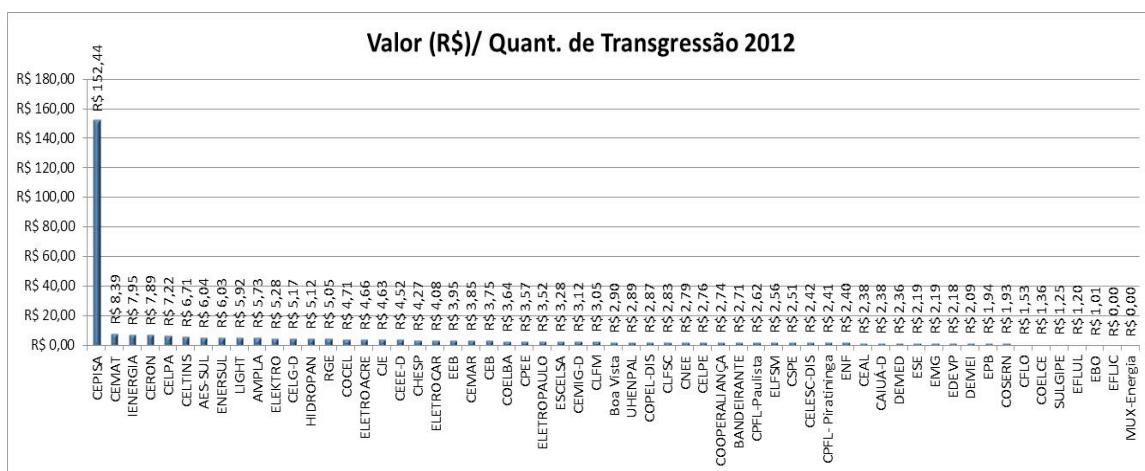


Figura 4 - Valor (R\$) por Quantidade de Transgressão por concessionária em 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)

É importante ressaltar que a quantidade de compensações não é necessariamente igual ao número de consumidores compensados, uma vez que um mesmo consumidor pode ser compensado mais de uma vez no ano.

Nesse sentido, tem-se ainda que cada consumidor, em média, recebeu em 2012 1,41 vezes o valor de R\$ 6,23 em compensação.

As figuras a seguir mostram a quantidade de transgressão e o valor (R\$) por consumidor de cada concessionária.

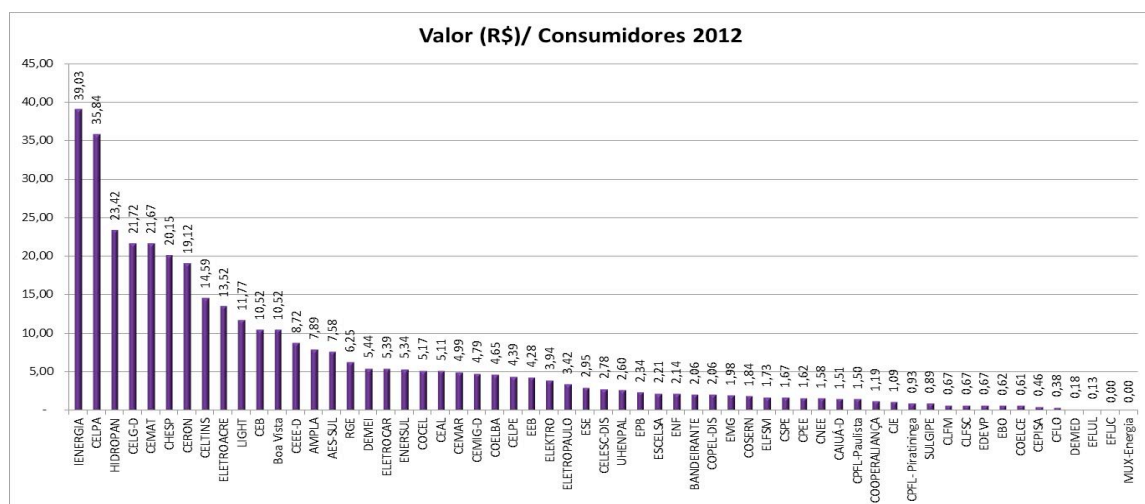


Figura 5 - Valor (R\$) por consumidor por concessionária 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)

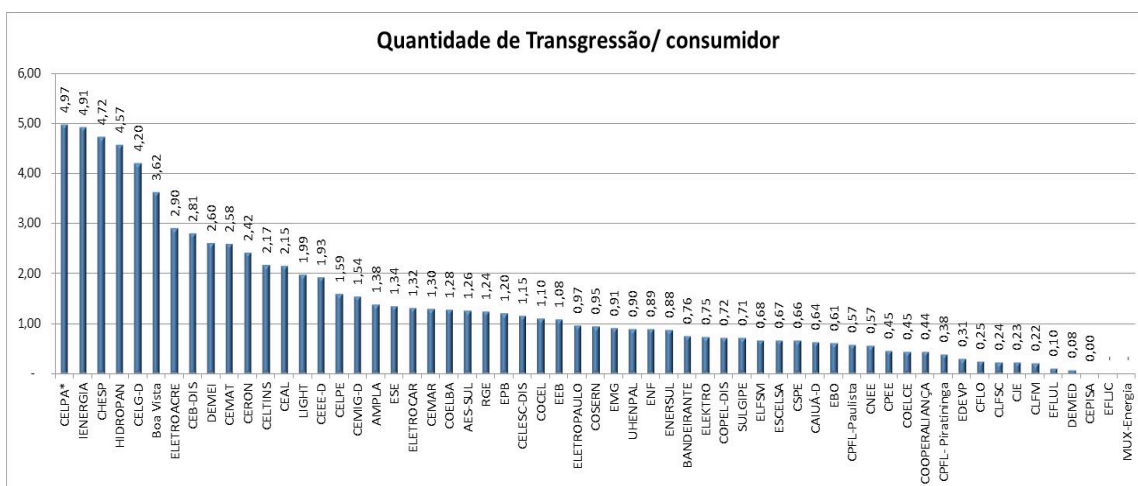


Figura 6 - Quantidade de Transgressão por Consumidor por concessionária 2012 (Fonte: ANEEL, 2013)

Nota-se que, mesmo com o aumento do montante total de compensações, o número de transgressões pagas sofreu uma redução. Além disso, o valor pago por transgressão aumentou 19,22% e o valor pago por consumidor, da mesma maneira, subiu 12,97%. Isso indica que o tempo de duração das transgressões aumentou, ou seja, os consumidores passaram mais tempo sem energia em 2012.

6.3.3. Pontos Relevantes

De acordo com as análises realizadas, dois aspectos merecem destaque e serão discutidos a seguir.

O primeiro se refere ao fato de quase a totalidade das distribuidoras pagaram compensação em 2012, sendo que apenas as concessionárias de pequeno porte da região sul, a EFLJC (SC) e a MUX- Energia (RS), não violaram seus indicadores de qualidade individuais em 2012, e, portanto, não pagaram compensação aos seus consumidores.

Esse fato é preocupante, pois pode significar duas possibilidades: (i) todas as concessionárias de distribuidoras são ineficientes; e/ou (ii) os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL são inadequados.

É razoável supor que parte da diferença seja decorrente de problemas de gestão da empresa. Entretanto, até as empresas consideradas eficientes pelo regulador pagam compensação.

A CEMAR, por exemplo, é considerada pelo setor elétrico uma empresa muito eficiente com relação à gestão e, além disso, ocupa o 3º lugar no ranking de Indicador de Desempenho

Global de Continuidade. Porém, em 2012, segundo os dados disponíveis no site da ANEEL, teve que compensar R\$ 10,93 milhões aos seus consumidores a título de compensação por violação dos indicadores de qualidade.

O segundo ponto relevante refere-se ao fato de que, mesmo com o aumento do montante total de compensações, o número de transgressões pagas sofreu uma redução. Além disso, o valor pago por transgressão aumentou 19,22% e o valor pago por consumidor, da mesma maneira, subiu 12,97%. Isso indica que o tempo de duração das transgressões aumentou, ou seja, os consumidores passaram mais tempo sem energia em 2012.

Conforme o relatório de “informações gerenciais” disponibilizados pela ANEEL, em 2012, os consumidores brasileiros ficaram, em média, 18,65 horas sem energia. Valor esse que ultrapassa o limite estipulado pela ANEEL para o ano que foi de um valor de DEC de 15,87 horas, também conforme o mesmo relatório.

7. Estudo de Caso – CELPA

Após a análise dos valores de compensação pagos pelas concessionárias brasileiras aos consumidores, bem como o estudo da evolução das compensações, será apresentado um estudo de caso para investigar os resultados das metodologias empregadas pela ANEEL no setor elétrico aplicadas a Centrais Elétricas do Pará – CELPA.

Com esse estudo, exemplifica-se os resultados da metodologia tanto com relação à definição dos conjuntos de unidades consumidoras para a meta dos indicadores de qualidade, como os seus reflexos financeiros na concessão.

7.1. Contextualização

A CELPA passou por um processo de recuperação judicial, período no qual poderia ter seu controle transferido ou, em caso contrário, ter sua falência decretada gerando consequências inestimáveis tanto para a concessão como para o estado do Pará.

A grave situação econômica e financeira em que se encontrava fez com que a sua direção ajuizasse, em fevereiro de 2012, pedido de recuperação judicial.

Em outubro de 2012, A ANEEL aprovou a transferência do controle acionário da CELPA do grupo Rede Energia para a Equatorial. E então, a Equatorial, que já era controladora da CEMAR (distribuidora de energia no Estado do Maranhão) adquiriu, pelo valor simbólico de R\$ 1, o controle acionário da CELPA.

Os dados analisados nesse estudo de caso são referentes ao período de recuperação judicial da CELPA e foram disponibilizados pela empresa e/ou pela ANEEL.

7.2. Características da Concessão

A CELPA distribui energia elétrica para uma área de concessão de 1.247.690 km², abrangendo todos os 143 municípios do Estado do Pará. Atualmente, a concessionária atende a mais de 1,8 milhão de clientes e a mais de 7 milhões de usuários, conforme mostrado na figura a seguir.

Dados Gerais

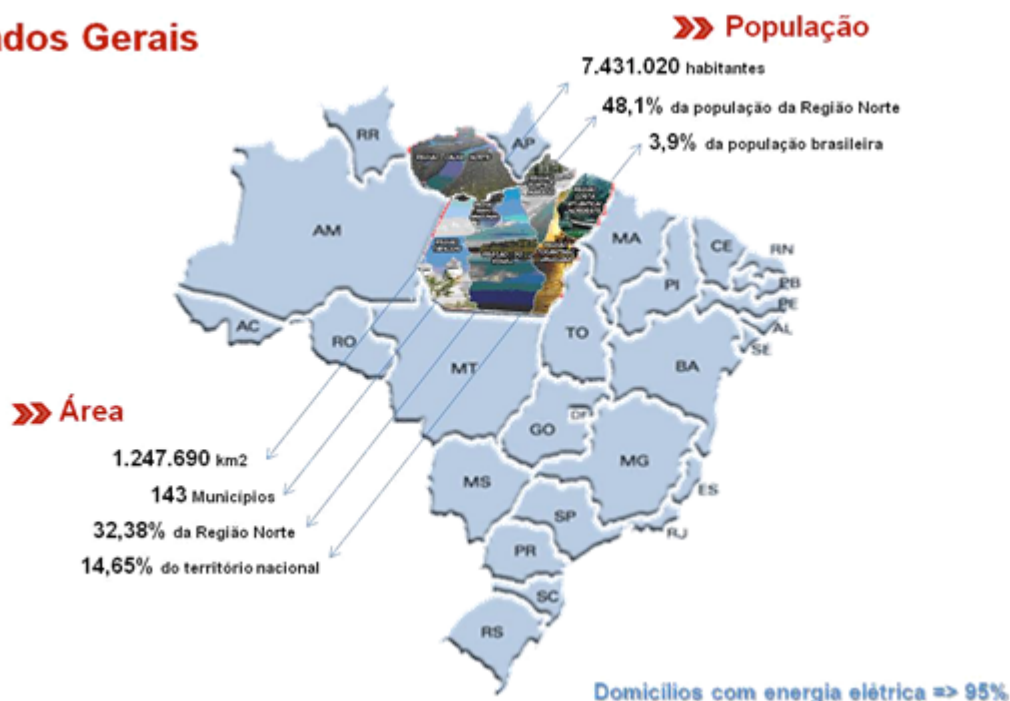


Figura 7 - Mapa de Atuação da CELPA (Fonte: Anuário do Pará 2010-2011)

Algumas características do Estado do Pará são relevantes para o entendimento da grandeza dos desafios que a concessão apresenta, o que certamente exige compreensão de particularidades com reflexos regulatórios e ações diferenciadas de gestão.

7.2.1. Dispersão e deslocamento

Cerca de 40% de todos os clientes atendidos pela CELPA estão dispersos em locais fora da região metropolitana de Belém e das sedes das regionais, localizando-se em áreas extensas, marcadas pela ausência de acesso que facilite as atividades operacionais de campo. Esses locais estão distribuídos por 4 mesorregiões que concentram 93% da área da concessão e 43% da população, o que faz o seu conjunto apresentar uma densidade equivalente a 50% da média do estado.

Essa grande extensão territorial da região, associada à baixa densidade habitacional, requer longos sistemas radiais para atendimento a população rural. A CELPA opera alimentadores de até 2.600 km (Marabá – MB11), atendendo a 8.000 consumidores, o que representa, em média, 3 consumidores por km de alimentador.

A operação e manutenção desses sistemas são dificultadas pelo estado dos acessos, que são agravadas pelo clima da região com chuvas por quase todo o ano.¹⁰ Esses fatos provocam deslocamentos com tempos superiores àqueles admitidos para locais de maiores concentrações de clientes e com melhores condições de acesso.

Ademais, estudos realizados pela CELPA apontam que parte de sua área estritamente urbana ainda não guarda similaridade com as das demais concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, já que se caracteriza pela menor densidade de consumidores por extensão de rede de baixa tensão, com média de 8,11 metros de rede por cliente, enquanto a urbana típica apresenta de 4,75 metros de rede por cliente, ou seja, a área urbana da CELPA apresenta um adensamento 71% menor do que a área urbana típica.

7.2.2. Grandes áreas com restrições a intervenções

Pelos dados disponíveis na Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Pará, em cerca de 33,3%, da área de concessão da CELPA, que representa aproximadamente 412 mil km², estão localizadas em terras indígenas. Além disso, cerca de 22,5%, que representa 280 mil km², estão localizadas em áreas de conservação ambiental. Ou seja, em mais de 55% da área de concessão da CELPA há algum tipo de limitação de acesso, o que aumenta os custos, os cuidados de intervenção, e o tempo para a intervenção.

Cumprе salientar que, adicionalmente, às restrições a intervenções nessas áreas, a densa vegetação resulta em aumento das frequências de manutenção sobre os ativos ali instalados, seja do ponto de vista preventivo, seja do ponto de vista corretivo.

7.2.3. Condições meteorológicas críticas

Pelos dados disponíveis da Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Pará, constatam-se altos índices pluviométricos, acima de 2.000 mm anuais de precipitação e acima de 80% no que se refere à umidade relativa do ar na grande maioria da área de concessão da CELPA, que comprometem as vias de acesso e o número de necessárias atuações no sistema elétrico, em especial no período úmido. A condição crítica se torna mais relevante no período

¹⁰ Reza uma tradição popular local que na região existem apenas duas estações do ano: “verão”, quando chove todo dia; e o “inverno”, quando chove o dia todo.

compreendido de dezembro a maio, quando vários trechos de acesso ficam intransitáveis por longos períodos, deixando um número considerável de municípios isolados.

Confirmando esse alto índice pluviométrico, os índices usados pela ANEEL para a variável ambiental “nível de chuvas” do 2º Estágio do Data Envelopment Analysis – DEA (Análise de Envoltória de Dados), no âmbito da definição das metodologias para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 3º CRTP, mostram a CELPA com os maiores índices de nível de chuvas relativamente a todas as distribuidoras do Brasil. A base de dados da ANEEL identifica apenas 3 concessões com índice superior a 2.000 mm anuais (CELPA, AMAZONAS ENERGIA e ELETROACRE), e a média das demais (excluídas as três) é de 1.440 mm anuais.

7.2.4. Malha viária precária

Pelos dados do Ministério dos Transportes, o Pará possui uma malha rodoviária de cerca de 35,3 mil km de rodovias federais, estaduais e municipais, que representam cerca de 2,2% da malha nacional. Quanto às rodovias federais e estaduais do Pará, dentre aquelas que dão acesso aos maiores centros urbanos, somente 35% são pavimentadas, contrastando com a média brasileira de mais de 55%. Além disso, a extensão da malha viária por unidade de área do território no Pará é de apenas 28,2 m/km², o que contrasta fortemente com a média nacional de 186,2 m / km². Ou seja, a densidade da malha viária no Pará é 6,6 vezes menor do que a média nacional.

Conseqüentemente, o acesso a diversos pontos da rede elétrica da concessionária é mais difícil do que na maioria das regiões brasileiras. Apenas como exemplo do desafio, 21 (vinte e uma) sedes municipais, que correspondem a cerca de 15 % dos municípios do Pará, são acessadas somente por via fluvial ou avião fretado, o que além de dificultar o acesso, implica em longo período de tempo de deslocamento para se alcançarem esses locais.

7.2.5. Dificuldade de comunicação no interior do Estado

Na área de concessão da CELPA, pela sua extensão, há dificuldades de comunicação que são agravadas nas áreas suburbanas, e mais fortemente nas áreas rurais, onde em grande parte a comunicação somente é possível por meio de satélite cujo tempo de resposta, em situação

climática adversa, é elevado, prejudicando as atividades operacionais (subestações, redes e atendimento a clientes, etc.).

7.3. Problemas da concessão quanto aos aspectos regulatórios de Qualidade

Historicamente, a CELPA apresentou níveis inferiores na qualidade da prestação dos serviços quando comparada ao que se verifica nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil. As figuras a seguir apresentam esse histórico de DEC e FEC.

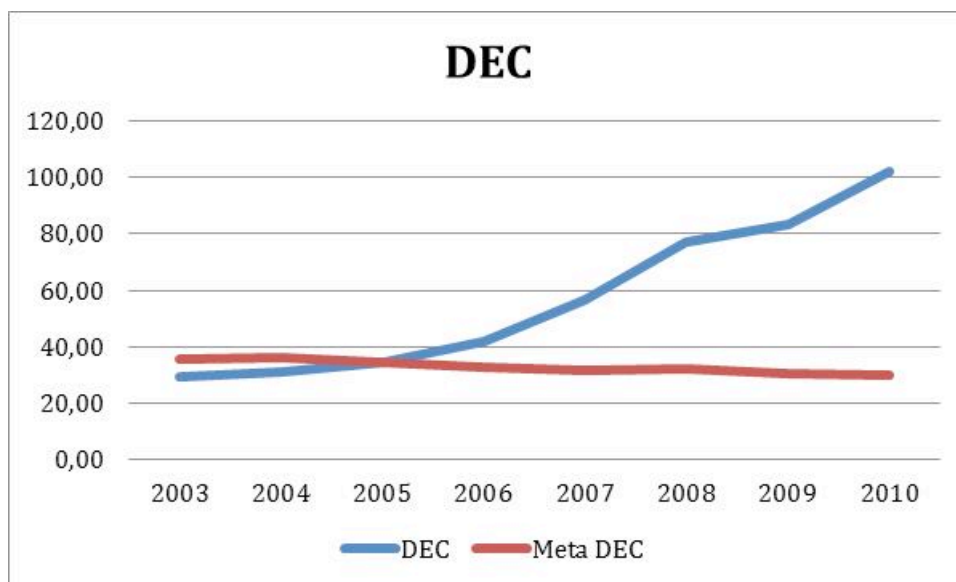


Figura 8 - Histórico de DEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2011)

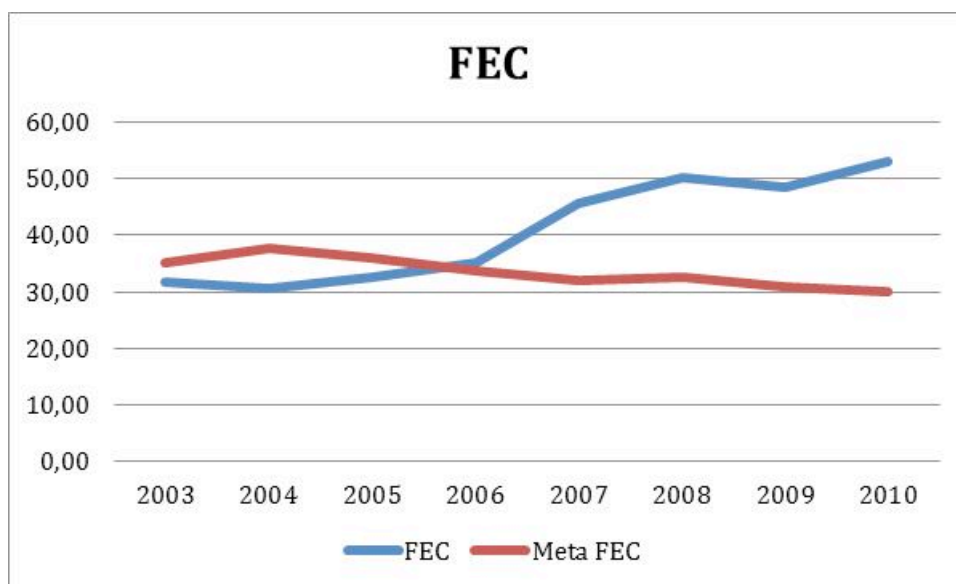


Figura 9 - Histórico de FEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2011)

A partir das figuras, verifica-se um deslocamento entre os limites definidos pela ANEEL e a realidade da prestação de serviço pela concessionária, indicando uma dificuldade grande de atingimento dos limites.

Esse deslocamento pode ser explicado pelas características da área de concessão da CELPA que apresenta várias condições desfavoráveis que dificultam o atendimento operacional da distribuidora, são eles: áreas com limitação de acesso (terras indígenas e áreas de preservação) e extensas, baixa densidade demográfica, longos sistemas radiais, estradas precárias, alta incidência de chuvas e raios, sistemas de subtransmissão e suprimento fracos (cargas pequenas em longas distâncias e poucas subestação de rede básica), ocupação desordenada em áreas urbanas, baixos níveis de desenvolvimento socioeconômico, entre outros.

No âmbito da AP nº 38/2012, 3ª RTP da CELPA, a ANEEL propôs os seguintes valores de DEC e FEC globais para o próximo período tarifário, de 2012 a 2015:

Tabela 9 - DEC e FEC proposto para o 3º CRTP

Indicadores	2012	2013	2014	2015
DEC	37,83	36,19	33,52	31,08
FEC	38,60	36,18	33,17	30,59

Fonte: ANEEL, 2012¹¹

¹¹ Nota Técnica nº 035/2012-SRD/ANEEL

Em relação a esses limites regulatórios de qualidade, a Agência faz a seguinte abordagem na Nota Técnica nº 035/2012-SRD/ANEEL:

“III.2 ANÁLISE DOS LIMITES PROPOSTOS PARA A CELPA

22. Os resultados advindos da aplicação da análise comparativa são valores iniciais, obtidos de um modelo matemático. Baseado em manifestações da distribuidora e em informações diversas, realiza-se uma análise posterior à modelagem matemática para, enfim, disponibilizar os valores em Audiência Pública. Somente após a análise das contribuições os limites finais serão estabelecidos.

23. A Resolução Autorizativa nº 3266, de 20/12/2011, autorizou a revisão na configuração dos conjuntos de unidades consumidoras da CELPA com a criação de 39 conjuntos e estabeleceu limites para os indicadores DEC e FEC da Distribuidora para o ano de 2012. Essa alteração aumentou o número de conjuntos da Distribuidora, que passaram de 95 ao final de 2011 para 134 a partir de 1º de janeiro de 2012.

24. Como não se dispunha dos atributos para os novos conjuntos da CELPA, quando do envio do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL, para gerar a proposta de limites para os conjuntos da Distribuidora, foram utilizadas para fins da análise comparativa as informações relativas aos 95 conjuntos vigentes em 2011. Assim, após a referida análise, foram obtidos limites de DEC e FEC para cada um dos 95 conjuntos para o período de 2013 a 2015 e realizados ajustes de modo a obter os limites para os novos conjuntos vigentes a partir de 2012. Adicionalmente a Distribuidora encaminhou os atributos dos novos conjuntos através Carta nº CTA GEREIO 1154/2012.

25. As contribuições da CELPA quanto aos limites propostos, encaminhadas pela Carta nº CTA GEREIO 1024/2012, se pautaram na análise dos limites de DEC e FEC globais constantes do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL.

26. A contraproposta da CELPA aos limites de DEC e FEC foi elaborada, segundo informação da Distribuidora, levando em consideração o plano de melhorias 2012-2013 apresentado à ANEEL pela Distribuidora (Processo nº 48500.004567/2009-97). Em sua análise a CELPA afirma que o procedimento utilizado para chegar aos limites globais desses indicadores para o período de 2013 a 2015 apresenta resultados

aderentes aos obtidos pela aplicação dos critérios de ajustes utilizados pela ANEEL para definição dos limites da Distribuidora para o ano de 2012.

27. A análise realizada pela CELPA, que segundo a mesma está pautada nos critérios de ajustes adotados pela ANEEL na definição dos limites de DEC e FEC para 2012, foi elaborada através do estabelecimento de um novo alvo regulatório ao final de oito anos para cada conjunto. Para a definição deste alvo, a Distribuidora realizou o incremento de horas e interrupções aprovadas pela ANEEL para os limites de 2012 aos limites estabelecidos através da análise comparativa ao final do período de oito anos. O detalhamento da aplicação dessa regra elaborada pela CELPA consta do Anexo II da Carta nº CTA GEREIO 1024/2012.

...

46. Face às considerações apresentadas pela Distribuidora para os conjuntos situados nas regiões de Castanhal, Marabá e Santarém, além daqueles situados nas três áreas especiais mencionadas (Margem Esquerda do Amazonas, Ilha de Marajó e Baixo Tocantins), a menos do conjunto SANTA CRUZ DO ARARI, entende-se que a proposta apresentada pela distribuidora pode ser acatada.

47. Para os demais conjuntos será mantida a proposta obtida pela metodologia comparativa encaminhada por meio do Ofício nº 0013/2011-SRD/ANEEL.”

Em resumo, ao final do processo de discussão entre a ANEEL e a CELPA, a princípio, houve praticamente uma convergência entre a proposta do Regulador e a da concessionária.

Porém, existe uma questão fática – uma enorme distância entre a realidade e o regulatório. Assim, o que precisa ser analisado é como fica a proposta regulatória de qualidade frente à realidade atual do nível de qualidade do serviço prestado, num contexto de grave situação econômica - financeira, mais precisamente pré-falimentar, da concessionária. Sem entrar no mérito do porquê da existência dessa distância, essa é a situação real para um novo controlador. A título de exemplo, vale citar o conjunto Cameté II – neste conjunto o DEC, em 6 meses, precisa ser reduzido de 635 horas (real) para 40 horas (limite).

De acordo com a referida Nota Técnica nº 035/2012- SRD/ANEEL, a distância entre o requisito regulatório e o nível real é a que se mostra na figura a seguir.

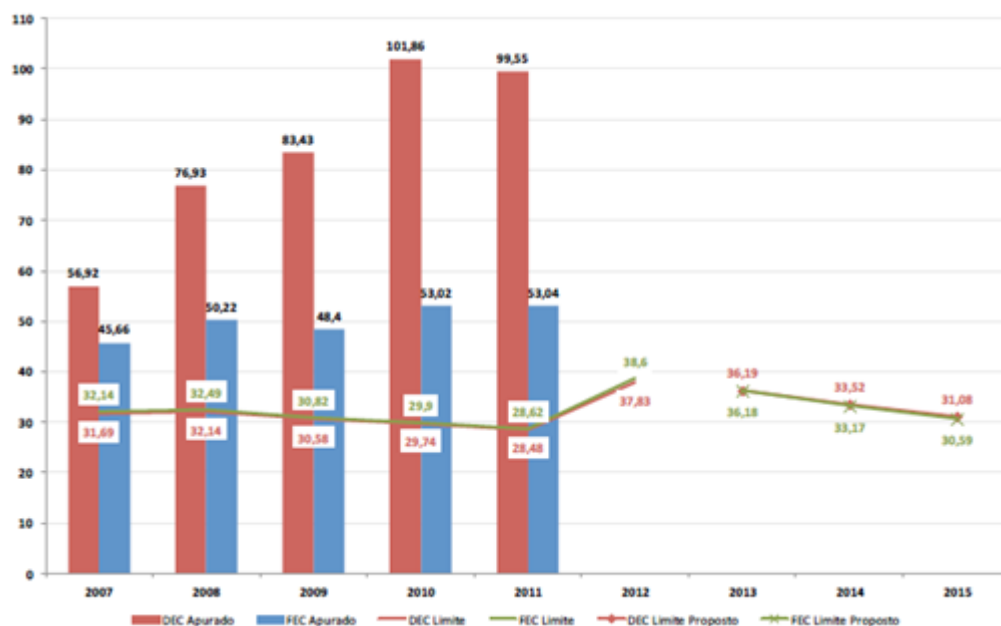


Figura 10 - Distância entre o requisito regulatório e o nível real de DEC e FEC da CELPA (Fonte: ANEEL, 2012¹²)

Observa-se que a proposta regulatória é sensivelmente distante da realidade da concessão. Enquanto a realidade mostra um DEC com valores superiores a 90 horas e FEC acima de 50 interrupções, o requisito regulatório de ambos gira em torno de 35 para ambos. Ou seja, há uma discrepância acentuada entre a realidade e o regulatório, que teria que ser resolvida em 6 meses (data da revisão – limite para 2012).

O quadro abaixo apresenta os valores reais para os indicadores de continuidade e os limites propostos pela CELPA, por regional, por polo, bem como apresenta o número de conjuntos, consumidores e km de redes rural e urbana de média tensão. Observa-se na tabela a seguir que o único polo que apresenta quantidade de RD MT urbana maior que rural é o polo de Belém.

¹² Nota Técnica nº 035/2012-SRD/ANEEL

Tabela 10 - Resumo de DEC e FEC por região da CELPA

RESUMO - POR REGIONAL - POR POLO - CELPA														
REGIONAL / POLO / CELPA	Nº Conj.	km de RD MT		UC Total	Proposta CELPA - DEC					Proposta CELPA-FEC				
		Urbano	Rural		REAL (10/11)	Projetado - 2012 a 2015				REAL (10/11)	Projetado - 2012 a 2015			
						2012	2013	2014	2015		2012	2013	2014	2015
POLO BELÉM	22	2.305	1.614	607.401	42	32	27	23	19	31	33	27	22	18
POLO TOCANTINS	13	294	5.604	126.955	172	45	45	43	41	57	43	43	41	39
POLO MARAJÓ	13	141	645	38.740	99	29	29	29	29	116	37	37	37	37
REGIONAL BELÉM	48	2.741	7.863	773.096	67	34	30	27	23	40	35	30	25	22
POLO CAPANEMA	6	334	5.825	142.339	121	51	51	49	47	56	39	39	37	35
POLO CASTANHAL	3	372	4.377	143.561	90	40	40	38	36	90	38	38	36	34
POLO PARAGOMNIAS	3	192	4.703	39.420	151	61	61	59	57	62	52	52	50	48
POLO TOMÉ-AÇÚ	4	259	4.495	66.791	139	45	45	43	41	53	38	38	36	34
REGIONAL CASTANHAL	16	1.157	19.400	392.111	116	47	47	45	43	53	40	40	38	36
POLO MARABÁ	11	539	11.897	136.359	90	41	41	39	37	36	41	41	39	37
POLO PARAUAPEBAS	6	372	7.383	73.112	166	57	57	55	53	73	62	62	60	58
POLO REDENÇÃO	7	336	6.162	48.121	98	24	24	22	20	52	35	35	33	31
POLO TUCURUI	7	245	7.268	62.720	154	32	32	30	28	51	37	37	35	33
POLO XINGUARA	8	239	8.417	50.247	139	24	24	22	20	64	38	38	36	34
REGIONAL MARABÁ	39	1.731	41.127	370.559	124	38	38	36	34	52	43	43	41	39
POLO ALTAMIRA	6	205	3.829	56.819	151	36	36	34	32	61	38	38	36	34
POLO ITAITUBA	8	225	2.342	41.511	169	28	28	26	24	64	40	40	38	36
POLO ALENQUER	14	162	2.194	61.208	148	30	30	30	30	192	39	39	39	39
POLO SANTARÉM	3	341	1.409	68.133	89	41	41	39	37	62	41	41	39	37
REGIONAL SANTARÉM	31	933	9.773	227.671	135	34	34	33	32	97	39	39	38	37
CELPA	134	6.562	78.164	1.763.437	98,3	37,69	36,19	33,52	31,08	52,6	38,33	36,18	33,17	30,59

Fonte: CELPA, 2012

Do ponto de vista regulatório, as metas de qualidade exigidas da CELPA pela ANEEL não condizem com a realidade nas áreas fora dos grandes centros urbanos. A diferença entre as metas e o real observado as tornam inatingíveis a curto prazo, o que vai gerar um problema regulatório estrutural uma vez que os valores devidos por compensações aos consumidores continuarão drenando recursos da concessão. Só em 2011 foram aproximadamente R\$ 88 milhões em compensações aos consumidores por transgressões de DIC, FIC e DMIC.

Fatores particulares comprovadamente existentes e que muito dificultam uma ação eficaz e de curto prazo, tais como dificuldade de deslocamento, existência de grandes áreas com limitação de acesso (reservas indígenas, áreas de conservação ambiental), além das condições meteorológicas críticas previamente citadas (maior índice pluviométrico do país, elevada incidência de descargas elétricas) não são levados em consideração no cálculo dos limites de qualidade. Tal disparidade fica ainda mais clara quando a CELPA é comparada às concessionárias com dificuldades de gestão similares. Segundo a própria ANEEL, enquanto a CELPA pagou em média R\$ 48,1/Unidade Consumidora em compensações, a CELG pagou 9,9 R\$/UC, a CEB 6,4 R\$/UC e a CEPISA R\$ 0,5/UC.

Esses números evidenciam que existe um grande problema na CELPA decorrente da distância entre o real e o regulatório. A provável origem desse problema se encontra nas particularidades da concessão da CELPA, que aparentemente não foram consideradas nos cálculos regulatórios, uma vez que os limites foram definidos em valores incompatíveis com a

realidade. É evidente que tal justificativa não pode ser extrapolada para a situação de todos os conjuntos, mas certamente se aplica para aqueles mais críticos e também para os conjuntos isolados.

Sobre esse particular, cabe notar que dos 134 conjuntos atribuídos à CELPA em 2012, 51 possuem mais de 500 km de rede rural e apresentam índices observados de DIC, FIC e DMIC elevados quando comparados aos limites estabelecidos pela ANEEL, podendo ser considerados críticos devido (i) à extensão de sua rede rural e (ii) a índices registrados para os indicadores de continuidade muito acima das metas estabelecidas pela ANEEL.

Assim, dos 51 conjuntos citados, que somam 680.024 unidades consumidoras (39% do total de unidades consumidoras da concessão), 28 apresentam registros médios de DIC acima do limite estabelecido pela ANEEL, além de terem faixa de variação (desvio padrão) de cerca de 2 (duas) vezes o valor da média, indicando que a situação de compensação é generalizada.

Dessa forma, apenas nos meses de janeiro e fevereiro de 2012, os 51 conjuntos considerados críticos foram responsáveis pelo pagamento de aproximadamente R\$ 5,5 milhões em compensações aos consumidores por violação dos indicadores (DIC, FIC, DMIC), representando 58% do valor total compensado pela CELPA nesses dois meses.

Incluídos nessa estatística estão os conjuntos cuja criação foi autorizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 3.266/2011. Assim, reforça-se a necessidade do ajuste de suas metas de forma que se aproximem das condições reais dos conjuntos, deixando de refletir características do conjunto original, possibilitando a correta destinação dos recursos de OPEX e CAPEX.

7.4. Compensações Financeiras por violação de indicadores de qualidade

A tabela a seguir apresenta as compensações pagas ao consumidor pela CELPA, em 2011, devido à violação de indicadores individuais de qualidade (DIC/FIC/DMIC).

Tabela 11 - Compensações 2011 da CELPA

DIC/FIC/DMIC Compensações 2011				
Regional	UC Compensadas	UC Total Regional	(A/B)	Compensação (R\$)
	(A)	(B)		
BELEM	4.596.800	773.096	5,9	R\$27.967.574
CASTANHAL	3.207.696	392.111	8,2	R\$15.369.819
MARABA	3.313.434	370.559	8,9	R\$23.750.672
SANTAREM	2.522.236	227.671	11,1	R\$20.888.694
TOTAL	13.640.166	1.763.437	7,7	R\$87.976.759

Fonte: CELPA, 2012

O número de compensações pagas pela CELPA em 2011 mostra que, em média, cada UC recebeu compensação mais de 7 vezes no mesmo ano, sendo que a média Brasil é 1,5 vezes.

O valor pago neste mesmo ano corresponde a 35% do EBITDA regulatório proposto para o 3º CRTP¹³, perfazendo R\$ 49,89/consumidor, na média.

Analisando separadamente cada tipo de compensação, observa-se que o DIC foi o principal responsável pelo total de compensações (51%), seguido do FIC (41%). Enquanto o DMIC foi o que menos gerou compensações, responsável por apenas 8% delas.

Tabela 12 - Compensações por indicadores CELPA 2011

DIC 2011			FIC 2011		
Regional	UC Compensadas	R\$	Regional	UC Compensadas	R\$
Belém	1.515.169	R\$10.728.880	Belém	2.387.769	R\$13.793.352
Castanhal	1.574.774	R\$9.011.814	Castanhal	1.318.131	R\$5.191.236
Marabá	1.792.128	R\$15.794.637	Marabá	1.075.311	R\$5.907.069
Santarém	869.770	R\$9.328.593	Santarém	1.507.662	R\$10.947.202
TOTAL	5.751.841	R\$44.863.924	TOTAL	6.288.873	R\$35.838.859

DMIC 2011		
Regional	UC Compensadas	R\$
Belém	693.862	R\$3.445.341
Castanhal	314.791	R\$1.166.769
Marabá	445.995	R\$2.048.967
Santarém	144.804	R\$612.899
TOTAL	1.599.452	R\$7.273.976

Fonte: CELPA, 2012

A figura a seguir apresenta o montante de compensações pago em 2011 (em R\$/ por unidade consumidora), para todas as distribuidoras de energia.

¹³ R\$ 251,6 milhões, sendo R\$ 124,8 milhões de remuneração do capital, R\$ 95,3 milhões de quota de reintegração regulatória e R\$ 31,5 milhões de custo anual das instalações móveis e imóveis.

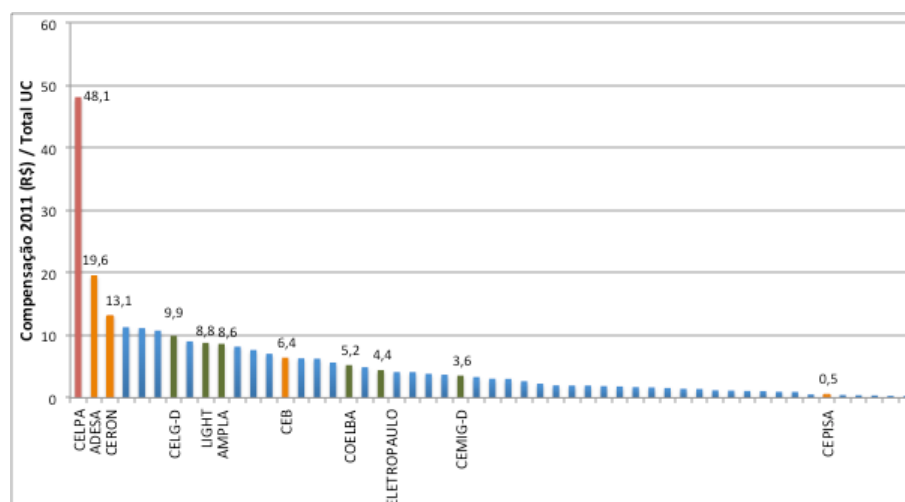


Figura 11 - Montante de Compensações por consumidores (Fonte: CELPA, 2012)

Observa-se claramente que a compensação unitária paga pela CELPA difere muito do praticado pelas demais concessionárias do país. A média das compensações unitárias das demais empresas (excluindo a CELPA) ficou em 4,3 R\$/UC, enquanto a compensação unitária paga pela CELPA foi 11,2 vezes maior (48,1 R\$/UC).

Tal discrepância pode se dar por duas razões basicamente: (i) ineficiência da concessionária; e/ou (ii) limites regulatórios inadequados à concessão.

É razoável supor que parte da diferença seja decorrente de problemas de gestão da empresa. Entretanto, quando são analisadas empresas com problemas gerenciais e financeiros tão ou mais graves que o da CELPA, observa-se que o valor pago de compensações não é tão elevado (exemplos: ADESA = 19,6 R\$/UC; CERON = 13,1 R\$/UC; CELG = 9,9 R\$/UC; CEB 6,4 R\$/UC; CEPISA = 0,5 R\$/UC).

Além disso, quando são analisadas as empresas que mais pagaram, em montante global, compensações relacionadas à violação de DIC/FIC/DMIC em 2011 (empresas representadas em verde no gráfico acima – LIGHT, COELBA, CELG-D, AMPLA, ELETROPAULO e CEMIG) observa-se que a segunda maior compensação unitária foi a da CELG (9,9 R\$/UC), 1/5 da compensação unitária da CELPA.

Não há como negar que parte da discrepância está relacionada à gestão inadequada da concessionária, levando a empresa, no extremo, entrar em recuperação judicial. Uma vez que a regulação do setor elétrico é baseada em incentivar o agente a aumentar seu ganho de

produtividade, a gestão apropriada é fundamental para o atingimento dos limites definidos pela ANEEL.

Entretanto, os números mostram que a ineficiência por si só não explicaria nem resultaria em compensações tão elevadas para a CELPA quando comparada às demais com problemas de gestão reconhecidos.

Dessa forma, é razoável inferir que parte da discrepância encontrada na compensação unitária da CELPA é decorrente dos limites inadequados para o caso específico da concessão Paraense.

8. Conclusão e Considerações Finais

A ANEEL utiliza indicadores de qualidade coletivos e individuais para acompanhar o desempenho das concessionárias distribuidoras de energia. A fim de controlar e avaliar esse serviço são definidos limites máximos a partir de conjuntos de consumidores.

O Brasil é um país com dimensões continentais, com 5.564 municípios, uma população de mais de 190 milhões de habitantes, e com uma extensão territorial de mais de 8,5 milhões de quilômetros quadrados.

O setor elétrico brasileiro possui hoje aproximadamente 72 milhões de consumidores, atendidos por 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica, sendo algumas estatais federais ou estaduais, outras privadas, além das cooperativas, das permissionárias e dos departamentos municipais.

Adicionalmente, devido à grande extensão territorial das concessões brasileiras, além das diferenças entre concessões, as empresas apresentam em sua área de atuação conjuntos de unidades consumidoras com características bastante diferenciadas quanto a atributos como: densidade de carga, extensão de rede, potência instalada, carga atendida, clima, vegetação, entre outros.

É um grande desafio regular um país com concessões tão heterogêneas tendo como objetivo instituir regras equilibradas e que oportunizem a adoção por parte das distribuidoras de medidas para a melhoria na prestação do serviço.

É nesse contexto que a Agência tem o dever de cuidar para que o interesse público seja preservado. Para tanto, suas ações têm que estar suportadas por valores e compromissos com a sociedade que orientem a conduta de seus servidores, delegados e contratados.

Um desses valores e compromissos consiste em estabelecer regulamentos e procedimentos que diferenciem aqueles que estejam em situações desiguais, ou seja, que a forma de tratamento seja conforme a necessidade.

Além disso, deve-se considerar que o regulamento da qualidade também apresenta um reflexo financeiro, uma vez que o não atendimento dos limites de indicadores de continuidade implica em pagamentos de compensações pela distribuidora.

Assim, a definição de conjuntos adequada é imprescindível para a manutenção do equilíbrio entre os interesses das concessionárias e os consumidores.

A metodologia utilizada pela ANEEL para definição dos limites de continuidade baseia-se na aplicação de uma análise comparativa entre os conjuntos das distribuidoras, com base nos seus atributos físico-elétricos e nos seus respectivos desempenhos, que são aferidos pelos dados históricos de DEC e FEC, conforme metodologia estabelecida na seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST.

Dessa forma, quanto menos heterogêneos são os agrupamentos, maior é a certeza quanto à comparabilidade do seu desempenho com relação aos seus pares. Assim, é imprescindível a formação de conjuntos com características mais homogêneas para a comparação apropriada.

Quanto aos critérios para formação de conjuntos de unidades consumidoras para o estabelecimento das metas, há uma grande diferença entre as metodologias aplicadas pela ANEEL no setor elétrico brasileiro.

Na metodologia anterior, o critério de formação de conjuntos de unidades consumidoras era estabelecido na Resolução nº 024/2000 e apresentava duas regras. A primeira era que os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela distribuidora, e a outra era que não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

Segundo a Nota Técnica nº 094/2009 – SRD/ANEEL, esse critério provocou a criação de conjuntos muito heterogêneos devido à grande liberdade dada às distribuidoras de criarem conjuntos adequados à forma de gestão.

Buscando estabelecer maior estabilidade para a metodologia e diminuir a heterogeneidade dos conjuntos, a metodologia atual aplicada pela ANEEL estabeleceu definiu as subestações de alta tensão como o aspecto limítrofe dos conjuntos de unidades consumidoras, estabelecendo assim critérios iguais para todas as concessionárias.

Mesmo representando um avanço, uma mesma subestação pode atender áreas com características diferentes, que exigiriam estruturas de atendimento bem diferentes para manter um mesmo nível de atendimento, o que reforça o entendimento de que não podem ser tratadas como um só conjunto.

De acordo com as análises realizadas das compensações pagas pelas concessionárias brasileiras, verificou-se que quase a totalidade das distribuidoras pagaram compensação em

2012. Este Fato pode significar duas possibilidades: (i) todas as concessionárias de distribuidoras são ineficientes; e/ou (ii) os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL são inadequados.

É razoável supor que parte da diferença seja decorrente de problemas de gestão da empresa. Entretanto, até as empresas consideradas eficientes pelo regulador pagam compensação.

A CEMAR, por exemplo, é considerada a empresa campeã com relação à gestão e, além disso, ocupa o 3º lugar no ranking de Indicador de Desempenho Global de Continuidade. Porém, em 2012, teve que devolver R\$ 10,93 milhões aos seus consumidores a título de compensação por violação dos indicadores de qualidade.

No estudo de Caso, verificou-se que existe um grande problema na CELPA decorrente da distância entre o real e o regulatório. A provável origem desse problema se encontra nas particularidades da concessão da CELPA, que aparentemente não foram consideradas nos cálculos regulatórios, uma vez que os limites foram definidos em valores incompatíveis com a realidade. É evidente que tal justificativa não pode ser extrapolada para a situação de todos os conjuntos, mas certamente se aplica para aqueles mais críticos e também para os conjuntos isolados. Dessa forma, foi verificada a necessidade do ajuste de suas metas de forma que se aproximem das condições reais dos conjuntos, deixando de refletir características do conjunto original.

Assim, todas as análises realizadas evidenciaram a necessidade de aprimoramentos na metodologia aplicada pela ANEEL de forma a buscar a formação de conjuntos mais homogêneos.

Há inúmeras possibilidades de formação desses conjuntos de unidades consumidoras considerando a adição de outras variáveis para melhor modelar as heterogeneidades das concessões. Essas variáveis podem ser:

- Nível de precipitação;
- Incidência de raios;
- Vegetação;
- Área urbana e rural;
- Condições sócio econômicas;
- Condições de acesso;

- Nível de poluição;
- Salinidade, entre outras.

Nesse sentido, para o aprimoramento da metodologia de definição das metas de qualidade aplicada pela ANEEL, é importante a realização de um estudo detalhado dos possíveis resultados da adição dessas variáveis, verificando a significância de cada uma delas nas definições de conjuntos de unidades consumidoras das distribuidoras.

Adicionalmente, é possível a realização de pesquisa de métodos numéricos que garantam a formação de conjuntos mais homogêneos a fim de buscar uma maior aderência da metodologia à realidade do setor elétrico de distribuição brasileiro.

9. Referências Bibliográficas

- [1] BRASIL; **CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, DE 05 DE OUTUBRO DE 1988**. Brasil, 1988. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [2] BRASIL; **LEI Nº 8.631, DE 04 DE MARÇO DE 1993**. “Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências”. Brasília, 1993. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [3] BRASIL; **LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995**. “Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências”. Brasília, 1995. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [4] BRASIL; **LEI Nº 9.074, DE 07 DE JULHO DE 1995**. “Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências”. Brasília, 1995. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [5] BRASIL; **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica, e dá outras providências”. Brasília, 1996. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [6] BRASIL; **LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998**. “Altera dispositivos das Leis 3.890-A de 25.04.1961; 8.666 de 21.06.1993, 8.987 de 13.02.1995; 9.074 de 07.07.1995; 9.427 de 26.12.1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências”. Brasília, 1998. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [7] BRASIL; **LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004**. “Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655 de 20.05.1971, 8.631 de 04.03.1993, 9.074 de 07.07.1995, 9.427 de 26.12.1996, 9.478 de 06.08.1997, 9.648 de 27.05.1998, 9.991 de 24.07.2000, 10.438 de 26.04.2002, e dá outras providências”. Brasília, 2004. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [8] BRASIL; **LEI Nº 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004**. “Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências”. Brasília, 2004. Disponível em: www.planalto.gov.br;

- [9] BRASIL; **MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012**. “Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências”. Brasília, 2012. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [10] BRASIL; **LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013**. “Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis 10.438 de 26.04.2002, 12.111 de 09.12.2009, 9.648 de 27.05.1998, 9.427 de 26.12.1996, e 10.848 de 15.03.2004; revoga dispositivo da Lei 8.631 de 04.03.1993; e dá outras providências”. Brasília, 2013. Disponível em: www.planalto.gov.br;
- [11] DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE; **PORTARIA DNAEE Nº 046, DE 17 DE ABRIL DE 1978**. “Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de energia elétrica, no fornecimento e energia elétrica a seus consumidores”. Brasília (DF), 1978. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **RESOLUÇÃO Nº 024, DE 27 DE JANEIRO DE 2000**. “Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras”. Brasília (DF), 2000. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, REVISÃO 0**. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília (DF), 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 345, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008**. “Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, versão 2008, bem como altera dispositivos das Resoluções Normativas ANEEL 024 de 27.01.2000, 505 de 26.11.2001, 520 de 17.09.2002, 112 de 18.05.1999 e 166 de 10.10.2005.”. Brasília (DF), 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

NOTA TÉCNICA SRD/ ANEEL Nº 093, DE 08 DE NOVEMBRO DE 2007. “Análise dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, com enfoque nos pontos de destaque, nas inovações propostas e nos impactos regulatórios detectados”. Brasília (DF), 2007. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 395, DE 15 DE NOVEMBRO DE 2009. “Aprova a revisão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, versão 1/2009; e revoga Resoluções Normativas”. Brasília (DF), 2009. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, REVISÃO 1. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília (DF), 2010. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 424, DE 17 DE DEZEMBRO DE 2010. “Aprova versão da Revisão 2 dos Módulos 1, 2, 3, 5, 6 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá nova redação a ementa e ao art. 1º da Resolução Normativa ANEEL 395 de 15.12.2009, com vigência a partir de 01.01.2011”. Brasília (DF), 2010. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[19] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 444, DE 30 DE AGOSTO DE 2011. “Aprova a revisão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST”. Brasília (DF), 2011. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[20] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 469, DE 13 DE DEZEMBRO DE 2011. “Aprova a Revisão 4 dos Módulos 1 e 8 e a Revisão 5 do Módulo 6 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST”. Brasília (DF), 2011. Disponível em: www.aneel.gov.br;

[21] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;

MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, REVISÃO 4. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília (DF), 2012. Disponível em: www.aneel.gov.br;

- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;
MÓDULO 1 – INTRODUÇÃO, REVISÃO 6. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília (DF), 2012.
Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;
SUBMÓDULO 2.5 – FATOR X, MÓDULO 2 – REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Brasília (DF), 2011.
Disponível em: www.aneel.gov.br
- [24] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;
NOTA TÉCNICA Nº 071, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2011. “Resultados da Audiência Pública n. 064/2011 relativa ao aprimoramento dos aspectos relacionados ao dia crítico, conforme estabelecido na Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST”. Brasília (DF), 2011. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [25] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;
NOTA TÉCNICA Nº 094, DE 25 DE AGOSTO DE 2009. “Estabelecimento de critérios para formação de conjuntos de unidades consumidoras”. Brasília (DF), 2009.
Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL;
NOTA TÉCNICA Nº 035, DE 02 DE ABRIL DE 2012. “Estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos das Centrais Elétricas do Pará – CELPA, para o período de 2013 a 2015”. Brasília (DF), 2009. Disponível em: www.aneel.gov.br;
- [27] 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 de Mestrado, Universidade de Itajubá, Itajubá – MG, 2000;
- [28] TANURE, J. E. P. S.; **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 de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2004.

Anexos

Anexo I – Lista das Concessionárias de Distribuição

	Concessionária	Sigla
1	Companhia Energética do Ceará	Coelce
2	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	Eletropaulo
3	Centrais Elétricas do Pará S/A	Celpa
4	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Escelsa
5	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Elektro
6	Bandeirante Energia S/A	Bandeirante
7	Companhia Piratininga de Força e Luz	Piratininga
8	Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO
9	Companhia Jaguarí de Energia	CJE
10	Companhia Luz e Força Mococa	CLFM
11	Companhia Paulista de Energia Elétrica	CPEE
12	Companhia Sul Paulista de Energia	CSPE
13	Companhia Luz e Força Santa Cruz	CLFSC
14	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	ELFSM
15	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	EFLUL
16	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	EFLJC
17	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	CEMAT
18	CEMIG Distribuição S/A	CEMIG - D
19	Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL
20	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	Enersul
21	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia	AES SUL
22	Rio Grande de Energia S/A	RGE
23	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Coelba
24	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Cosern
25	Energisa Sergipe (antiga Energipe)	ESE
26	Caiuá Distribuição de Energia S/A	Caiuá
27	Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE
28	Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB
29	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	EDEVP
30	Energisa Nova Friburgo	ENF
31	Energisa Minas Gerais	EMG
32	Copel Distribuição S/A	Copel
33	Companhia Campolarguense de Energia	Cocel
34	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	DMEPC
35	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Celtins

36	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Celesc
	Concessionária	Sigla
37	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	Ienergia
38	CEB Distribuição S/A	CEB Dis
39	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	Forcel
40	Companhia Hidroelétrica São Patrício	Chesp
41	Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
42	Light Serviços de Eletricidade S/A	Light
43	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	Sulgipe
44	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A	EBO
45	Ampla Energia e Serviços S/A	Ampla
46	Companhia Energética de Pernambuco	Celpe
47	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Demei
48	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Eletrocar
49	Hidroelétrica Panambi S/A	Hidropan
50	Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	MUX Energia
51	Cooperativa Aliança	Cooperaliança
52	Companhia Energética do Maranhão	Cemar
53	Companhia Energética do Piauí	Cepisa
54	Energisa Paraíba (antiga Saelpa)	Energisa Paraíba
55	Companhia Energética de Alagoas	Ceal
56	Companhia Energética de Goiás	Celg
57	Boa Vista Energia S/A	Boa Vista
58	Manaus Energia S/A + CEAM = AMAZONAS	Ame
59	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Ceron
60	Companhia de Eletricidade do Acre	Eletroacre
61	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda	Uhenpal
62	Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA
63	Companhia Energética de Roraima	CERR

Anexo II - Compensações de 2011

Concessionária	Região	Consumidores 2011	Quantidade de Transgressão 2011	Valor Total 2011 (R\$)
IENERGIA	SU	30.638	25.781	R\$ 52.250,69
CELPA	NO	1.827.863	13.640.276	R\$ 87.977.528,60
HIDROPAN	SU	15.536	9.741	R\$ 36.880,09
CELG-D	CO	2.388.837	7.557.043	R\$ 23.695.338,78
CEMAT	CO	1.095.921	1.932.257	R\$ 11.783.485,20
CHESP	CO	31.283	91.018	R\$ 220.324,06
CERON	NO	569.573	1.084.155	R\$ 7.469.284,97
CELTINS	NO	471.296	1.053.015	R\$ 5.326.632,71
ELETROACRE	NO	212.602	628.133	R\$ 2.369.974,42
LIGHT	SE	3.694.007	7.070.973	R\$ 32.474.315,10
CEB	CO	878.910	1.985.682	R\$ 5.650.721,34
Boa Vista	NO	87.507	226.847	R\$ 716.747,70
CEEE-D	SU	1.496.099	2.400.813	R\$ 9.447.471,06
AMPLA	SE	2.390.933	9.397.653	R\$ 20.653.037,40
AES-SUL	SU	1.206.431	1.497.332	R\$ 9.231.357,85
RGE	SU	1.283.221	1.596.045	R\$ 8.038.940,79
DEMEI	SU	27.866	84.168	R\$ 150.075,86
ELETROCAR	SU	33.343	71.976	R\$ 301.115,78
ENERSUL	CO	839.685	710.570	R\$ 3.455.100,74
COCEL	SU	41.843	31.310	R\$ 235.877,23
CEAL	NE	912.756	2.218.608	R\$ 4.466.049,53
CEMAR	NE	1.933.478	1.816.272	R\$ 6.422.453,41
CEMIG-D	SE	7.226.621	9.396.302	R\$ 25.721.662,40
COELBA	NE	5.048.612	7.203.164	R\$ 26.409.034,60
CELPE	NE	3.147.236	3.654.877	R\$ 9.606.390,77
EEB	SE	132.874	85.694	R\$ 261.334,44
ELEKTRO	SE	2.250.458	1.287.969	R\$ 6.812.010,77
ELETROPAULO	SE	6.299.689	6.992.900	R\$ 27.886.034,60
ESE	NE	622.625	1.598.829	R\$ 2.392.871,24
CELESC-DIS	SU	2.415.487	2.620.712	R\$ 6.415.506,98
UHENPAL	SU	14.371	11.782	R\$ 18.110,15
EPB	NE	1.163.051	2.856.384	R\$ 4.787.563,23
ESCELSA	SE	1.282.231	853.045	R\$ 2.321.471,22

Concessionária	Região	Consumidores 2011	Quantidade de Transgressão 2011	Valor Total 2011 (R\$)
ENF	SE	94.132	155.486	R\$ 347.758,63
BANDEIRANTE	SE	1.538.964	1.165.930	R\$ 3.464.748,35
COPEL-DIS	SU	3.905.442	2.636.586	R\$ 7.782.326,34
EMG	SE	392.970	375.754	R\$ 771.784,01
COSERN	NE	1.156.992	1.036.377	R\$ 1.924.779,77
ELFSM	SE	92.086	60.264	R\$ 157.344,79
CSPE	SE	78.699	31.159	R\$ 91.182,54
CPEE	SE	56.281	29.705	R\$ 88.245,39
CNEE	SE	102.966	71.427	R\$ 192.608,68
CAIUÁ-D	SE	215.657	126.008	R\$ 208.921,02
CPFL-Paulista	SE	3.706.241	1.820.061	R\$ 5.234.945,87
COOPERALIANÇA	SU	32.510	7.078	R\$ 8.945,57
CJE	SE	35.423	11.465	R\$ 37.761,62
CPFL- Piratininga	SE	1.447.368	596.300	R\$ 1.736.249,18
SULGIPE	NE	124.752	59.779	R\$ 57.010,06
CLFM	SE	43.652	7.183	R\$ 17.937,37
CLFSC	SE	185.255	107.246	R\$ 267.093,63
EDEVP	SE	163.337	39.477	R\$ 51.005,77
EBO	NE	172.078	209.884	R\$ 163.529,91
COELCE	NE	2.960.359	1.737.221	R\$ 3.240.431,96
CEPISA	NE	1.005.575	3.877	R\$ 515.982,04
CFLO	SU	51.079	11.775	R\$ 27.821,52
DEMED	SE	66.171	7.168	R\$ 25.160,57
EFLUL	SU	5.968	0	R\$ 0,00
EFLJC	SU	2.658	2.800	R\$ 12.115,17
MUX-Energia	SU	9.133	1	R\$ 11,11
TOTAL		68.718.631	102.001.337	R\$ 379.232.654,58

Anexo III - Compensações de 2012

Concessionária	Região	Consumidores 2012	Quantidade de Transgressão 2012	Valor Total 2012 (R\$)
IENERGIA	SU	30.819	151.281	R\$ 1.202.965,82
CELPA	NO	1.871.349	9.292.744	R\$ 67.073.164,70
HIDROPAN	SU	16.072	73.457	R\$ 376.368,92
CELG-D	CO	2.426.673	10.187.986	R\$ 52.700.201,10
CEMAT	CO	1.131.920	2.924.980	R\$ 24.533.677,90
CHESP	CO	31.803	150.267	R\$ 640.936,94
CERON	NO	434.040	1.051.509	R\$ 8.298.274,19
CELTINS	NO	485.988	1.056.333	R\$ 7.090.269,53
ELETROACRE	NO	213.321	618.907	R\$ 2.883.830,79
LIGHT	SE	3.956.891	7.862.811	R\$ 46.565.853,90
CEB	CO	887.625	2.492.490	R\$ 9.339.341,08
Boa Vista	NO	81.888	296.670	R\$ 861.427,31
CEEE-D	SU	1.516.758	2.925.549	R\$ 13.223.526,00
AMPLA	SE	2.699.250	3.714.882	R\$ 21.292.396,40
AES-SUL	SU	1.223.115	1.536.581	R\$ 9.274.725,96
RGE	SU	1.319.671	1.635.220	R\$ 8.253.272,46
DEMEI	SU	28.873	75.108	R\$ 157.074,77
ELETROCAR	SU	33.785	44.622	R\$ 182.094,48
ENERSUL	CO	855.679	757.188	R\$ 4.568.542,75
COCEL	SU	42.789	46.989	R\$ 221.184,12
CEAL	NE	932.904	2.003.125	R\$ 4.769.920,32
CEMAR	NE	2.190.197	2.841.002	R\$ 10.926.615,60
CEMIG-D	SE	7.272.823	11.175.180	R\$ 34.851.158,10
COELBA	NE	4.916.878	6.285.350	R\$ 22.885.539,00
CELPE	NE	3.130.951	4.982.975	R\$ 13.743.887,50
EEB	SE	135.221	146.627	R\$ 578.895,72
ELEKTRO	SE	2.284.339	1.703.329	R\$ 8.993.131,13
ELETROPAULO	SE	6.518.814	6.336.419	R\$ 22.308.380,10
ESE	NE	638.786	858.845	R\$ 1.882.772,64
CELESC-DIS	SU	2.455.064	2.822.252	R\$ 6.827.049,99
UHENPAL	SU	14.555	13.115	R\$ 37.850,33
EPB	NE	1.173.023	1.410.191	R\$ 2.739.019,12
ESCELSA	SE	1.308.377	879.503	R\$ 2.888.622,32
ENF	SE	95.431	85.105	R\$ 204.589,98

BANDEIRANTE	SE	1.573.989	1.196.250	R\$ 3.239.851,75
COPEL-DIS	SU	3.989.313	2.859.621	R\$ 8.205.312,38
Concessionária	Região	Consumidores 2012	Quantidade de Transgressão 2012	Valor Total 2012 (R\$)
EMG	SE	399.619	362.279	R\$ 792.579,27
COSERN	NE	1.171.867	1.117.681	R\$ 2.160.414,22
ELFSM	SE	94.122	63.578	R\$ 162.670,20
CSPE	SE	72.803	48.337	R\$ 121.272,63
CPEE	SE	51.079	23.135	R\$ 82.529,67
CNEE	SE	104.435	59.088	R\$ 165.038,49
CAIUÁ-D	SE	219.590	139.475	R\$ 331.723,23
CPFL-Paulista	SE	3.778.969	2.163.256	R\$ 5.674.949,88
COOPERALIANÇA	SU	33.262	14.527	R\$ 39.748,00
CJE	SE	32.747	7.674	R\$ 35.543,34
CPFL- Piratininga	SE	1.473.224	565.597	R\$ 1.363.910,04
SULGIPE	NE	126.278	90.178	R\$ 112.332,53
CLFM	SE	40.891	8.990	R\$ 27.447,85
CLFSC	SE	176.101	41.643	R\$ 118.047,79
EDEVP	SE	165.906	50.907	R\$ 111.066,10
EBO	NE	175.513	107.655	R\$ 108.322,29
COELCE	NE	2.970.620	1.333.457	R\$ 1.809.957,97
CEPISA	NE	1.039.368	3.139	R\$ 478.505,33
CFLO	SU	52.093	13.048	R\$ 19.900,10
DEMED	SE	67.122	5.169	R\$ 12.224,47
EFLUL	SU	6.074	637	R\$ 763,94
EFLJC	SU	2.717	0	R\$ 0,00
MUX-Energia	SU	9.575	0	R\$ 0,00
TOTAL		70.182.949	98.713.913	R\$ 437.550.672,44