



UnB

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE

Departamento de Economia

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA

Brasília, dezembro de 2013

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE
Departamento de Economia
Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA

INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

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

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Coutinho

Brasília
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

CALDEIRA, Thiago Costa Monteiro Caldeira

Indicador de desempenho global das distribuidoras de energia elétrica, 2013.

134p.

Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Coutinho

1. Agência reguladora
2. Distribuidoras de energia elétrica
3. Indicadores de desempenho
4. Regulação
5. Serviço adequado

I. CERME/FACE/UnB

II. Título: Mestre

Cessão de Direitos

NOME DO AUTOR: Thiago Costa Monteiro Caldeira

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL: Indicador de desempenho global das distribuidoras de energia elétrica.

GRAU/ANO: Mestre/2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado profissional e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos ou científicos. O autor reserva direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Thiago Costa Monteiro Caldeira

**INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DAS DISTRIBUIDORAS DE
ENERGIA ELÉTRICA**

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

Comissão Examinadora formada pelos membros:

**Prof. Dr. Paulo César Coutinho – UnB
(Presidente e Orientador)**

**Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller – UNB
(Membro Interno)**

**Dr. Edvaldo Alves de Santana – UFSC
(Membro Externo)**

Local: Universidade de Brasília
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FACE
Departamento de Economia
UnB – Brasília

13 de dezembro de 2013

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Flávia, pela paciência e compreensão durante o tempo em que me dedicava aos estudos.

Aos meus pais e irmãs, pela força e confiança.

Ao professor orientador Paulo César Coutinho, pelas sugestões e disposição para contribuir.

Aos amigos e colegas da ANEEL, pelas conversas e aprimoramentos sugeridos.

Por fim, agradeço à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL pela oportunidade de poder cursar o mestrado e pelo ambiente de trabalho agradável e desafiante.

RESUMO

A prestação do serviço adequado de distribuição de energia elétrica pressupõe a satisfação dos princípios da regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade. A prestação inadequada do serviço, nos termos da Lei das Concessões e contratos de concessões, é motivo suficiente para aplicação de penalidades administrativas, intervenção, caducidade e justifica a não prorrogação de contratos vencidos, se houver esta possibilidade. A regulação econômica e técnica realizada pela ANEEL mostra resultados diferentes, a depender do aspecto de análise do serviço. Verifica-se estabilidade nos principais indicadores de qualidade, incremento de eficiência operacional para as distribuidoras de controle privado e perda de eficiência para as estatais. O volume de investimentos é definido pelas distribuidoras de acordo com as necessidades da rede elétrica, ainda que haja a obrigação de universalização do serviço, o qual ocorreu dentro do previsto pelo poder público para a maioria das concessionárias. Esta dissertação constrói alguns indicadores parciais de desempenho e o Indicador de Desempenho Global. O Indicador de Desempenho Global facilita a leitura dos dados e a tomada de decisões políticas e regulatórias, ao atribuir uma nota para cada distribuidora, agregando o desempenho observado nos indicadores de: i) eficiência, que inclui a modicidade; ii) qualidade (cortesia e continuidade); iii) atualidade e generalidade; e iv) regularidade. Para cada indicador foram levantados dados regulatórios e reais e, ao final, testados diferentes métodos estatísticos de normalização e ponderação. Os resultados apontam para forte estabilidade no ranking de desempenho global, principalmente para as quatro melhores e nove piores distribuidoras, quando realizados os testes de incerteza e sensibilidade. Recomenda-se a não prorrogação do contrato de nove distribuidoras, prorrogação com condicionalidades para vinte e três e prorrogação sem condicionalidades para vinte e nove. Recomendam-se também novas rodadas de desestatização no setor, tendo em vista que as estatais dominam as últimas posições nos rankings de desempenho calculados sob diferentes métodos.

Palavras-chave:

1. Agência Reguladora; 2. Distribuidoras de Energia Elétrica; 3. Indicador de Desempenho; 4. Regulação; 5. Serviço Adequado.

ABSTRACT

The supplying of an appropriate electricity distribution service presumes the fulfillment of the following principles: regularity, continuity, efficiency, reliability, modernity, generality, courtesy, affordability. An inappropriate service supplying, under the Concessions Law and the Concession Agreements, is sufficient reason for applying administrative penalties, intervention, caducity and justifies the non-extension of expired agreements, if it is possible to do so. The economic and technical regulation established by ANEEL presents different results, such as stability in the main quality indicators, an increase in operational efficiency in the private distribution utilities and loss of economic efficiency by the state-owned companies. The investment amount is defined by the electricity utilities in accordance with the power network requirements. However, there is an obligation to universalize electricity supply, which most electricity utilities were able to do as planned by the government. This dissertation builds a few parcial indicators and one composite Global Performance Indicator. The Global Performance Indicator helps data understanding and political and regulatory decisions. The composite indicator assigns a grade for each distribution utility, aggregating the remarked performance on the indicators of: i) efficiency, which includes affordability; ii) quality, which reflects courtesy and continuity; iii) modernity and generality; and iv) regularity. For each indicator it has been collected regulatory and real data and, in the end, different statistical methods of data normalisation and data weighting and aggregation were tested. The results indicate a strong stability in the chosen composite performance ranking, mainly for the four best and nine worst distribution utilities when performed uncertainty and sensitivity tests. It is recommended not to extend nine concession contracts, to extend twenty-three with conditions and to renew twenty-nine without conditions. It is also recommended new privatization processes in the distribution sector, in view of the last positions reached by the state-owned distribution utilities in the performance rankings, constructed using different methods and data.

Keywords:

1. Regulatory agency; 2. Electricity distribution companies; 3. Performance Index; 4. Regulation; 5. Adequate Service

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução DEC e FEC.....	20
Figura 2: Evolução DRC, DRP e ICC	22
Figura 3: Evolução IASC Brasil	24
Figura 4: Evolução custo operacional por MWh	29
Figura 5: Evolução custo operacional por consumidor.....	29
Figura 6: Rentabilidade média por distribuidora - 2009 a 2012.....	32
Figura 7: Dispersão de consumidores por distribuidora	33
Figura 8: Mapa das distribuidoras de energia elétrica.....	34
Figura 9: Esquema de construção do Indicador Global.....	48
Figura 10: Indicador de Desempenho Global, indicadores e subindicadores.....	69
Figura 11: Desvio padrão das diferenças de posições em relação à média por cenário	87
Figura 12: Efeito médio da exclusão de subindicadores	91
Figura 13: Eigenvalue para fatores do método PCA/FA.....	92
Figura 14: Pesos dos subindicadores pelo método PCA/FA.....	93
Figura 15: Dispersão de nota no Indicador Global e número de unidades consumidoras.....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Vencedores prêmio ABRADEE 2013	43
Tabela 2: Subindicadores de Eficiência por distribuidora	54
Tabela 3: Subindicadores de Qualidade por distribuidora	59
Tabela 4: Subindicadores de Atualidade e Generalidade por distribuidora	63
Tabela 5: Subindicadores de Regularidade por distribuidora	66
Tabela 6: Matriz de correlação de subindicadores	77
Tabela 7: Critérios de normalização e ponderação para simulação de ranking	79
Tabela 8: Notas das distribuidoras no Indicador de Desempenho Global por cenário de normalização e ponderação	81
Tabela 9: Posições das distribuidoras no Indicador de Desempenho Global por cenário de normalização e ponderação	83
Tabela 10: Variação nas posições nos diferentes cenários de ranking de desempenho.....	85
Tabela 11: Ponderação pelo critério DEA/BD para distribuidoras selecionadas	87
Tabela 12: Efeito da exclusão de subindicadores em cada distribuidora	89
Tabela 13: Diferença entre ranking no cenário 2.1 e método PCA/FA.....	94
Tabela 14: Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica	95
Tabela 15: Renovar sem condições, com condições e não renovar	99
Tabela 16: Distribuidoras de energia elétrica por grupo controlador	104

LISTA DE SIGLAS

Agência Nacional de Aviação Civil – ANAC
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL
Agência Nacional de Transporta Aquaviário – ANTAQ
Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT
Análise de Componentes Principais – PCA
Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE
Balancete Mensal Padronizado – BMP
Base de Remuneração Regulatória Bruta – BRRB
Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL
Benefit of the Doubt Approach with DEA – DEA/BD
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
Data Envelopment Analysis – DEA
Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC
Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC
Duração Equivalente de Reclamação – DER
Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente – DRC
Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente – DRP
Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – FIC
Frequência Equivalente de Interrupção – FEC
Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil Unidades Consumidoras – FER
Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC
Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC
Ministério de Minas e Energia – MME
Operador Nacional do Sistema – ONS
Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD
Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST
Programa Luz para Todos – PLpT

SUMÁRIO

Capítulo 1 – APRESENTAÇÃO	9
1.1 Introdução	9
1.2 Estrutura do trabalho.....	13
Capítulo 2 – SERVIÇO ADEQUADO COMO INDICADOR DE DESEMPENHO	15
2.1 Conceito legal	15
2.2 Regulação do serviço adequado na distribuição de energia elétrica.....	19
2.2.1 Qualidade	20
2.2.2 Investimentos.....	24
2.2.3 Eficiência e Modicidade Tarifária.....	27
2.2.4 Equilíbrio econômico-financeiro e Regularidade.....	30
2.2.5 Aprimoramentos recentes.....	32
Capítulo 3 – INDICADORES DE DESEMPENHO.....	37
3.1 Indicadores de desempenho em serviços públicos	40
3.2 Indicadores de desempenho no setor elétrico.....	42
Capítulo 4 – METODOLOGIA DO INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	45
4.1 Escolha de indicadores	45
4.2 Escolha de subindicadores e levantamento de dados.....	48
4.2.1 Subindicadores de Eficiência	49
4.2.2 Subindicadores de Qualidade	56
4.2.3 Subindicadores de Atualidade e Generalidade	60
4.2.4 Subindicadores de Regularidade	65
4.3 Normalização e ponderação.....	69
4.3.1 Normalização.....	70
4.3.2 Agregação e ponderação	73
4.4 Análise de incerteza.....	78
Capítulo 5 – RESULTADOS	80
5.1 Rankings de desempenho por diferentes métodos de normalização, agregação e ponderação	80
5.2 Proposta de modelo: escolha de ranking para Indicador de Desempenho Global.....	95
5.3 Proposta de decisões políticas e regulatórias.....	97
5.3.1 Renovação e prorrogação de contratos	97
5.3.2 Desestatização	102
5.3.3 Fiscalização, intervenção e caducidade.....	103
Capítulo 6 – CONCLUSÕES.....	105
CAPÍTULO 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
Apêndice A – Dados primários dos subindicadores.....	111
Apêndice B – Nomes e siglas das distribuidoras.....	130
Apêndice C – Notas de indicadores e subindicadores das distribuidoras referentes ao ranking do Indicador de Desempenho Global	133

Capítulo 1 – APRESENTAÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

O desempenho do setor elétrico atualmente é objeto de controvérsia no meio acadêmico, governamental e jornalístico. A involução em indicadores de qualidade do serviço, e sua vertente da interrupção abrupta do fornecimento de energia¹, assim como a intervenção do Estado em certas distribuidoras² em razão da incapacidade de gestão do agente controlador, trazem à tona a necessidade de uma discussão objetiva sobre o real desempenho das concessionárias, pautada em indicadores capazes de refletir corretamente a realidade. Além desses fatores, a iminência do termo final de parte das concessões de geração, transmissão e distribuição exige o estabelecimento de parâmetros objetivos de modo a orientar a conveniência e oportunidade na renovação com condicionais dos contratos de concessão.

Uma característica do setor elétrico é a sua ampla mudança institucional nos últimos 20 anos. O arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro pode ser dividido em um período de estatização, verticalização e remuneração garantida, e outro em que há a abertura para o setor privado, desverticalização e tarifas por preço teto (*price-cap*). O marco dessa mudança de paradigma consiste na Lei nº 8.987, de 6 de janeiro de 1995, denominada Lei das Concessões, com fundamento na Constituição Federal de 1988, que em seu artigo 175 estabelece que “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.”

Entre os fatores que contribuíram para a reestruturação do setor, cabe ressaltar a ineficiência das concessionárias que, submetidas ao regime de tarifa pelo custo do serviço, não eram incentivadas à redução de custos. Em paralelo ao irrealismo tarifário para combate à inflação e ao mecanismo de equalização das tarifas em todo o país³, que transferia recursos de empresas superavitárias para as deficitárias, avolumou-se uma dívida setorial de grande monta, culminando na Lei nº

¹ PSR Energy Report. *Segurança de Suprimento: Assobiando no Escuro?*. Ed. 70, Outubro, 2012.

² Intervenção administrativa em oito concessionárias de distribuição de energia pertencentes ao grupo Rede Energia, determinada no dia 31 de agosto de 2012, justificado pelo nível de endividamento das concessionárias e o risco à prestação do serviço adequado.

³ Conta de Resultados a Compensar (CRC), que garantia uma remuneração independente de sua eficiência.

8.631, de 04 de março de 1993, que promoveu o acerto de contas do setor e extinguiu a equalização tarifária e a remuneração garantida das empresas⁴.

Assim, com o reconhecimento da ausência de capacidade do Estado em realizar os investimentos necessários para a expansão do sistema, a inadimplência intra-setorial generalizada e a ocorrência de uma nova orientação política no governo, decidiu-se reordenar a posição estratégica do Estado com reestruturação do setor elétrico brasileiro e desverticalização da cadeia produtiva: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica tornaram-se negócios independentes.

A partir de 1995 tem início o processo de privatização de empresas do setor, realizado principalmente na atividade de distribuição de energia elétrica, após a desverticalização de algumas empresas estatais com vistas a prepará-las para a licitação, desverticalização esta já promovida pela Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.

Foi desregulamentada a atividade de geração a fim de incentivar a competição, preços livres e com amplo acesso ao sistema de transmissão de energia. Para atividade de transmissão de energia, os novos investimentos deveriam ser precedidos de licitação, com contratos e preços regulados e direito de acesso obrigatório a todos os agentes. Previu-se, também, a figura do comercializador de energia, não regulado (mercado competitivo), responsável pela compra e venda de energia no mercado de curto e longo prazo. A Lei nº 9.074/1995 trouxe importantes normas no que diz respeito às concessões de serviço público, produtor independente de energia, comercialização de energia, consumidor livre, etc.

Assim, após as privatizações e a primeira reestruturação do setor, criou-se um ambiente que objetivava a atração de investimentos e o aumento da eficiência por meio da competição na geração e comercialização e por meio da regulação econômica nas atividades de distribuição e transmissão (contratos regulados e competição na entrada). Nesse ínterim, há a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996) e do Operador Nacional do Sistema – ONS, responsável pela ordem de despacho das usinas

⁴ Estima-se em US\$26 bilhões o custo do acerto entre as concessionárias e o governo federal.

geradoras e abastecimento do Sistema Interligado Nacional, entre outras atribuições.

A regulação dos contratos de concessão tornou-se o ponto principal do modelo institucional do setor elétrico. O conceito do equilíbrio econômico-financeiro pactuado no contrato de concessão, baseado em tarifas pelo preço (*price-cap*), desviou-se sobremaneira da regulação pelo custo do serviço anteriormente em voga.

Os contratos de distribuição de energia elétrica passaram a prever regras de revisão e reajuste tarifários, de modo a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade. Como mecanismo intrínseco ao *price-cap*, os desvios entre o custo regulatório e custo realizado são assumidos pelo investidor como lucro ou prejuízo, além dos riscos de demanda dentro do intervalo de revisão das tarifas. Nos contratos de geração e transmissão, as licitações para novos investimentos foram definidas como principal mecanismos de promoção do serviço eficiente, assumindo o investidor os riscos de gestão, de demanda e desvio da rentabilidade esperada.

Em relação à atividade de distribuição, apesar de esse modelo ter contribuído para a melhora da eficiência operacional média do setor, há resultados bastante divergentes em termos de qualidade do serviço, eficiência e atendimento às exigências regulatórias de execução de programas sociais, entre outros aspectos. A existência de diferentes mecanismos de incentivos às distribuidoras em razão da diversidade de concessões e estruturas societárias (estatais estaduais e federais, privadas em conglomerado e privadas com gestão familiar, etc) pode ser considerado um catalisador para a amplitude de desempenho.

À agência reguladora coube o papel legal de acompanhar o desempenho do serviço prestado, conforme se depreende da Lei nº 9.427/1996 e Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, art. 4º, o qual designa à ANEEL “fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais”. Além disso, a Lei nº 8.987/1995, em seu artigo 38, § 1º, estabelece que “A caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando: [...]IV - a concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido [...].”

Ocorre que a atuação da Agência na fiscalização da prestação do serviço tem se pautado em ações posteriores à má atuação do concessionário e, conforme se verá adiante, tem resultado pouca evolução na qualidade do serviço, ordens de desfazimento de condutas impróprias, e, em último nível, intervenções e recomendação de caducidade da concessão. Tais ações comumente resultam em contestação por parte do administrado, instauração de processos administrativos morosos, ou mesmo litígios judiciais, protelações intermináveis no pagamento de multas, etc.

Nesse sentido, a fim de atuar preventivamente no alarme de desempenhos aquém do esperado pela sociedade, a ANEEL aprovou⁵ como atividade da Agenda Regulatória para o biênio 2012-2013, sob responsabilidade da Superintendência de Regulação Econômica, a elaboração de:

Metodologia para monitoramento das concessionárias de distribuição quanto a aspectos da qualidade do serviço prestado e atendimento comercial vis-à-vis a gestão da empresa no que se refere a custos operacionais, níveis de investimento, distribuição de dividendos e combate a perdas.

Essa tarefa deverá monitorar e publicar o desempenho das distribuidoras com relação à gestão do serviço de distribuição, parâmetros técnicos, comerciais e financeiros de modo a atuar preventivamente quando for observada deterioração dos indicadores observados. Definiu-se que “para cada grau de deterioração dos indicadores o regulamento deverá prever uma ação a ser tomada pela ANEEL.”

Além dos deveres próprios da regulação dos contratos de concessão, especial tarefa foi estabelecida pela Medida Provisória nº 577, de 29 de agosto de 2012, que dispõe sobre a extinção das concessões de serviço público de energia elétrica, prestação temporária do serviço e intervenção, a qual delega à entidade reguladora o poder de intervir na concessão de serviço público de energia elétrica “com o fim de assegurar sua prestação adequada e o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes.” A referida MP nº 577/2012 disponibiliza à Agência instrumentos legais para a intervenção na concessão, como a suspensão do mandato dos administradores e membros do conselho fiscal,

⁵ Portaria ANEEL nº 2.082, de 31 de janeiro de 2012, que aprova a Agenda Regulatória Indicativa da ANEEL para o biênio 2012-2013. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt20122082.pdf>>. Acesso em 15 de janeiro de 2013.

assegurando ao interventor plenos poderes de gestão sobre as operações dos ativos da concessionária.

Por último, a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que trata das concessões do setor elétrico com advento do termo final nos próximos anos, dispõe que poderão ser prorrogadas as concessões de geração e transmissão de energia elétrica de “forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária”⁶. Em relação às distribuidoras de energia, a Medida Provisória define a possibilidade de prorrogação “de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica”.

Do exposto acima, seja em razão da necessidade da regulação econômica rotineira, seja como critério para intervenção na concessão ou prorrogação de contratos, torna-se evidente o dever do regulador em acompanhar o desempenho do serviço prestado e definir parâmetros objetivos que indiquem a satisfação do nível de qualidade e eficiência desejados pela sociedade. Nesse sentido, este estudo propõe a construção de Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica, de forma a subsidiar o regulador e o poder concedente nas políticas públicas e regulatórias relacionadas ao setor elétrico, tendo como orientação o conceito do serviço adequado.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2, é apresentado o conceito de serviço adequado na distribuição de energia elétrica que servirá de parâmetro para a escolha dos indicadores de desempenho. Posteriormente, é relatada a experiência da ANEEL, nos últimos anos, na regulação econômica e técnica, referente aos aspectos do serviço público adequado, quais sejam a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

⁶ Para as transmissoras, a Medida Provisória nº 579 define que: “Art.6º § 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias: ... II- submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.”

No capítulo 3, é descrita literatura acerca da construção de indicadores de desempenho compostos, citados casos práticos de indicadores para serviços públicos e, em especial, os indicadores existentes no setor elétrico.

No capítulo 4, discute-se acerca da metodologia de construção do ranking de desempenho, descrevendo o levantamento dos dados disponíveis para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, assim como a escolha das variáveis que melhor atendem ao objetivo proposto neste estudo, qual seja orientar o poder concedente e o regulador na tomada de decisões. Em seguida, é apresentada a metodologia de normalização, agregação e teste de estabilidade para o Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

O capítulo 5, apresenta os resultados, com fundamentação para o ranking escolhido e apresentação deste e analisa a consistência e sensibilidade dos métodos adotados. Ainda no capítulo 5 são apresentadas propostas de ações políticas e regulatórias baseadas no ranking do Indicador de Desempenho Global.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões, onde se elenca as principais análises e recomendações do estudo e apresenta propostas de aprimoramentos e continuidade no trabalho.

Capítulo 2 – SERVIÇO ADEQUADO COMO INDICADOR DE DESEMPENHO

Este capítulo apresenta o conceito do serviço adequado na distribuição de energia elétrica, o qual será parâmetro para comparação de desempenho das concessionárias. Após a apresentação do conceito jurídico, descreve-se sucintamente a forma de regulação realizada pela ANEEL na missão de fiscalizar e incentivar a prestação do serviço adequado.

2.1 CONCEITO LEGAL

A Constituição Federal de 1988 estabelece, em seu artigo 175, parágrafo único, IV, que incumbe ao Poder Público a prestação de serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, e a “lei disporá sobre a obrigação de manter serviço adequado”.

Nesses termos, a Lei das Concessões (Lei nº 8.987/1995) prevê capítulo específico para definição do conceito (capítulo II), estabelecendo que o serviço adequado “é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.”

Assim, a construção jurídica do que se entende por serviço adequado passa pela interpretação dos princípios arrolados na Lei das Concessões, que expressamente define apenas o princípio da **atualidade** como “a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”

Os demais princípios são desenvolvidos pela doutrina jurídica, nos seguintes termos.

Regularidade: para alguns autores⁷, o princípio da regularidade se refere à “prestação devida de acordo com as regras, normas e condições preestabelecidas para esse fim ou que lhe sejam aplicáveis”. Em resumo, considera-se atendida a regularidade quando não há risco de prestação do serviço em desconformidade com as normas legais e regulatórias.

⁷ GROTTI, Dinorá A. Musetti. *Teoria dos Serviços Públicos e sua Transformação*. In: SUNDFELD, Carlos Ari (org.). *Direito Administrativo Econômico*. São Paulo: Malheiros Editores, 2000.

Continuidade: em razão da essencialidade do serviço público, sua prestação não pode ser interrompida. A Lei das Concessões excetua⁸ as seguintes situações em que não se caracteriza a descontinuidade do serviço: quando motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações e por inadimplemento do usuário.

Eficiência: estabelece que a prestação do serviço deve ocorrer de forma mais eficiente possível, com baixo custo/benefício na execução. Para Marçal Justen Filho⁹, “a eficiência consiste no desempenho concreto das atividades necessárias à prestação das utilidades materiais, de molde a satisfazer necessidades dos usuários, com imposição do menor encargo possível, inclusive do ponto de vista econômico.” Tal princípio se relaciona com o princípio da atualidade e da modicidade, pois que a prestação eficiente comumente compreende a modernidade das técnicas e, sendo os preços regulados, espera-se que a maior eficiência tenha como consequência ganhos de produtividade compartilhados com os usuários na forma de modicidade tarifárias.

Segurança: consiste em adotar as melhores práticas de segurança e “importa a adoção das técnicas conhecidas e de todas as cautelas e providências possíveis para, em face das circunstâncias, reduzir o risco de danos.”¹⁰

Generalidade: por este princípio, devem os serviços públicos serem prestados ao maior público possível. Além disso, devem ser prestados sem discriminação entre os usuários, “quando tenham estas as mesmas condições técnicas e jurídicas para a fruição”.¹¹

Cortesia: sendo a prestação do serviço público um dever do Poder Público, ou de quem o representa sob delegação, em regime de concessão ou permissão, constitui um direito do cidadão ser atendido com cortesia e urbanidade, diferente dos serviços privados, em que a cortesia é ordem de valor moral, e não jurídico.

Modicidade: corresponde à prestação do serviço com tarifas que viabilize o acesso pelo público e que sejam compatíveis com a natureza e qualidade do

⁸ Art. 6º, § 3º.

⁹ JUSTEN FILHO, Marçal. *Concessões de Serviços Públicos*. Dialética. São Paulo, 1997. p.130.

¹⁰ GROTTI, Dinorá A. Musetti. *Teoria dos Serviços Públicos e sua Transformação*. In: SUNDFELD, Carlos Ari (org.). *Direito Administrativo Econômico*. São Paulo: Malheiros Editores, 2000. p. 60.

¹¹ CARVALHO FILHO, José S. *Manual de Direito Administrativo*. 21 ed., Rio de Janeiro: Editora Lumen Júris, 2008. p. 317.

serviço. Não se confunde modicidade com gratuidade do serviço público. A modicidade impõe a aplicação de tarifas justas, que garantam tanto o equilíbrio econômico-financeiro do contrato (art. 9º, § 2º da Lei 8.987/95) quanto o acesso do serviço pela população. No caso de tarifas que sejam inacessíveis à população mais desfavorecida, a Lei das Concessões prevê a fixação de tarifa diferenciada – tarifa social – que pode ser subvencionada diretamente pelo Poder Público ou por meio de rateio dos custos com os demais usuários, embasado no princípio constitucional da capacidade contributiva.¹²

Como se vê pela descrição dos princípios, estes não são autônomos e comumente estão relacionados, de forma que ao se privilegiar um é possível que haja o afastamento de outro, o que exige uma análise detalhada para a natureza do serviço público de cada setor da economia.

A clara definição do serviço adequado tem importância para a regulação dos contratos de concessão porque constitui um dos encargos do concessionário, cuja não observância configura hipótese para intervenção na concessão, “com o fim de manter o serviço adequado a suas finalidades e para garantir o fiel cumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais da concessão”¹³, ou mesmo a extinção do contrato por caducidade, em razão da inexecução total ou parcial¹⁴.

Nos termos da Lei das Concessões, artigo 39, a caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando i) o serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; ii) a concessionária descumprir cláusulas contratuais ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; iii) a concessionária paralisar o serviço ou concorrer para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou força maior; iv) a concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido; v) a concessionária não cumprir as penalidades impostas por infrações, nos devidos prazos; vi) a concessionária não atender a intimação do poder concedente no sentido de regularizar a prestação do

¹²JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria geral das concessões de serviço público*. Dialética, São Paulo, 2003. p. 376.

¹³ CARVALHO FILHO, José S. *Manual de Direito Administrativo*. 21 ed., Rio de Janeiro: Editora Lumen Júris, 2008. p. 383.

¹⁴ Art. 38 da Lei das Concessões.

serviço; e vii) a concessionária não atender a intimação do poder concedente para, em 180 (cento e oitenta) dias, apresentar a documentação relativa a regularidade fiscal, no curso da concessão.

Outra consequência do descumprimento da prestação do serviço adequado é que o contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica prevê condicionante para a prorrogação dos contratos, definindo que o “deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da Concessionária dos requisitos de serviço adequado.”¹⁵

Além disso, na cláusula contratual referente à fiscalização do serviço, é previsto que:

A fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da Concessionária, nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo o órgão fiscalizador estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências na prestação do **serviço adequado**.¹⁶ (grifo nosso)

Em resumo, as consequências pela não prestação do serviço público adequado podem ser:

- a) Aplicação de sanções contratuais oriundas das fiscalizações;
- b) Intervenção na concessão;
- c) Extinção por caducidade;
- d) Não prorrogação do contrato.

Tendo em vista a importância jurídica e regulatória do conceito do serviço adequado, o objetivo deste estudo será construir um Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica que sirva como parâmetro para medir tal conceito, ordenando as distribuidoras por nota atribuída a cada um dos princípios que regem o conceito do serviço adequado.

¹⁵ Terceira Subcláusula da Cláusula Terceira dos Contratos de Concessão de Distribuição.

¹⁶ Primeira Subcláusula da Cláusula Oitava dos Contratos de Concessão de Distribuição.

2.2 REGULAÇÃO DO SERVIÇO ADEQUADO NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente o serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil é constituído por 63 concessionárias, 38 cooperativas de eletrificação rural enquadradas como permissionárias¹⁷ e dezenas de outras cooperativas ainda sem contrato de permissão ou nas quais vigora instrumento de autorização. O objeto sob análise deste estudo compreende o universo das distribuidoras com contratos de concessão, que engloba aproximadamente 99% do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A regulação realizada pela ANEEL quanto aos aspectos da prestação adequada do serviço pode ser dividida em regulação econômica (tarifária) e técnica. Percebe-se baixa interação entre as duas formas de regulação, dado que não houve, nas metodologias de regulação econômica do primeiro e segundo ciclo tarifários, mecanismo que relacionasse qualidade na prestação do serviço com o valor das tarifas.

As metodologias de regulação tarifárias, como custos operacionais, perdas técnicas e não técnicas, receitas irrecuperáveis e remuneração do capital não apresentam relação com o nível da qualidade do serviço exigido nas normas da ANEEL, nos seus aspectos da continuidade, cortesia e regularidade. Já em relação à regulação técnica, para a consecução de objetivos em termos de qualidade a Agência optou por estabelecer limites e padrões de qualidade técnica e comercial que, no caso de transgredidos, resultariam na imposição de sanções, principalmente multas.

A regulação técnica é regida pela Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010¹⁸, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma consolidada. Esta Resolução define parâmetros para a qualidade do serviço, em aspectos como qualidade técnica (continuidade e conformidade), atendimento comercial e normas para ouvidoria e central de atendimento ao consumidor, etc. A Resolução 414/2010, em conjunto com o detalhamento das normas no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica -

¹⁷ Nota Técnica nº 397/2012-SRE/SRD/ANEEL, de 06 de novembro de 2012.

¹⁸ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

PRODIST¹⁹ e o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC, compõe o núcleo das regras regulatórias que envolvem a qualidade na prestação do serviço.

2.2.1 Qualidade

Apesar dos aprimoramentos recentes nas normas de regulação técnica, observa-se que não há melhoria na qualidade do serviço no período medido pela ANEEL, quando analisada pelo seu componente mais comumente utilizado, a continuidade de indicadores médios (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora – DEC e Frequência equivalente de interrupção – FEC). Na figura abaixo, verifica-se a evolução dos indicadores DEC e FEC Brasil no período de 2000 a 2012, o primeiro na unidade de medida horas/ano de interrupção no serviço de fornecimento de energia elétrica, o segundo em ocorrências/ano.

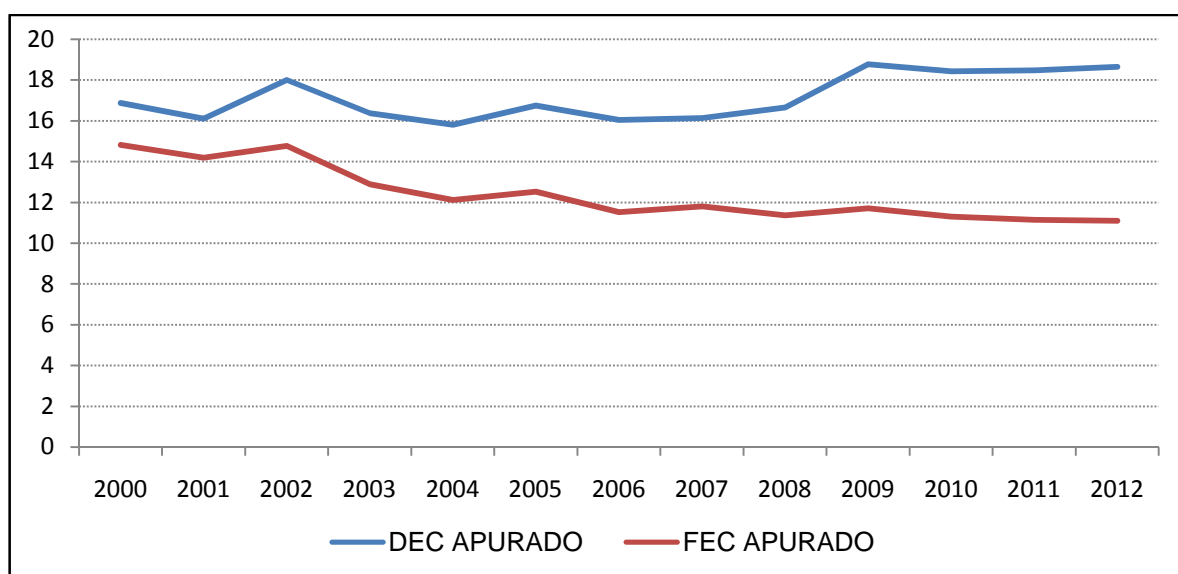


Figura 1: Evolução DEC e FEC

Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL.

A partir do ano de 2009, com a publicação da Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009²⁰, a ANEEL, em vista da baixa efetividade das penalidades

¹⁹ Aprovado pela Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009 e revisado pela Resolução Normativa nº. 444 de 30 de agosto de 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011444.pdf>

²⁰ Audiência Pública ANEEL nº 033/2009.

adotadas, abandonou a aplicação de multas por descumprimento das resoluções relativas aos indicadores coletivos médios DEC e FEC, estabelecendo a compensação automática na fatura de energia aos consumidores que tivessem seus limites individuais transgredidos, limites esses agora nomeados como DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), o que tem gerado volume crescente de ressarcimento aos consumidores²¹. Tal mecanismo, no entanto, não se comunica com a regulação econômica, na sua face da regulação tarifária, resultando que a regulação técnica continuou não afetando diretamente a regulação econômica.

Apenas recentemente, com a aplicação das normas do terceiro ciclo de revisão tarifária, sendo as primeiras revisões realizadas em meados de 2011, tem-se que a variação na qualidade do serviço terá algum efeito nas metodologias de regulação econômica²². A regra regulatória criada consiste em fazer com que a variação na qualidade medida pelos indicadores DEC e FEC afete o valor do Fator X²³, por meio de um componente de qualidade, o Fator Q. Dessa forma, as tarifas serão reajustadas a menor quando houver deterioração nos indicadores DEC e FEC, e vice-versa. Para detalhes da forma como se procede ao efeito da variação da qualidade do DEC e FEC no Fator X, recomenda-se a leitura da Nota Técnica nº 295/2011-SRE/ANEEL, de 29 de outubro de 2011, que estabeleceu a metodologia de cálculo do Fator X para o terceiro ciclo de revisões tarifárias.

Ainda que DEC e FEC sejam os indicadores mais conhecidos e utilizados pela Agência²⁴, tendo sido criados em 1978, há que ressaltar que a Agência vem aprimorando a regulação da qualidade do serviço para além da realizada para a continuidade. Pode-se dividir a qualidade do serviço em técnica, comercial e satisfação.

²¹ Em 2010, 2011 e 2012, os valores ressarcidos aos consumidores foram R\$361 milhões, R\$398 milhões e R\$437 milhões, respectivamente.

²² Resolução Normativa nº 457, de 8 de novembro DE 2011, que aprova as metodologias para o terceiro ciclo de revisões tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011457.pdf>

²³ Índice aplicado nos reajustes tarifários que subtrai ao componente de atualização da inflação e tem como objetivo compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade esperados.

²⁴ QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012. p.16.

Para a qualidade técnica, há o aspecto da continuidade e a da conformidade, sendo o primeiro relacionado aos indicadores DEC e FEC, e o segundo relacionado à estabilidade do nível de tensão, cujos índices são nomeados como Duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente – DRC, Duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente – DRP, que expressam o percentual do tempo no qual a unidade consumidora permaneceu com tensão crítica e com tensão precária. Além disso, calcula-se o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC como a divisão entre o número de unidades consumidoras com DRC não nulo pelo total de unidades consumidoras objeto de medição. As metodologias de cálculo dos índices são definidos no Módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica²⁵.

Em resumo, o indicador de duração de tensão crítica apura uma situação pior do que a de tensão precária. O distúrbio na tensão deve passar o limiar da tensão precária para atingir a crítica, daí a Agência estabelecer os limites de 3% para o DRP e 0,5% para o DRC. Na figura abaixo, verifica-se a evolução dos indicadores DRC e DRP e ICC Brasil no período de 2005 a 2012.

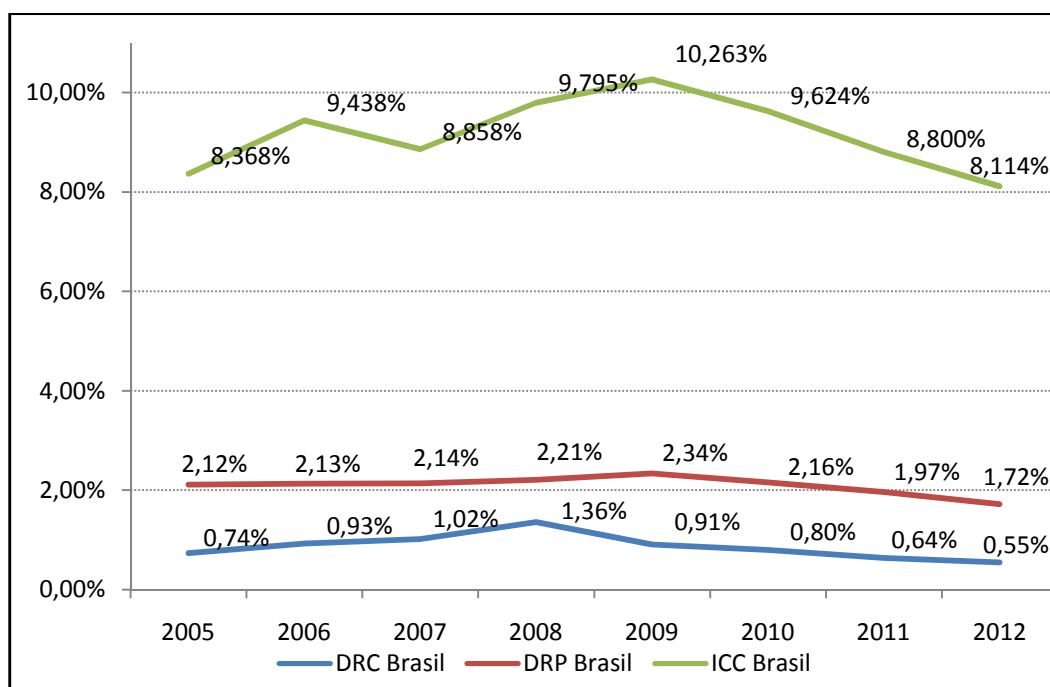


Figura 2: Evolução DRC, DRP e ICC

Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL.

²⁵ Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf

Para a qualidade comercial, a Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 09 de setembro de 2010 define, em seu Anexo III, a obrigatoriedade do cumprimento dos prazos de execução dos serviços estabelecidos e as penalidades em caso de violação, como, por exemplo, prazo máximo de vistoria de unidade consumidora de três dias úteis, prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição localizada em área urbana de 30 dias, entre outros. Também, a Resolução estabelece as disposições e prazos a serem observados no tratamento e solução das reclamações recebidas pelas distribuidoras.

Além disso, essa Resolução define indicadores para a qualidade do serviço de teleatendimento, entre os quais o Indicador de Nível de Serviço, relação entre chamada atendida em menos do que 30 segundos por chamada recebida (não menor do que 85%), Indicador de Abandono, relação entre chamada abandonada em tempo maior que 30 segundos por chamada recebida (não maior do que 4%), e Indicador de Chamadas Ocupadas, relação entre chamada ocupada por chamada oferecida (não menor do que 4%).

A implantação de central de atendimento é obrigatória apenas para distribuidoras com mais de 60.000 unidades consumidoras. Além disso, devido ao tempo recente de exigências trazidas pela Resolução, o histórico de dados consta informações apenas a partir de 2010.

Quanto à qualidade da satisfação do usuário, a ANEEL utiliza o IASC, com dados desde o ano de 2000, exceto 2011²⁶. A metodologia do índice será discutida no próximo capítulo, e a evolução do índice de satisfação médio para o Brasil é apresentada na figura seguinte.

²⁶ Em 2011 o resultado do IASC não foi divulgado pela ANEEL, pois, segundo a Agência, “a pesquisa realizada pela empresa que venceu a licitação em 2011 não foi validada.”

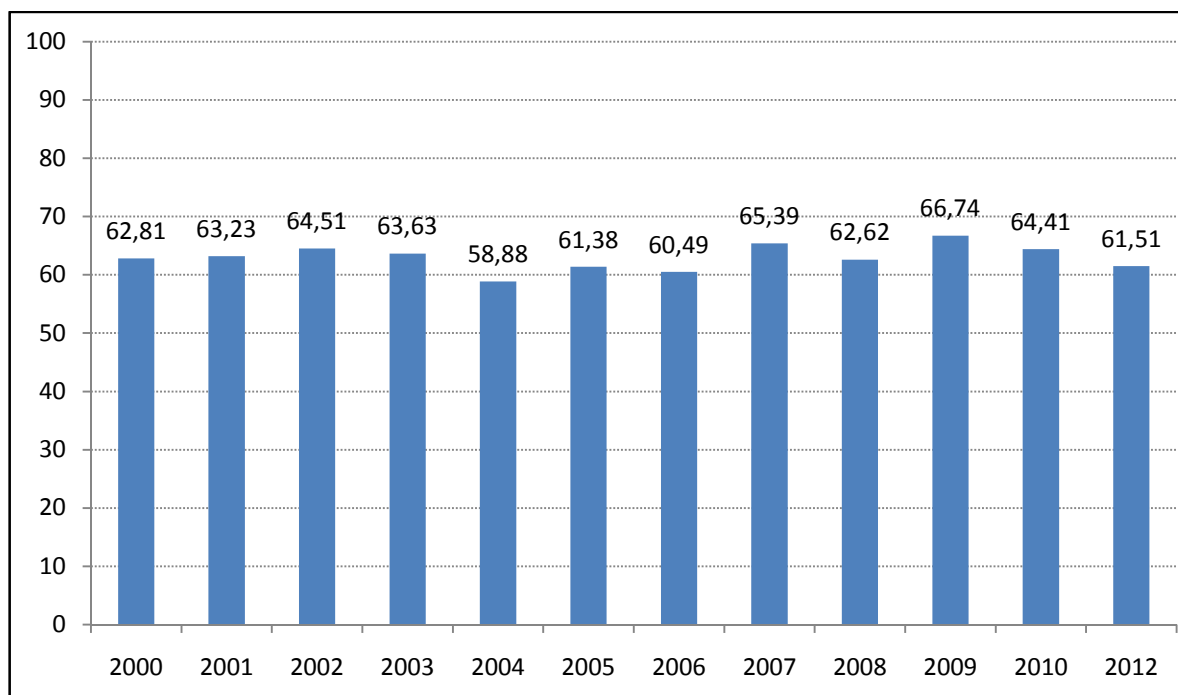


Figura 3: Evolução IASC Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL.

Por fim, além do IASC, a qualidade da satisfação pode ser verificada pelos indicadores de reclamação Duração Equivalente de Reclamação – DER e Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil Unidades Consumidoras – FER. Tais índices foram criados em 2010 e ainda não apresentam resultados concretos em termos de incentivo à qualidade, já que, até 2012, não houve limites regulatórios para os valores de DER e FER que possam ensejar pagamento de penalidades. O regulamento²⁷ prevê limites a partir de 2013 apenas para o FER, com a aplicação de penalidades iniciando em 2015.

2.2.2 Investimentos

Em relação aos investimentos na concessão, é fato que quanto maior o nível de investimentos, ou seja, quanto maior a atualidade dos ativos da concessão, maior será a base de ativos que forma a chamada Base de Remuneração Regulatória –

²⁷ Resolução Normativa nº 574, de 20 de agosto de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013574.pdf>

BRR, sobre a qual incide a taxa de remuneração regulatória²⁸, assim como maior será a quota de depreciação regulatória²⁹, daí resultando em tarifas maiores.

Ainda sob o aspecto do investimento e sua atualidade, é necessário afirmar que não há mecanismo que obrigue concretamente às distribuidoras de energia elétrica realizar determinado montante de investimentos. A necessidade de investimentos é definida pela própria concessionária, tendo ampla liberdade para tal. Conforme os dados apresentados nos próximos capítulos irão confirmar, há grande diferença entre as distribuidoras no volume de investimentos executados, quando proporcional ao tamanho da concessão. Tais diferenças podem ser explicadas por diferentes situações financeiras e liberdade de caixa, assim como estratégias de distribuição de dividendos agressiva ou conservadora, custo de capital próprio baixo ou alto, etc.

Ainda que não haja uma regulação minuciosa sobre o volume de investimento a ser executado pelo concessionário, certo é que há muitos incentivos para a realização do mesmo, como, por exemplo, o fato de que baixo nível de investimento durante extenso prazo tende a reduzir a qualidade do serviço, extrapolando as metas e limites estabelecidos pelo regulador. Outro incentivo ocorre pela remuneração do capital, que incide sobre o investimento realizado: o WACC é calculado com vistas a estabelecer uma remuneração para o acionista que compense o custo de oportunidade do capital, dado o risco do negócio de distribuição de energia. Além disso, a base de remuneração na qual se aplica a taxa de retorno é a Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL, ou seja, a base de remuneração já descontada dos ativos depreciados, o que resulta que quanto menos investimento for realizado, menor será no futuro a receita obtida a título de remuneração do capital.

Uma exceção à liberdade de execução de investimentos consiste na obrigatoriedade de universalização imposta pelo poder público. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação alterada pelas Leis nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 e nº 10.848³⁰, de 25 de março de 2004, atribuiu à ANEEL a competência de

²⁸ Também chamada de custo médio ponderado de capital, em inglês na sigla WACC.

²⁹ Quota de depreciação equivale ao produto da taxa de depreciação regulatória e a base de remuneração bruta (não depreciada).

³⁰ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm

definir as metas de universalização para os serviços públicos de energia elétrica, em aplicação aos critérios definidos na referida lei.

Por meio da Resolução ANEEL nº 223, de 29 de abril de 2003³¹, fixou-se a responsabilidade das distribuidoras de energia em universalizar o serviço, com a obrigatoriedade de apresentação de planos de universalização. Assim, o concessionário ou permissionário de distribuição era obrigado a atender, sem qualquer ônus para o solicitante,

ao pedido de nova ligação para unidade consumidora cuja carga instalada seja menor ou igual a 50 kW, inclusive instalação ou substituição de transformador, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede em tensão igual ou inferior a 138 kV³².

Essa obrigação de atendimento ocorre dentro de um cronograma de implantação definido pela Agência, de acordo com o índice de universalização de cada município.

Visando a acelerar a execução da universalização do serviço para até 2008, o governo federal publicou o Decreto nº 4.783/2003, instituindo o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, o Programa Luz para Todos – PLpT. Em razão da necessidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, foi disponibilizado às concessionárias, por meio de fundos setoriais, recursos a fundo perdido ou subsidiados para o aporte de investimentos, assim como majorada as tarifas a título de compensação às distribuidoras por custos operacionais deficitários no atendimento aos novos consumidores.

Posteriormente, foram publicadas outras Resoluções da ANEEL que regulamentam a universalização do serviço, postergando ou aumentando as metas postas, conforme as metas anteriores não eram cumpridas a tempo ou a quantidade de pessoas não atendidas pela rede elétrica era revisada. A Resolução atualmente em vigor³³ define que a universalização é considerada finalizada quando o índice de atendimento rural de cada município for maior ou igual a 99,00%.

³¹ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003223.pdf>

³² CAPUTO, Geovane A. S.; ROSELLI, Márcio. A.; *A Aneel e a prestação adequada dos serviços públicos de energia elétrica*. Monografia. Especialista em Gestão Pública. Universidade Estadual de Goiás, Maio, 2008.

³³ Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012488.pdf>

Depois de finalizada a universalização, toda nova solicitação de atendimento deve ser realizada pelas distribuidoras de acordo com os prazos e condições estabelecidas pelas Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010).

2.2.3 Eficiência e Modicidade Tarifária

Quanto ao aspecto da modicidade das tarifas, a forma possível de garanti-la por meio dos instrumentos regulatórios é o incentivo aos ganhos de eficiência e produtividade e seu concomitante compartilhamento com os consumidores. O mecanismo da tarifa social³⁴, ou seja, descontos na tarifa para famílias de renda inferior, constituem muito mais uma redistribuição de renda do que uma forma de concretizar a modicidade tarifária, isso porque os descontos e subsídios tarifários existentes eram, até 2012, suportados pelos demais consumidores de energia elétrica.

Tal situação se modificou com a publicação das Medidas Provisórias nº 579/2012 e 615/2013, posteriormente convertidas na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e na Lei nº 12.865, de 09 de outubro de 2013, respectivamente, que definiram que os subsídios existentes nas tarifas seriam assumidos pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE³⁵, espécie de fundo setorial, que receberia recursos diretamente do Tesouro Nacional, assumindo este a obrigação de suportar os subsídios legais instituídos para consumidores.

A modicidade tarifária por meio de subsídios assumidos pelo poder público extrapola o âmbito de atuação do regulador, cuja contribuição, limitada pelos contornos legais, consiste em incentivar os ganhos de eficiência em favor dos usuários. Os centros de custos mais relevantes para os ganhos de eficiência no segmento de distribuição de energia são os custos operacionais e as perdas de energia. Os custos operacionais, tomando a concessionária Eletropaulo como

³⁴ Para regras da tarifa social, ver art.8º e seguintes da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010.

³⁵ Entre os subsídios que a CDE passaria a cobrir cita-se o custo com universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, a subvenção dada para os consumidores enquadrados como residencial baixa renda e os dispêndios com a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, a qual subsidia o custo da geração de energia em regiões isoladas do país.

representativa do setor, representam 13% da receita que forma a tarifa de energia elétrica³⁶, a remuneração e depreciação do capital representam 11%, e as perdas de energia na rede de distribuição representam 7%. Cabe ressaltar que a maior parte da tarifa de energia elétrica é constituída de parcela não relacionada ao segmento de distribuição, chamada entre os técnicos do setor de Parcela A, ou parcela não gerenciável pela distribuidora, entre os quais o custo com geração e transporte de energia elétrica até a rede da distribuidora, que corresponde a aproximadamente 65% da tarifa.

Em relação aos custos operacionais, a regulação aplicada pela Agência vem apresentando resultados positivos, ainda que distintos entre privadas e estatais, conforme estudo realizado pelo servidor da ANEEL Hálisson Rodrigues Costa³⁷. Segundo este autor, das 29 maiores concessões de distribuição (objeto do estudo), as 18 mais eficientes têm controle acionário privado.

Outra conclusão do estudo é que “a existência de empresas públicas, menos eficientes que a média, implicou uma espécie de “prêmio de eficiência” para a maioria das empresas privadas.” Isso porque, em razão das metodologias terem utilizado alguns parâmetros médios, quanto maior a ineficiência das empresas estatais, maior a tarifa calculada para as empresas privadas, tudo o mais constante. O autor testa a hipótese de que as “empresas públicas não respondem adequadamente a mecanismos de incentivos presentes em um ambiente *Price-Cap*”, concluindo que há fortes evidências para confirmar tal proposição.

De modo geral, verifica-se que no período de 2001 a 2011 houve ganho de produtividade nos custos operacionais para o total das distribuidoras, quando medido por custo por MWh fornecido ou custo por consumidor atendido. Os gráficos abaixo demonstram a evolução da eficiência em custos operacionais para total Brasil, empresas privadas e empresas estatais.

³⁶ Resolução Homologatória nº 1.563, de 2 de julho de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131563.pdf>.

³⁷ COSTA, Hálisson R. F. *Custos e Benefícios do Modelo de Regulação Econômica Adotada no Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

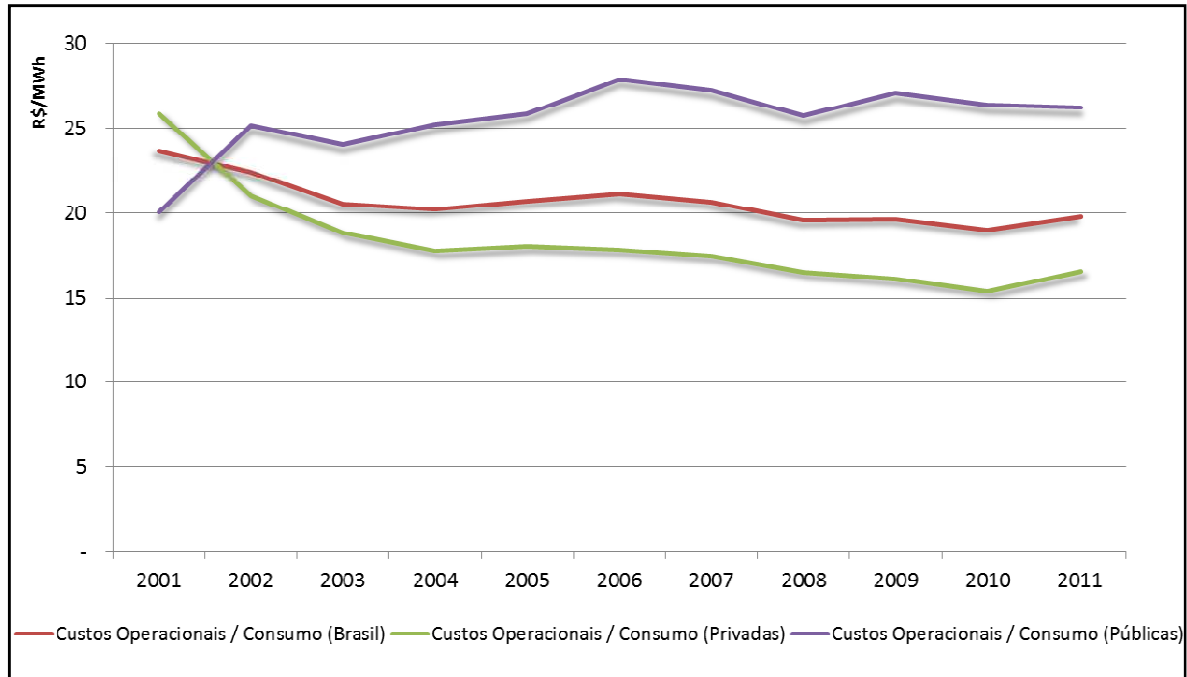


Figura 4: Evolução custo operacional por MWh

Fonte: COSTA (2013)

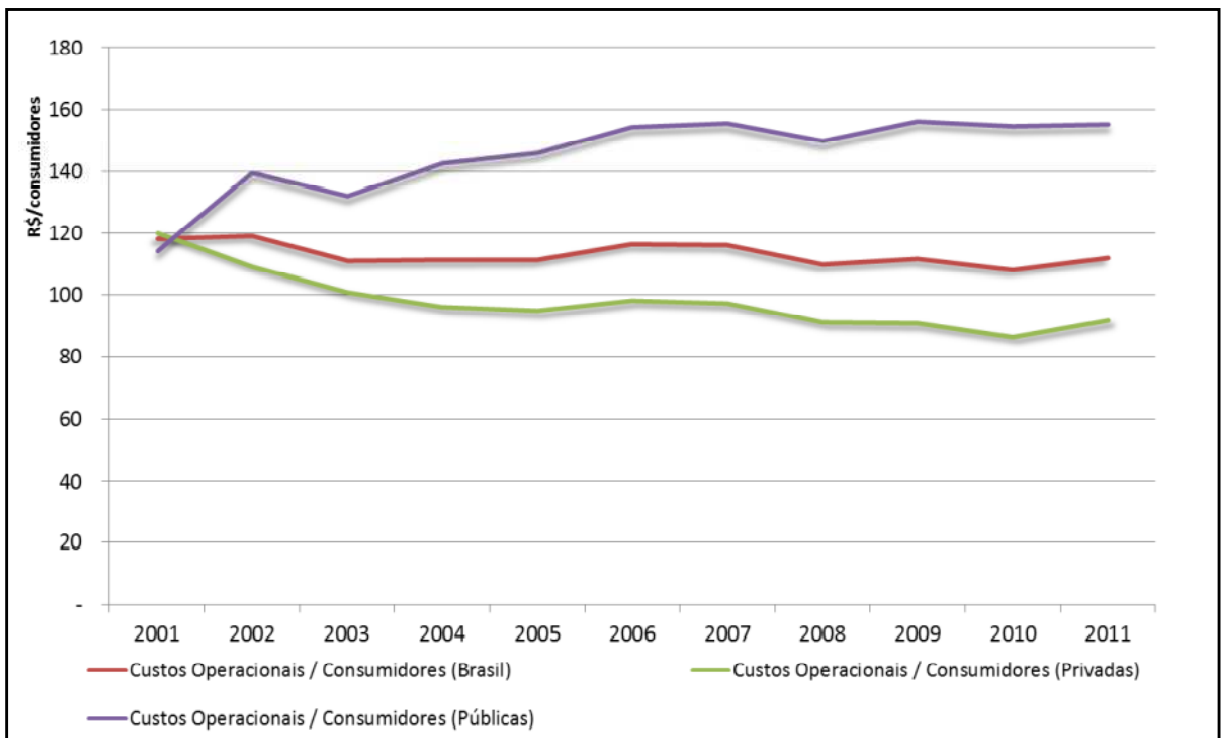


Figura 5: Evolução custo operacional por consumidor

Fonte: COSTA (2013)

Segundo Costa³⁸, a aplicação do regime de regulação pelo *price-cap* resultou no ganho de bem-estar para a sociedade entre R\$6,35 bilhões a R\$12,05 bilhões, em grande parte apropriado pelos consumidores, em comparação ao regime de regulação pelo custo, tendo em conta que a eficiência neste regime seria equivalente à verificada pelas concessionárias estatais.

2.2.4 Equilíbrio econômico-financeiro e Regularidade

De modo geral, a situação econômico-financeira das distribuidoras vem se mantendo estável nos três ciclos tarifários já realizados, com poucas situações de insuficiência de condições financeiras, em que a atuação da Agência se fez necessário. Cita-se que a Agência, em 07 de agosto de 2007, após instruir processo específico em que comprovou a prestação do serviço de forma inadequada e deficiente por parte da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA, resolveu propor ao poder concedente (Ministério de Minas e Energia – MME) a aplicação da penalidade da caducidade da concessão, o que desde então se encontra sem resposta do MME. Segundo a ANEEL³⁹:

a CEA vem [...] ferindo dispositivos das normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço e descumprindo disposições legais e regulamentares concernentes à concessão, apresentando falhas e transgressões e comprovada inadimplência, elemento configurador da perda das condições econômico-financeiras da concessão [...]

Anterior à recomendação de caducidade à distribuidora CEA, a ANEEL se viu obrigada a decretar a intervenção na Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, em agosto de 2002⁴⁰. Na ocasião, apenas dois anos após a privatização da empresa pelo Estado do Maranhão, a fiscalização da ANEEL apontou deterioração na capacidade econômico-financeira por motivos exclusivos de gestão do concessionário. A Agência então determinou à CEMAR a apresentação de um plano de equacionamento dos problemas, o qual não foi apresentado, tendo o acionista

³⁸ COSTA, Hálisson R. F. *Custos e Benefícios do Modelo de Regulação Econômica Adotada no Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

³⁹ Despacho ANEEL nº 2.466, de 07 de agosto de 2007. Processo nº 48500.006535/2000-35.

⁴⁰ Resolução ANEEL nº 439, de 21 de agosto de 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002439.pdf>

controlador anunciado que não faria mais investimentos na concessão. A intervenção vigorou até início de 2004, com a assunção de novos acionistas.

No dia 31 de agosto de 2012, a ANEEL decretou a intervenção nas distribuidoras controladas pelo Grupo Rede, entre as quais a Celtins, Cemat, Enersul, Nacional, Caiuá, Vale Paranapanema, Bragantina e CFLO. Analisadas isoladamente, parece não haver motivo para intervenção em parte dessas distribuidoras, tendo a medida se justificado pela iminência de “contágio sistêmico do Grupo Rede [...] agravado com o pedido de recuperação judicial ajuizado pela CELPA”⁴¹.

A CELPA, concessionária até então sob administração do Grupo Rede, acumulava elevado endividamento, inadimplência setorial e deterioração de indicadores de qualidade, culminando em pedido de recuperação judicial. A dificuldade financeira da empresa parecia se espalhar, quando outras distribuidoras do grupo atrasaram pagamentos de contas do setor e se constatou dificuldades na obtenção de crédito junto ao mercado financeiro. Com a intervenção nessas concessões, é previsto que a ANEEL avalie plano de recuperação e correção de falhas e transgressões, assim como analise a viabilidade de assunção por terceiros.

Ainda que haja o histórico de intervenção apenas em empresas privadas, o desempenho financeiro de algumas concessionárias estatais, conforme o histórico de rentabilidade (Lucro Operacional / Base de Remuneração Líquida) abaixo apresentado, confirma a proposição levantada por Costa⁴² de que parte das concessionárias estatais não vem respondendo aos incentivos econômicos.

⁴¹ Nota Técnica nº 01/2013-ASD-SRC-SRD-SRE-SFF/ANEEL, de 12 de novembro de 2013.

⁴² COSTA, Hálisson R. F. *Custos e Benefícios do Modelo de Regulação Econômica Adotada no Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

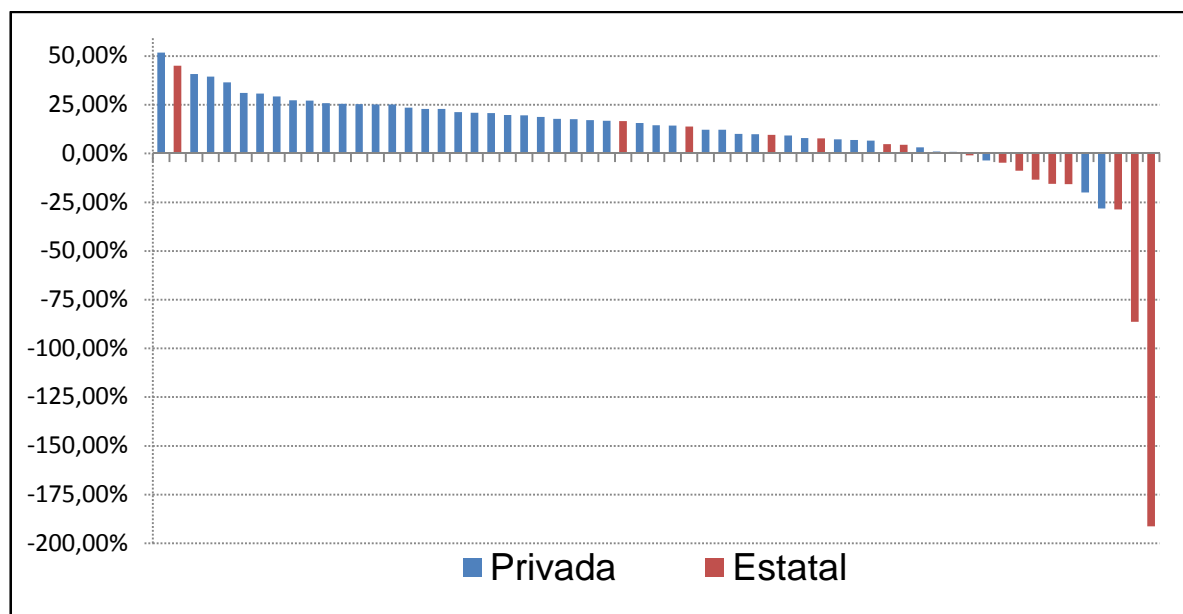


Figura 6: Rentabilidade média por distribuidora - 2009 a 2012

Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL.

O acúmulo de resultados negativos, no entanto, é compensado para algumas estatais por aportes pontuais do grupo controlador, o que não deveria ser motivo suficiente para evitar que a Agência declare a insuficiência de condições do concessionário, principalmente quando as condições financeiras precárias estiverem aliadas a idêntica condição técnica e qualidade do serviço. Em verdade, não somente a análise econômica e regulatória aponta fragilidades nas concessões para empresas estatais, mas também a doutrina jurídica⁴³ afirma ser um corpo estranho ao ordenamento jurídico a existência de empresa estatal sob regime de concessão submetida a regulação de ente estatal de mesmo nível federativo, como é o caso para as distribuidoras do grupo Eletrobras.

2.2.5 Aprimoramentos recentes

Um das dificuldades para a regulação técnica e econômica realizada pela ANEEL é que as áreas de concessão são bastante diferentes entre si, seja em termos de características geográficas das regiões (umidade, relevo, pluviometria),

⁴³ Marcelo Caetano (1973), apud Carvalho Filho (2008, p. 359), afirma que “A concessão a particulares é o caso normal e típico, pois a concessão destina-se fundamentalmente a utilizar os recursos, a técnica e a produtividade da iniciativa privada em benefício da realização do interesse público.”

seja em termos de mercado atendido (dispersão do consumidor na área da concessão, número total de consumidores, consumo médio de energia, complexidade socioeconômica, etc).

Há concessões que atendem exclusivamente área urbana, como a Eletropaulo, com 25 milhões consumidores em 4.223 quilômetros quadrados de área de concessão, enquanto outras atendem um público disperso em extensa região, como a CELTINS, com aproximadamente 1,1 milhão de consumidores em 103.506 quilômetros quadrados. No gráfico abaixo, visualiza-se a dispersão em termos de número de consumidores por quilometro quadrado de área de concessão e quilometro de rede de energia elétrica sob responsabilidade da distribuidora.

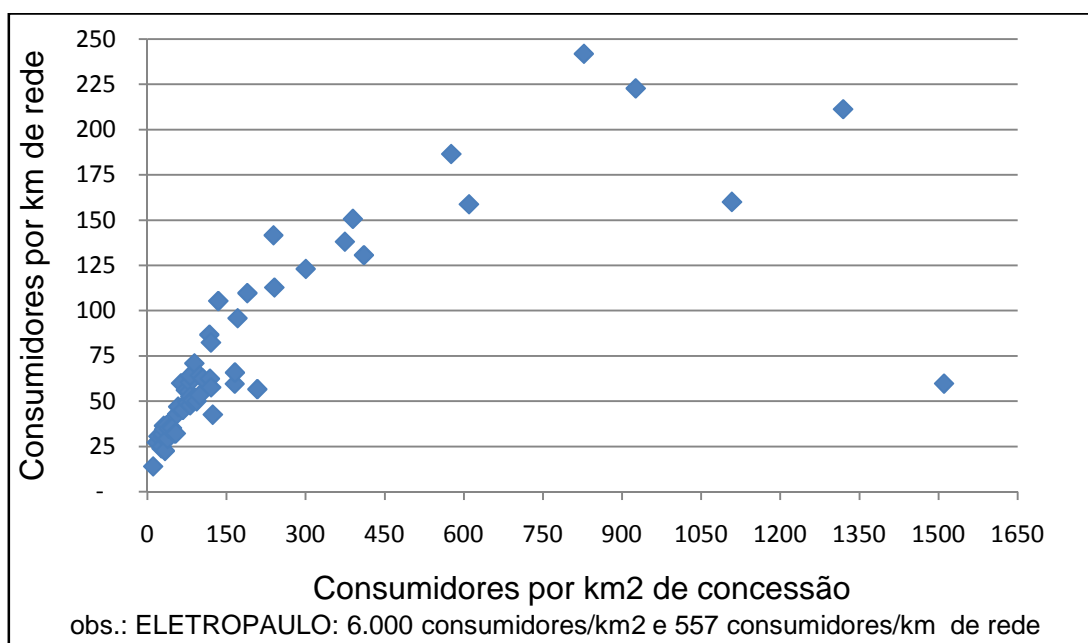


Figura 7: Dispersão de consumidores por distribuidora

Fonte: Elaborado pelo autor, dados ANEEL.

Conforme visível no gráfico, há distribuidoras com semelhante concentração de consumidores por quilômetro de rede de distribuição, mas com dispersão de consumidores por quilômetros quadrados de área de concessão bastante diferente. A dificuldade regulatória se acentua na medida em que se incluem outras dimensões às apresentadas acima.

Outros dados sobre características geográficas e de mercado das concessões de distribuição de energia elétrica estão agregados e disponibilizados

pela ANEEL⁴⁴, inclusive histórico de custos e receitas, no âmbito da consulta pública aberta para recebimento de subsídios para o aprimoramento de metodologias de revisão tarifária que ocorrerão a partir de 2015.

Na figura seguinte, demonstra-se a localização geográfica de cada distribuidora de energia elétrica no país, sendo que, das 63 concessionárias, 67% do mercado é atendido por concessionárias privadas.



Figura 8: Mapa das distribuidoras de energia elétrica

Fonte: ANEEL

Conforme se depreende das informações, a tentativa de analisar o desempenho comparativo das distribuidoras, em termos de satisfação do serviço adequado, deve ter em consideração as diferenças geográficas e de mercado das

⁴⁴ Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244

concessões, de modo que a conclusão sobre o desempenho seja exclusivamente relacionada à gestão do negócio. Para isso, a escolha dos dados para as metodologias regulatórias deve excluir, na medida do possível, as variáveis “ambientais” que influenciam no nível de eficiência e qualidade do serviço, mas não podem ser diretamente afetados pela gestão da firma. Como será discutido no capítulo 4, os indicadores escolhidos, neste estudo, para a construção do Indicador de Desempenho Global já excluem tais diferenças entre as concessões.

Tendo em conta que a diversidade de concessões impõe barreiras à aplicação plena de metodologias baseadas em comparação (*benchmarking*), a ANEEL utilizou, a fim de determinar parâmetros de qualidade e de custos eficientes, metodologias baseadas na análise detalhada dos dados das empresas. Cita-se como exemplo a metodologia de Empresa de Referência⁴⁵, utilizada para cálculo do montante de custos operacional regulatório a ser reconhecido nas tarifas, no primeiro e segundo ciclo de revisões tarifárias, assim como a metodologia de perdas técnicas nos três ciclos tarifários já realizados. Tais metodologias exigem elevado volume de dados de difícil apuração e complexidade, intensificando os problemas advindos da assimetria de informação e discricionariedade. Nesse sentido, a área técnica da ANEEL entendeu que:

No entanto, há dificuldade de implementação prática de um modelo como o de empresa de referência, dada a especificidade do serviço de distribuição de energia elétrica e a quantidade de atividades executadas por uma distribuidora, sejam elas comerciais, administrativas ou de operação e manutenção. A modelagem matemática de uma distribuidora, ainda que de forma simplificada, requer a definição de grande quantidade de parâmetros sob gestão das distribuidoras.

Adicionalmente, como as distribuidoras têm maior conhecimento das especificidades de suas áreas de concessão do que o regulador, tendem a focar as discussões da aplicação do modelo nos parâmetros que entendem subestimados, sem a contrapartida da indicação dos parâmetros superestimados para aquela característica da área de concessão. Essa particularidade torna a aplicação da Empresa de Referência suscetível à discussão quanto aos parâmetros específicos do modelo, em

⁴⁵Conforme Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL, de 25/08/2010, “Essa técnica se baseia no desenvolvimento de padrões para os custos associados a uma “empresa modelo” (para um conjunto particular de saídas, características de redes, etc.), desenhada a partir de uma análise econômica e de engenharia. Nada mais é do que a modelagem matemática simplificada da atividade de distribuição de energia elétrica, definindo atividades e processos que devem ser desempenhados por uma distribuidora e determinando níveis eficientes de custos para cada processo e atividade.”

detrimento de análise da adequação do montante reconhecido a título de custos operacionais.⁴⁶

Assim, mais recentemente tem-se optado por metodologias baseadas na comparação entre empresas (*Benchmarking* ou *Yardstick Competition*⁴⁷), com modelos de entendimento simplificado, ainda que a operacionalização não seja tão simples, e premissas gerais. Nesse sentido, cita-se a transição para a metodologia de custos operacionais a partir de análise de eficiência comparativa (modelo DEA e COLS), definição de perdas não-técnicas (fraudes, furtos de energia e erro de medição) por ranking de eficiência na gestão (econometria de dados em painel), cálculo do Fator X por produtividade total dos fatores histórica, assim como a maior divulgação, por parte da Agência, de rankings de qualidade do serviço⁴⁸, a fim de que a própria divulgação dos dados tenha efeito pedagógico para o consumidor e concessionário.

⁴⁶ Nota Técnica 265/2010-SRE/ANEEL, de 25/08/2010.

⁴⁷ O modelo de *Yardstick Competition* aplicado à regulação foi desenvolvido originalmente em Shleifer (1985).

⁴⁸ A partir de 2011, a ANEEL publica ranking de continuidade do serviço, calculado pela média aritmética simples dos indicadores DEC e FEC. Divide-se o ranking em dois grupos de distribuidoras: grandes e pequenas. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1971

Capítulo 3 – INDICADORES DE DESEMPENHO

O objetivo da regulação por price-cap de incentivar os ganhos de eficiência sem prejuízo da qualidade do serviço pode ser alcançado por meio de diferentes instrumentos regulatórios. Conforme Queiroz⁴⁹, uma forma simples é por meio da publicação do desempenho das empresas reguladas: *“It can improve companies’ performance by incentivizing them to prevent the harm impacts of being known as worse than others or, on the other hand, to compete to be better than others.”*

Outra forma comumente utilizada seria a exigência de parâmetros mínimos de qualidade e eficiência, definidos com base em critérios específicos por consumidor ou gerais, por benchmarking ou padrões técnicos do setor, com a aplicação de penalidades e recompensas financeiras.⁵⁰

A construção de indicadores de desempenho tem o objetivo de facilitar a interpretação de dados e a retirada de conclusões, sendo mais efetiva nesse objetivo quanto maior o nível de agregação em um único índice. A construção de um indicador global reduz a complexidade dos dados e ajuda na comunicação com o público, servindo dessa forma como mecanismo de legitimação das decisões.

A agregação de informações em um único parâmetro, no entanto, tem o contra-efeito de incluir um fator subjetivo nos dados, pois, conforme será visto adiante, há várias formas de agregar e ponderar muitos indicadores em somente um. A escolha da forma mais adequada exige certo grau de discricionariedade, que, no entanto, pode ser reduzida com a aplicação de ferramentas estatísticas de análise de dados. Outra desvantagem da construção de um indicador composto é a possibilidade de sua má construção ensejar conclusões simplistas e errôneas.

Ainda que seja possível colher dados muito atinentes ao que se pretende medir, muitas vezes a informação desejada não está disponível, fazendo-se uso de variáveis *proxy*, ou seja, variáveis que guardam similaridade conceitual e empírica com a informação desejada. Para isso, resta imprescindível que todas escolhas realizadas sejam explicadas e documentadas.

⁴⁹QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012. p.8.

⁵⁰ Ibidem. p.8.

A dificuldade, portanto, consiste em distanciar da subjetividade e definir uma forma de construção de indicador global que traga segurança para fundamentar atos regulatórios e do poder político. Uma forma de dar credibilidade ao ranking de desempenho é testar sua estabilidade perante outras formas de construção (agregação e ponderação), assim como testes de sensibilidade para retirada de dados ou variação nos mesmo.

O estado da arte sobre metodologia de construção de indicadores globais está resumido no livro *Handbook on Constructing Composite Indicators: Methodology and User Guide*,⁵¹ desenvolvido pela Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD e pela unidade de econometria e estatística aplicada da Comissão Europeia⁵². De acordo com o Handbook, para a definição de um indicador composto é necessário passar pelas seguintes etapas:

- a) Definir claramente o parâmetro a ser medido: estabelecer os objetivos do trabalho e entender em detalhes as informações disponíveis e a relação destas com o parâmetro que se deseja medir;
- b) Selecionar as variáveis: analisar a qualidade dos dados, discutir os prós e contras de cada variável, fazer ajustes nas escalas (se necessário), esquematizar as características de cada informação para melhor visualização;
- c) Realizar análise estatística primária: conferir a estrutura dos indicadores e subindicadores, a correlação entre as variáveis e a distribuição de cada indicador entre as empresas, países ou instituições que se almeja comparar;
- d) Correção de dados inapropriados ou ausentes: documentar as correções feitas nos dados, assim como as estimativas que porventura tenham sido feitas para dados ausentes;
- e) Normalizar: selecionar método de normalização adequado para as propriedades estatísticas dos dados (distribuição, presença de *outliers*, etc);

⁵¹ OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008.

⁵² Econometrics and Applied Statistics Unit of the Joint Research Centre (JRC) of the European Commission.

- f) Agregar e ponderar: selecionar o método apropriado para a agregação dos diferentes níveis de indicadores, utilizar múltiplos critérios e documentar os resultados;
- g) Analisar a sensibilidade e robustez dos resultados: analisar a sensibilidade dos resultados, retirando e incluindo dados, aplicando diferentes métodos de padronização, normalização e ponderação;
- h) Testar a correlação do indicador composto com outros dados não utilizados no estudo, se possível;
- i) Apresentar os resultados: decompor o indicador composto nas suas partes individuais, mostrar o desempenho individual e o que está influenciando no indicador global, apresentar os resultados em gráficos e outras ferramentas amigáveis para o público alvo.

Os métodos apresentados no Handbook⁵³ são reproduzidos para efeito didático por meio do estudo de caso do Technology Achievement Index, indicador global que compara 72 países em termos de estágio tecnológico. Em pesquisa realizada por Bandura⁵⁴, disponibiliza-se descrição da metodologia de 178 indicadores globais construídos para comparar desempenho de países em termos de competitividade, segurança, globalização, governança, direitos humanos, educação, desenvolvimento, meio ambiente, entre outros.

Outra revisão sobre a literatura de construção de indicadores compostos está disponível em Sharpe⁵⁵, que além de discutir questões metodológicas, apresenta diversos indicadores construídos para medir desempenho entre aspectos econômicos e sociais.

As metodologias de indicadores de desempenho empregadas em agências reguladoras nacionais e internacionais, assim como outros órgãos governamentais, contribuem para decisões tão diversas como definição de tarifas, aplicação de multas, critérios de habilitação em contratos administrativos, aferir qualidade do serviço, etc.

⁵³ OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008.

⁵⁴ BANDURA R. *A Survey of Composite Indices Measuring Country Performance: 2006 Update*. United Nations Development Programme – Office of Development Studies. Fevereiro, 2006.

⁵⁵ SHARPE, Andrew. *Literature Review of Frameworks for Macro-indicators*. Centre for the Study of Living Standards. CSLS Research Report 2004-03. Ottawa. Canada. Fevereiro, 2004.

No intuito de subsidiar a construção do indicador de desempenho global das distribuidoras de energia elétrica, a seguir são citadas metodologias de construção de indicadores já aplicadas para aferição de desempenho em serviços públicos, desenvolvidos por agências reguladoras de diversos países, academia, entidades de governo, associações de classe, entre outros. Não se pretende esgotar todos os indicadores utilizados para aferição de desempenho em serviços públicos, mas sim exemplificar algumas aplicações de impacto relevante para o público.

3.1 INDICADORES DE DESEMPENHO EM SERVIÇOS PÚBLICOS

No setor de saneamento é conhecido o modelo construído pela OFWAT (Water Services Regulation Authority), agência reguladora desse setor na Inglaterra, denominado Overall Performance Assessment⁵⁶ - OPA. O indicador baseia-se no desempenho relativo do concessionário, com o efeito de reduzir/aumentar a tarifa de acordo com um ruim/bom desempenho. A metodologia consiste em normalizar as variáveis para valores entre 0 e 1, pelo método min-max⁵⁷, agregando diversos subindicadores por meio de pesos escolhidos de forma discricionária pelo regulador. O método foi substituído por um modelo de análise de satisfação do consumidor, segundo Queiroz⁵⁸, em razão de ter exaurido seus efeitos:

The historical evolution of OPA scores across three price reviews shows that companies' OPA scores were grouped at the top end of the range, what suggests, accordingly to Ofwat, that the OPA will not drive further significant service improvements.

O novo modelo empregado optou por atribuir pesos para cada tipo de insatisfação registrada pelos consumidores (central de atendimento deficiente, ligações abandonadas, etc) e realizar pesquisa qualitativa em que se solicitava a atribuição de notas entre 1 a 5 para o serviço prestado pelo concessionário.

Em saneamento no Brasil, o Instituto Trata Brasil⁵⁹ estabelece ranking com

⁵⁶ OFWAT. *Service and delivery – performance of the water companies in England and Wales 2009-10*. Water Services Regulation Authority. 2010.

⁵⁷ Para método min-max, ver OECD (2008).

⁵⁸ QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012. p. 39.

⁵⁹ TRATA BRASIL. *Ranking do Saneamento - Instituto Trata Brasil resultados com base no SNIS 2011*. GO Associados. Setembro, 2013.

avaliação do serviço de saneamento nos municípios do Brasil, com dados desde 2003, divulgados pelo Ministério das Cidades. As notas são construídas em termos de nível de cobertura do serviço, melhora na cobertura e nível de eficiência. A metodologia consiste em normalizar os valores de cada cidade entre zero e dez, de acordo com a distância para a nota da melhor cidade. Assim, se o melhor município tem nota 90% (município A), e o município B 60%, a notas para A e B serão 100% (90%/90%) e 66,66% (60%/90%), respectivamente. Fizeram-se ainda ajustes para dados extremos (*outliers*);

se um município possuir um indicador duas vezes melhor do que a média, recebe nota 10; caso contrário, a nota é calculada dividindo-se o indicador pela média e multiplicando o resultado por 5. Isso evita distorções nas notas dos municípios.

No setor de infraestrutura de transportes, a Federação das Indústrias de São Paulo, por meio de seu Departamento de Infraestrutura, estabelece um indicador global de desempenho da logística no Brasil, o qual compreende os aspectos da oferta, qualidade, intensidade do uso e custo. A metodologia consiste na agregação de 18 subindicadores por meio de pesos iguais, com a aplicação de média aritmética simples.

No setor de transportes terrestres, a Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT discute no âmbito da Audiência Pública nº 121/2011 o Projeto da Rede Nacional de Transporte Rodoviário Interestadual e Internacional de Passageiros⁶⁰, cujo conteúdo prevê a celebração de instrumento de autorização para o transporte rodoviário nacional de passageiros com base em um indicador de desempenho global, construído a partir de índices de qualidade, eficiência, segurança, modicidade tarifária e atualização de veículo.

A metodologia do indicador consiste em agregar diferentes subindicadores com base em pesos construídos a partir de pesquisas de opinião realizadas com os usuários, aos quais é solicitada a atribuição de valores relativos (qualidade versus modicidade, por exemplo). Posteriormente, é normalizada a nota global em uma escala de 0 a 10, e tais notas são divididas em categorias de Excelente (8 a 10), Bom (6 a 8), Regular (4 a 6), Ruim (2 a 4), Inaceitável (0 a 2).

Há diversos outros indicadores construídos para aferição de desempenho na prestação de serviços públicos que não são agregados em um indicador global,

⁶⁰ ANTT. *ProPass Brasil*. 2012. Disponível em: <http://propass.antt.gov.br>

distanciando do interesse deste estudo dissertativo, como exemplo o Indicador de Desempenho no Atendimento da Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL, que avalia a qualidade do tratamento dado pelas prestadoras às reclamações de seus usuários na forma de indicadores desagregados. De forma semelhante, a aplicação de indicadores de qualidade para comparação de desempenho, sem a agregação, é utilizada pela Agência Nacional de Aviação Civil – ANAC para as novas concessões de aeroportos, pela Agência Nacional de Transporta Aquaviário – ANTAQ com o Sistema de Desempenho Portuário⁶¹ e pela ANTT, em pesquisas de satisfação do usuário.

3.2 INDICADORES DE DESEMPENHO NO SETOR ELÉTRICO

No setor elétrico no Brasil, a ANEEL realiza anualmente, desde o ano de 2000, pesquisa de satisfação do serviço intitulada Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – IASC, para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica, sendo que as distribuidoras melhor avaliadas concorrem ao Prêmio IASC. A pesquisa abrange todo o país, aplicada a consumidores escolhidos aleatoriamente.

Durante o período do primeiro ciclo tarifário, a ANEEL utilizou o resultado do IASC para penalizar e premiar as distribuidoras na tarifa de energia, por meio de ajuste no Fator X, no intervalo de entre -1% e +1%. Segundo Queiroz⁶², a exclusão do efeito tarifário do IASC em 2007, quando do início do segundo ciclo tarifário, foi um desejo tanto das empresas reguladas quanto dos diretores da Agência, em razão da i) subjetividade do método, ii) do incentivo existente para os usuários em dar uma nota ruim no intuito de ter suas tarifas reduzidas, iii) na pouca variabilidade dos resultados entre empresas e iv) no entendimento de que os consumidores viam a distribuidora de energia como entidade de governo, mesmo as distribuidoras privadas, revelando sua satisfação perante os governantes e não em face do serviço prestado.

⁶¹ Disponível em: <http://www.antaq.gov.br/portal/DesempenhoPortuario/Index.asp>

⁶² QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012.

A metodologia do IASC consiste em perguntas a respeito de 17 itens de satisfação, agregados em três dimensões com notas na escala de 0 a 10. Os pesos são definidos pelo método dos mínimos quadrados parciais e julgamentos técnicos⁶³.

Outro indicador construído no setor elétrico é o Prêmio Abradee⁶⁴, entregue pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE anualmente, desde 1999, cuja proposta consiste em definir *benchmarking* anual para diferentes aspectos do desempenho das distribuidoras, como responsabilidade social, qualidade da gestão, avaliação do cliente, gestão operacional, gestão econômico-financeira, evolução do desempenho e uma avaliação nacional global. A agregação dos indicadores é feita por média ponderada por pesos estabelecidos pela organização do Prêmio, com metodologia desenvolvida em associação com a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas. As concessionárias vencedoras em 2013 constam na tabela abaixo.

Tabela 1: Vencedores prêmio ABRADDEE 2013

CATEGORIAS	Concessionárias < 500.000 consumidores	Concessionárias > 500.000 consumidores
Responsabilidade Social	CPFL LESTE	AES SUL
Qualidade da Gestão	CPFL LESTE	Eletropaulo e Energisa Paraíba
Avaliação do Cliente	CFLO	RGE
Gestão Operacional		RGE
Gestão Econômico-Financeira		Energisa Paraíba
Evolução do Desempenho		Energisa Paraíba
PRÊMIO NACIONAL	CPFL LESTE	RGE

Fonte: ABRADDEE

⁶³ Para detalhes da metodologia, ver: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=738&idPerfil=2>

⁶⁴ ABRADDEE. *Prêmio ABRADDEE*. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/abradee/atividades/premio-abradee>

No setor elétrico, a Revista Eletricidade Moderna elabora há 16 anos o Prêmio Eletricidade para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, quanto aos processos de gestão operacional, comercial e de engenharia. Os dados são solicitados às empresas e transformados em notas, com o objetivo de ordená-las. As variáveis construídas para composição dos indicadores são: perdas totais, representadas pela relação de quantidade de energia perdida no processo de distribuição e a quantidade de energia entregue; reclamações comerciais, calculadas pelo número de reclamações comerciais relacionadas a serviços fora do prazo, cobrança de valores indevidos, contas não-entregues, danos elétrico, etc, por mil consumidores por ano; contas refaturadas (número de contas refaturadas, por erros ou omissões da empresa, por mil consumidores); ciclo de faturamento, que indica o número de dias transcorridos entre a data da leitura dos medidores e a data de vencimento da conta; unidades transformadoras avariadas, com relação entre a quantidade de transformadores de distribuição de propriedade da empresa avariados no ano e o total de unidades instaladas; reclamações acerca de tensão no fornecimento; DEC; FEC; e tempo médio de atendimento de reclamações de interrupção.

A metodologia do Prêmio Eletricidade consiste na transformação nas notas dentro de um sistema de referências fixas: o intervalo de notas será restrito por um valor médio (mínimo) e um valor padrão (máximo). Como exemplo, a variável DEC tem como valor médio 17 e como valor padrão/modelo 5. A agregação dos indicadores em um indicador global é realizada pelo cálculo da média aritmética simples, ou seja, dão-se pesos iguais aos indicadores.

Capítulo 4 – METODOLOGIA DO INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo é apresentada a metodologia de construção do Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica. Primeiro, é descrita a escolha dos indicadores, subindicadores e o levantamento dos dados. Em seguida, é apresentado proposta de tratamento dos dados, a fim de permitir agregação dos subindicadores em indicadores do serviço e, por fim, simulações para rankings de desempenho a partir de diferentes metodologias de normalização e ponderação.

4.1 ESCOLHA DE INDICADORES

Para a construção da base de dados foram levantadas junto à ANEEL informações referentes aos indicadores que demonstram a satisfação do serviço adequado, conforme descrito no capítulo 2, a saber: qualidade, cortesia, eficiência, modicidade, atualidade e generalidade, regularidade e segurança.

O Indicador de Desempenho Global foi considerado o indicador primário a ser construído, a partir da ponderação de indicadores e subindicadores. Cabe ressaltar que, em última análise, o objetivo deste trabalho é apresentar indicador de desempenho que reflita a diferença na gestão da concessionária, o que obviamente exige que se utilizem apenas variáveis em que há relevante gerência por parte da mesma.

Tendo em vista que os princípios da prestação do serviço adequado comumente correspondem a um mesmo aspecto do serviço, estes foram considerados em 4 conjuntos, resultando os seguintes indicadores: i) Qualidade (Cortesia e Continuidade); ii) Eficiência e Modicidade; iii) Atualidade e Generalidade; iv) Regularidade.

Cortesia e Continuidade correspondem à Qualidade na prestação do serviço, tendo em vista que a regulação da qualidade empreendida pela ANEEL tem foco na prestação do serviço sem interrupção, conforme a utilização de DEC, FEC, DRC, DRP, ICC, e no serviço gentil e célere, conforme índices de atendimento telefônico, atendimento comercial e indicadores de satisfação do consumidor. Os parâmetros

definidos pela ANEEL para esses índices⁶⁵ compõem a qualidade do serviço exigida pela Agência.

Quanto à Modicidade Tarifária, não é possível comparar o valor das tarifas de energia das concessionárias, quando se pretende medir o desempenho das distribuidoras de energia elétrica, em razão de as tarifas serem em sua maior parte compostas por custos que não estão sob a influência da própria distribuidora. Como visto no capítulo 2, aproximadamente 65% dos custos da tarifa de energia se referem aos custos de geração e transmissão de energia, externos ao gerenciamento da distribuidora⁶⁶. Além disso, mesmo em relação aos custos relacionados à atividade de distribuição, chamados no setor de Parcela B, entre os quais os custos operacionais e de remuneração e depreciação do capital, não é possível comparar diretamente as tarifas das distribuidoras relacionadas a esses custos, pois há diferenças entre as concessões que impedem tal procedimento, como, por exemplo, a dispersão de consumidores e densidade de consumo de energia. O custo operacional por consumidor da distribuidora A pode ser superior à distribuidora B não porque a distribuidora A é mais ineficiente, mas sim porque atende a consumidores rurais dispersos em extensa região, enquanto a distribuidora B atende a área urbana.

Por esses motivos, é possível afirmar que a forma de a distribuidora contribuir para a modicidade tarifária é por meio do ganho de eficiência, tendo em vista que a regulação por *benchmarking* aplicada pela ANEEL, principalmente para a definição de custos operacionais e percentual regulatório de perdas não técnicas, considera um custo médio das empresas eficientes⁶⁷. Assim, quanto mais eficiente a empresa,

⁶⁵ ANEEL. Resolução Normativa nº. 414 de 09 de setembro de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

⁶⁶ Em verdade, há alguma margem de gestão da distribuidora sobre os custos de geração, quando da administração da carteira de contratos de energia. No entanto, como os incentivos para a gestão eficiente são muito baixos, em razão da variação nos preços e montantes serem repassados para o consumidor por meio da Conta de Compensação de Itens da Parcela A – CVA, não há justificativa suficiente para comparar as tarifas de energia no intuito de analisar o modicidade tarifária proporcionada pela distribuidora.

⁶⁷ No terceiro ciclo de revisão tarifária, o custo operacional reconhecido nas tarifas foi calculado a partir do custo operacional médio eficiente: “a eficiência de cada concessionária [...] foi dividida pela eficiência média apenas das concessionárias que obtiveram em 2009 eficiência superior à média do período 2003-2008.” Tal procedimento visou a evitar um prêmio exagerado para empresas eficientes, que iria ocorrer pela média simples de todas as empresas, tendo em consideração que “algumas concessionárias não estão acompanhando a evolução de eficiência do setor”. (Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011).

menor será o custo médio do setor e, portanto, maior a contribuição para a modicidade tarifária de todo o setor elétrico. Dessa forma, o indicador de Modicidade Tarifária está vinculado ao indicador Eficiência.

Em relação à Atualidade e Generalidade, se referem a um mesmo aspecto da prestação do serviço, correspondente à execução de investimentos em recomposição da depreciação dos ativos, incorporação de ativos para adequar ao crescimento do mercado e universalização da prestação do serviço. Assim, os dois itens foram considerados como um único indicador.

Quanto ao indicador de Regularidade, foram levantados dados que refletem a ameaça à regularidade na prestação do serviço, tendo em vista que o princípio estará atendido se a prestação do serviço estiver em conformidade com as normas legais e regulatórias. Conforme descrito na seção seguinte, os dados levantados procuram informar se a empresa mantém condições econômico-financeiras para a regularidade da prestação do serviço, ou seja, se há sustentabilidade na gestão do negócio.

Por fim, o indicador Segurança, mencionado na legislação como item do serviço adequado, não é contemplado como indicador neste estudo, em razão de ser um item não regulado diretamente pela ANEEL e sim por regulamentos próprios do Ministério do Trabalho e Emprego e legislação trabalhista. Ressalta-se que a Agência atua no sentido de monitorar estatísticas de acidentes de trabalho informados pelas distribuidoras, conforme definido no Módulo 6 do PRODIST, entre os quais frequência de acidentes, número de mortes por acidentes de trabalho de funcionário próprios e terceirizados, número de acidentes de usuários do serviço em instalações elétricas da empresa, etc⁶⁸.

Assim, a construção do Indicador de Desempenho Global apresenta três níveis de informação (Indicador Global, indicadores e subindicadores), conforme nível de agregação no seguinte esquema:

⁶⁸ QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012. p. 21.

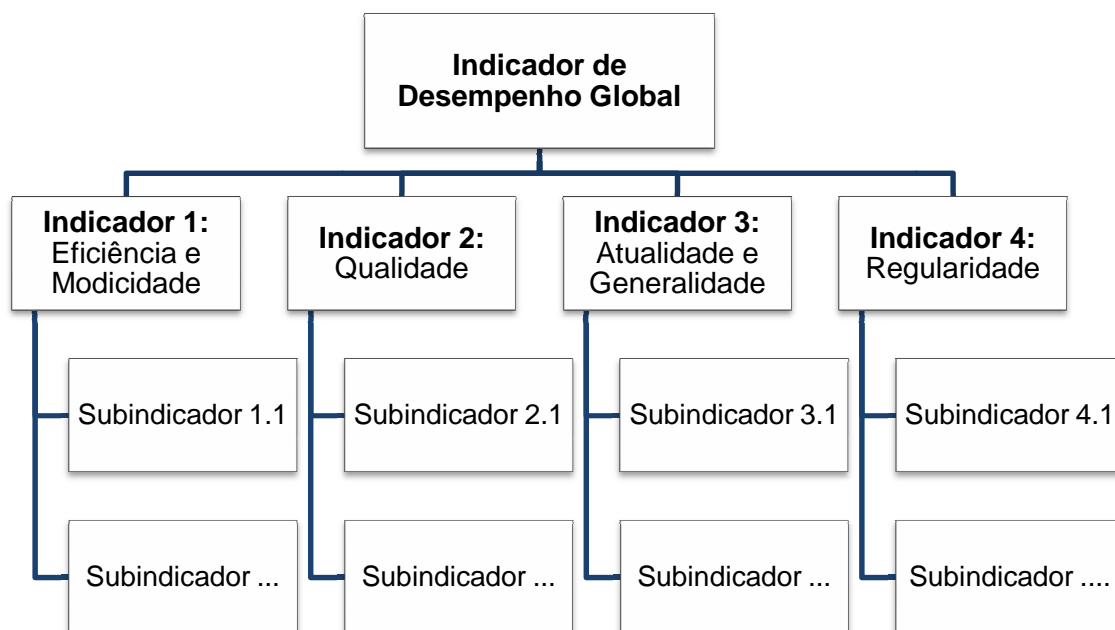


Figura 9: Esquema de construção do Indicador Global

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 ESCOLHA DE SUBINDICADORES E LEVANTAMENTO DE DADOS

A escolha de subindicadores se pautou pela abrangência de cada indicador e pela disponibilidade de dados. Construiu-se um histórico de dados o mais longínquo possível, com o propósito de calcular uma média de determinado período e evitar que variação pontual em algum ano provocada por um evento não recorrente tenha um efeito exagerado sobre o desempenho comparativo das distribuidoras. Assim, o desempenho das distribuidoras resultado deste estudo não é o retrato de um ano apenas, mas sim de um período delimitado para cada indicador (em regra, de 2009 e 2012). Tal procedimento também diminui a possibilidade de dados extremos (*outliers*) prejudicarem os métodos de normalização e ponderação.

Os dados foram coletados a partir de informações contábeis das empresas, valores regulatórios estabelecidos pela ANEEL, processos normativos e tarifários da Agência, além de informações solicitadas ao MME. Todos os dados são públicos e passíveis de divulgação ao público, ainda que não facilmente encontrados de forma agregada em processos administrativos.

Cabe ressaltar que, das 63 distribuidoras de energia elétrica no país em regime de concessão, 02 foram excluídas desse estudo dissertativo em razão da

ausência ou precariedade de dados. As distribuidoras são a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA e Companhia Energética de Roraima – CER. A primeira, conforme relatado no capítulo 2, foi objeto de recomendação de caducidade aprovada pela ANEEL, em 2007, ainda sem resposta do poder concedente. A segunda, CER, que atende a consumidores do interior do Estado de Roraima, atua sem contrato de concessão e não apresenta parte dos dados técnicos e financeiros solicitados pela ANEEL.

Adiante são apresentadas as variáveis escolhidas para serem utilizadas na construção do indicador, com as explicações sobre seus prós e contras e descrição de sua aplicação no contexto do cálculo das tarifas de energia elétrica.

4.2.1 Subindicadores de Eficiência

Para a escolha de subindicadores de Eficiência considerou-se que os itens de custos mais preponderantes na distribuição de energia são custos operacionais, custos de remuneração e depreciação do capital e custos com perdas de energia. Sendo assim, os subindicadores para o indicador Eficiência foram definidos como: Eficiência Operacional, relacionada aos custos operacionais; Eficiência na Estrutura de Capital, relacionada ao custo do investimento; Eficiência com Perdas de Energia, na parte relativa a perdas não técnicas (fraudes, furtos de energia e erro de medição), mais diretamente sob gestão da distribuidora.

Eficiência Operacional: em razão das diferenças de mercado de consumo e características geográficas entre as áreas de concessão, para que as distribuidoras sejam comparáveis faz-se necessário que as despesas operacionais estejam ajustadas para tais diferenças. Para isso, o subindicador de Eficiência Operacional consiste na divisão entre o custo operacional incorrido pela distribuidora e custo regulatório reconhecido nas tarifas: quanto menor o resultado da divisão, mais eficiente a empresa. Presume-se que o custo regulatório reconhecido pela ANEEL já considera as condições diferenciadas das concessionárias, conforme se destaca da metodologia de Empresa de Referência e na metodologia de *benchmarking*

empregadas pela ANEEL no segundo e terceiro ciclo de revisão tarifária, respectivamente⁶⁹.

Os dados de custo operacional incorrido pelas distribuidoras foram obtidos a partir do somatório dos custos de pessoal, material, serviços de terceiros, seguros, tributos (de custos operacionais) e outros custos operacionais. Há disponibilidade de dados para os anos de 2004 a 2012, obtidos por meio do Balancete Mensal Padronizado – BMP⁷⁰, acessado na ANEEL mediante solicitação. Para o cálculo do subindicador de Eficiência Operacional foi considerada a média do período de 2009 a 2012, que compreende anos de segundo e terceiro ciclos de revisões tarifárias.

Os dados de custo operacional regulatório reconhecido nas tarifas foram calculados mediante análise dos processos de revisões tarifárias de cada distribuidora, disponibilizados no sítio da ANEEL – pesquisa legislativa. A partir da participação dos custos operacionais na Parcela B na data da revisão, estimou-se o montante de custos operacionais reconhecido na tarifa nos reajustes tarifários seguintes, aplicando a mesma participação ao novo valor da Parcela B calculado nos reajustes tarifários. Tendo em vista que o custo operacional incorrido pela distribuidora está calculado para o ano civil, e não para o ano tarifário, foi ajustado o custo operacional regulatório de acordo com o mês de aniversário de alteração das tarifas, tornando possível a comparação entre os dois valores.

Eficiência na Estrutura de Capital: para medir a eficiência na gestão financeira da empresa será utilizada a diferença entre estrutura de capital real e a estrutura de capital regulatória. A estrutura de capital regulatória atualmente definida para o setor é de 55% de participação de capital de terceiros⁷¹. Assim, quanto maior o desvio em relação ao regulatório, menor a eficiência financeira.

⁶⁹ Conforme Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011, ao modelo de análise de eficiência baseado no Data Envelopment Analysis – DEA foi adicionado um segundo estágio. “Os parâmetros de eficiência estimados levarão em conta as características específicas das áreas de concessão, aqui denominadas variáveis ambientais. Essas características dizem respeito a variáveis que, em grande medida, escapam ao controle das empresas e que afetam seus custos operacionais, como, por exemplo, o salário médio pago na área de concessão a colaboradores com ocupações típicas de uma distribuidora de energia elétrica, o nível de precipitação, que afeta a frequência de intervenções na rede e a densidade de consumidores, que afeta o tempo de deslocamento ou mesmo o nível de ociosidade das equipes de manutenção.”

⁷⁰ Balancete Mensal Padronizado (BMP), um banco de dados da ANEEL que consolida as informações econômico-financeiras das empresas do setor elétrico brasileiro e dos balanços publicados pelas empresas. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/default.cfm?idaplicacao=44>.

⁷¹ Nota Técnica nº 297/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

Para os dados de estrutura de capital real das empresas foi utilizado o valor calculado pela Agência para o terceiro ciclo de revisões tarifárias. A metodologia utilizada pela Agência considera dados dos balanços patrimoniais das empresas e calcula o capital de terceiros como “recursos originários de terceiros utilizados para a aquisição de ativos de propriedade, sujeitos a remuneração. Corresponde ao passivo oneroso, deduzido o saldo de recursos da RGR⁷²”. Em relação ao capital próprio, é definido como “recursos originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais. Corresponde à diferença entre a BRRL (incluídos BAR e AIC) e o capital de terceiros.”⁷³ A estrutura de capital calculada pela Agência considera a média entre os anos de 2006 até a revisão tarifária da distribuidora.

Esse subindicador apresenta relevante variação entre as distribuidoras (tabela 2). Observa-se que dezenas de pequenas concessionárias apresentam baixa utilização de capital de terceiros, mesmo com a disponibilidade de acesso a crédito subsidiado no setor, como o proporcionado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES⁷⁴.

Eficiência em Perdas de Energia: como variável para a eficiência na gestão do custo com compra de energia, será utilizada a diferença em pontos percentuais entre as perdas de energia não técnicas (furto de energia e erro de medição) sobre o mercado de baixa tensão apuradas e as perdas permitidas pelo regulador. Assim, quanto menor o valor, mais eficiente a empresa. Conforme dados informados na tabela 2, apenas 8 das 61 distribuidoras apresentaram perdas não técnicas abaixo do percentual regulatório. Ressalta-se que a diferença entre o apurado e o regulatório é assumida como ganho/perda financeira no caso de diferença negativa/positiva.

⁷² Reserva Global de Reversão: fundo setorial que foi utilizado para financiamento a investimentos específicos do setor, os quais são considerados na Base de Remuneração Regulatória de forma diferente dos demais ativos.

⁷³ Nota Técnica nº 297/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

BAR - Base de Anuidade Regulatória: valores incluídos como custo operacional, mas que têm natureza de capital, a serem incluídos na Base de Remuneração Líquida.

AIC – Ativo Imobilizado em Curso: investimentos em ativos elétricos ainda não em serviço.

⁷⁴ Com base nos Relatórios de Informações Trimestrais – RIT, disponibilizados pela ANEEL, é possível estimar que o crédito subsidiado constitui cerca de 20% do capital de terceiro das distribuidoras.

Para os dados de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão apurado, foram utilizados os dados informados pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 011/2013⁷⁵, que tem o objetivo de obter subsídios para os aprimoramentos das metodologias de revisão tarifária que ocorrerão a partir de 2015 (quarto ciclo de revisão tarifária). Conforme explicado na Nota Técnica nº 494/2013-SRE/ANEEL, de 12 de novembro de 2013, o montante de perda não técnica (MWh) é calculado como a diferença entre a perda de energia total (MWh) menos a perda técnica (MWh). Em resumo, é suficiente informar que o montante de perda total é resultado de medições nos pontos de entrega de energia para a distribuidora e a perda técnica é calculada pela ANEEL com base em métodos complexos de engenharia a partir de informações sobre a configuração da rede de distribuição e carga de consumo⁷⁶.

Em relação aos dados de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão regulatório, foram extraídos dos processos tarifários de cada distribuidora, sendo que o percentual, ou a trajetória de redução, é definido no momento da revisão tarifária. A metodologia utilizada pela ANEEL para definir um percentual regulatório consistiu em construir um índice de complexidade social de forma a isolar o que é perda não técnica causada por fatores “ambientais” e causada por ineficiência da distribuidora no combate às perdas não técnicas. Utilizou-se uma análise de regressão linear, dados em painel com efeitos aleatórios, para isolar os efeitos de cada fator. A ideia conceitual era que, “empresas com perdas não técnicas menores, porém em áreas de concessão identificadas com maior grau de complexidade socioeconômica, são mais eficientes e, portanto, referenciais para as demais.”⁷⁷

Para o terceiro ciclo de revisão tarifária, a partir de análise estatística de 25 variáveis escolhidas para refletir a complexidade no combate a perdas não técnicas, o índice de complexidade foi calculado com as variáveis violência (óbitos por agressão), desigualdade (percentual de pessoas com renda per capita inferior a meio salário mínimo), precariedade (percentual de domicílios subnormais e

⁷⁵ Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244

⁷⁶ ANEEL. Módulo 7 do PRODIST - Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1875

⁷⁷ Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

precários), infraestrutura (cobertura de coleta de lixo), comprometimento da renda (inadimplência no setor de crédito).

Assim, as equações abaixo denotam o cálculo das perdas não técnicas sobre mercado consumidor de baixa de tensão apuradas e o subindicador relacionado à eficiência em perdas.

$$Pnt_a = \frac{P_{tot_m} - P_{tec_r}}{Mbt_m} \quad (1)$$

Onde:

Pnt_a : Perda não técnica apurada;

P_{tot_m} : Perda total medida;

P_{tec_r} : Perda técnica regulatória;

Mbt_m : Mercado de baixa tensão medido.

$$Sep = Pnt_a - Pnt_r \quad (2)$$

Onde:

Sep : Subindicador de Eficiência em Perdas;

Pnt_r : Perda não técnica regulatória.

Uma necessidade do subindicador de Eficiência em Perdas é ter em consideração a diferença de base de comparação entre as distribuidoras. Importa destacar que 15 distribuidoras, notadamente as de pequeno porte, têm perda não técnica apurada menor do que 5% e perda não técnica regulatória de aproximadamente 0,00% (zero por cento), conforme dados disponibilizados no Apêndice A. Isso ocorre porque as perdas não técnicas são calculadas pela diferença entre a perda total e a perda técnica e, no caso de perdas não técnicas baixas, um pequeno erro na medição da perda total ou diferença na perda técnica pode levar a diferenças relevantes entre a perda não técnica apurada e a regulatória. Em resumo, quanto menor a perda não técnica apurada, mais sensível será a erros na diferença entre a perda total e perda técnica.

Além disso, a ANEEL reconhece⁷⁸ que a dificuldade de combate a perdas é tão maior quanto menor o seu nível, havendo uma espécie de nível de saturação na

⁷⁸ Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

redução das perdas a partir do qual o custo benefício, em termos de despesa operacional, para reduzir ainda mais não vale a pena. Dessa forma, a comparação entre empresas deve considerar o fato de que perdas não técnicas elevadas têm potencial de redução em pontos percentuais mais facilmente alcançável do que empresas com baixos valores de perdas não técnicas.

Assim, a fim diminuir os problemas acima descritos opta-se por construir o subindicador pela diferença em pontos percentuais entre a perda não técnica apurada e a regulatória, e não pela divisão entre uma e outra, como realizada para os custos operacionais.

A tabela a seguir demonstra os subindicadores de Eficiência Operacional (média 2009 a 2012), Estrutura de Capital e Perdas de Energia (média 2009 a 2012), em ordem de eficiência.

Tabela 2: Subindicadores de Eficiência por distribuidora

DISTRIBUIDORA	Custo Operacional	DISTRIBUIDORA	Estrutura de Capital	DISTRIBUIDORA	Perdas Não Técnicas
	Real/Regulatório		Real-Meta		Real-Regulatório
CLFM	0,59804921	BANDEIRANTE	0,00%	EBO	-2,46%
CSPE	0,62627557	COELBA	1,00%	CELTINS	-2,37%
CPEE	0,65309533	CEB	3,00%	CPFL - Paulista	-1,85%
MUX-Energia	0,65626461	ESCELSA	4,00%	ELETROPAULO	-1,78%
ELEKTRO	0,69379724	CELESC	6,00%	ESE	-1,42%
CJE	0,69742166	COPEL	6,00%	COELBA	-1,11%
RGE	0,70847165	CEMIG-D	7,00%	ENF	-0,56%
COELBA	0,71406961	AMPLA	7,00%	ELFSM	-0,38%
COELCE	0,74864822	COSERN	8,00%	CFLO	0,86%
COSERN	0,75575786	ENERSUL	9,00%	EFLJC	0,90%
CPFL Piratininga	0,76550408	CEEE	10,00%	CELESC	0,92%
CLFSC	0,77275284	CEAL	10,00%	EPB	1,28%
CEMAR	0,85893578	ENF	11,00%	COSERN	1,38%
EPB	0,86597611	RGE	12,00%	RGE	1,40%
BANDEIRANTE	0,86640359	CEMAR	13,00%	CAIUÁ	1,47%
CELPE	0,87051338	CPFL Piratininga	13,00%	HIDROPAN	1,50%
DEMEI	0,89753266	AME	13,00%	EDEVP	1,60%
EMG	0,90166280	ELEKTRO	13,00%	CLFM	1,61%
CPFL - Paulista	0,91105170	CELPE	19,00%	DMEPC	1,63%
AES-SUL	0,94553401	COELCE	20,00%	DEMEI	1,65%
ESCELSA	0,95000000	Boa Vista	22,00%	COELCE	1,76%
EBO	0,96168527	CELTINS	24,00%	EMG	1,77%

DISTRIBUIDORA	Custo Operacional	DISTRIBUIDORA	Estrutura de Capital	DISTRIBUIDORA	Perdas Não Técnicas
	Real/Regulatório		Real-Meta		Real-Regulatório
HIDROPAN	0,96598018	EPB	24,00%	CEB	1,82%
CELTINS	0,96851254	CERON	29,00%	CEMAR	1,85%
CNEE	0,97007103	CHESP	29,00%	COPEL	1,97%
EDEVP	0,97389029	EBO	30,00%	CNEE	2,00%
LIGHT	1,00053693	AES-SUL	30,00%	ELEKTRO	2,07%
ELFSM	1,01235291	IENERGIA	30,00%	COCEL	2,17%
FORCEL	1,02782099	ELETROPAULO	36,00%	CLFSC	2,41%
ESE	1,02795088	ELETROCAR	36,00%	CHESP	2,42%
CEMAT	1,03258757	ELFSM	37,00%	CPEE	2,68%
ELETROCAR	1,03424933	ELETROACRE	37,00%	MUX-Energia	2,79%
ENERSUL	1,04094989	CELG	39,54%	UHENPAL	3,20%
CHESP	1,04098342	LIGHT	40,00%	Boa Vista	3,28%
CELPA	1,04727748	CLFSC	41,00%	CSPE	3,34%
AMPLA	1,05775614	CPFL - Paulista	42,00%	SULGIPE	3,35%
EEB	1,09444171	UHENPAL	42,00%	EEB	3,38%
ENF	1,11799983	CEPISA	43,87%	CEMIG-D	3,43%
IENERGIA	1,12249815	EMG	44,00%	AES-SUL	3,47%
COCEL	1,13355375	ESE	45,00%	IENERGIA	3,69%
CFLO	1,15200900	CFLO	45,00%	CJE	3,78%
UHENPAL	1,15961236	CAIUÁ	45,00%	EFLUL	3,99%
CEMIG-D	1,19435519	EDEVP	45,00%	CELG	4,13%
CEPISA	1,19641717	CNEE	45,00%	CPFL Piratinga	4,18%
SULGIPE	1,19875148	EEB	45,00%	ELETROCAR	5,59%
CAIUÁ	1,24755666	CEMAT	45,00%	BANDEIRANTE	5,98%
ELETROPAULO	1,25427635	CELPA	45,00%	AMPLA	6,28%
EFLUL	1,27236740	DMEPC	45,00%	COOPERALIANÇA	6,78%
CELG	1,28158227	SULGIPE	46,00%	ELETROACRE	7,16%
COOPERALIANÇA	1,28433874	CSPE	49,00%	CELPE	7,36%
DMEPC	1,29219297	MUX-Energia	50,00%	ESCELSA	7,49%
COPEL	1,30317470	HIDROPAN	51,00%	CEMAT	8,06%
CERON	1,46336496	CLFM	51,00%	FORCEL	10,31%
CEAL	1,47542529	EFLJC	52,00%	LIGHT	11,49%
CEB	1,52084388	CJE	52,00%	ENERSUL	11,87%
EFLJC	1,62054207	COOPERALIANÇA	52,56%	CEEE	14,92%
CELESC	1,65426340	CPEE	53,00%	CELPA	17,15%
ELETROACRE	1,75623879	COCEL	54,00%	CERON	21,82%
CEEE	1,83184240	FORCEL	54,72%	CEPISA	29,58%
AME	1,85339626	EFLUL	54,90%	CEAL	35,35%
Boa Vista	3,14689327	DEMEI	54,93%	AME	99,35%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados completos de custos operacionais incorridos e regulatórios a preços históricos, estrutura de capital e perdas não técnicas sobre mercado de baixa tensão apuradas e regulatórias, para cada ano, estão disponíveis no Apêndice A deste documento.

Ressalta-se que o nome completo de cada distribuidora e sigla correspondente estão disponíveis no Apêndice B. Devido a recorrentes mudanças na nomenclatura das concessionárias, assim como abreviações informais utilizadas por diferentes superintendências das ANEEL, é comum que uma mesma distribuidora tenha diferentes nomes e abreviações.

4.2.2 Subindicadores de Qualidade

Para a escolha dos subindicadores de qualidade, inicialmente foram levantados os dados relativos às diferentes formas de regulação da qualidade do serviço pela ANEEL, no seu aspecto da qualidade técnica (continuidade e conformidade), comercial e satisfação. Propõe-se a utilização dos seguintes subindicadores.

DEC: utilizado o subindicador DEC, calculado pelas diferenças entre os valores apurados e os limites regulatórios. A metodologia para apuração do DEC⁷⁹ consiste em calcular o somatório da duração de interrupção de energia, em horas e centésimos de horas, para cada consumidor, dividindo pela quantidade de consumidores.

Para a definição dos limites, a ANEEL solicita à concessionária a configuração técnica da rede de distribuição e perfil de carga de consumo, entre outros atributos, definindo o valor limite de DEC principalmente em razão do comportamento histórico verificado para um conjunto de consumidores⁸⁰. O valor calculado para o subindicador corresponde à média dos anos de 2009 a 2012 e os dados estão disponibilizados no sítio eletrônico da Agência.

⁷⁹ Módulo 8 do Prodist – Qualidade da Energia Elétrica.

⁸⁰ Pelo fato de se estabelecer um valor limite para o DEC, e também para o FEC, em grande parte com base no desempenho histórico da própria distribuidora, há valores destoantes de limites entre distribuidoras com características semelhantes de área de concessão e mercado de consumo, o que indica uma fragilidade da metodologia.

FEC: é utilizado o subindicador FEC, calculado pelas diferenças entre os valores apurados e os limites regulatórios. A metodologia para apuração do FEC⁸¹ consiste em calcular o somatório das interrupções de energia para cada consumidor, dividindo pela quantidade de consumidores.

Para a definição dos limites, a ANEEL utiliza metodologia semelhante à empregada para os limites do DEC. O valor calculado para o subindicador corresponde à média dos anos de 2009 a 2012 e os dados estão disponibilizados no sítio eletrônico da Agência.

Importa destacar que a ANEEL publica, a partir de 2011, o Indicador de Desempenho Global da Continuidade – DGC, a fim de comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais empresas do país no aspecto da continuidade. O DGC é calculado pela média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC⁸². A publicação do DGC tem o único propósito de dar publicidade ao desempenho das distribuidoras no que se refere à continuidade do serviço.

A ANEEL exige que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000. Na apuração dos dados de 2012, apenas a CEPISA e a CER (excluída deste estudo por atuar sem contrato de concessão) não possuem a certificação desse processo.

ICC: conforme explicado no capítulo 2, o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC consiste no número de unidades consumidoras com DRC não nulo dividido pelo total de unidades consumidoras objeto de medição, ou seja, representa um número coletivo para distúrbios críticos na estabilidade da tensão no fornecimento do serviço de energia elétrica. Variações muito grandes na tensão, ou críticas, podem causar danos aos aparelhos e instalações elétricas, assim como mau funcionamento.

Ainda que haja a possibilidade de utilização dos dados de DRC e DRP, este estudo dissertativo opta apenas pela variável ICC, seguindo recomendação feita por

⁸¹ Módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf

⁸² Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1971

Queiroz⁸³, segundo o qual deve ser dada maior ponderação para o índice de tensão crítica, em razão de causar maior prejuízo aos consumidores, e que devido à correlação entre o DRC e DRP uma escolha recomendável para demonstrar a qualidade na estabilidade da tensão é considerar o ICC. O valor calculado para o subindicador corresponde à média dos anos de 2009 a 2012 e os dados foram disponibilizados pela Agência mediante solicitação.

Satisfação: consiste na comparação do resultado do IASC, conforme pesquisa junto ao consumidor residencial que a ANEEL realiza anualmente. Para esse subindicador, foi utilizada a média do período de 2008 a 2012, em razão da ausência de informação para 2011. Além disso, para a distribuidora Boa Vista Energia o dado se refere à média dos anos de 2008 e 2009, tendo em vista que nos anos seguintes não foi realizada pesquisa de satisfação para a área dessa concessão.

Ainda em relação ao indicador qualidade do serviço, além das variáveis acima descritas, há dados de reclamações e índices de atendimento telefônico registrados na ANEEL que, apesar de trazerem adicional aspecto da qualidade do serviço, estão limitados pelo histórico recente de disponibilidade de dados e alteração metodológica. Para os dados de reclamações, a disponibilidade dos dados remonta a 2010 e não há limites regulatórios por concessionária vigentes até 2012. Em relação aos índices de atendimento telefônico, além do histórico recente de dados, a obrigatoriedade de central de teleatendimento é imposta apenas a distribuidoras com mais de 60.000 unidades consumidoras, excluindo 16 das 61 distribuidoras objetos deste trabalho.

A tabela a seguir demonstra os subindicadores de Qualidade DEC, FEC, ICC e IASC. Para DEC, FEC e ICC, quanto menor, melhor o desempenho da distribuidora. Para IASC, quanto maior a nota, maior a satisfação do usuário.

⁸³ QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012. p. 49.

Tabela 3: Subindicadores de Qualidade por distribuidora

DISTRIBUIDORA	DEC	FEC	ICC	IASC
	Apurado - Limite	Apurado - Limite	Medido	Medido
HIDROPAN	-16,04	-9,03	8,54%	75,34%
CEMAR	-15,49	-12,21	26,52%	55,47%
Boa Vista	-13,76	-6,44	5,41%	49,75%
FORCEL	-12,82	-9,72	23,85%	67,75%
MUX-Energia	-12,73	-10,00	0,91%	75,30%
COELCE	-8,18	-8,53	3,14%	65,23%
UHENPAL	-7,31	-12,22	4,35%	64,06%
SULGIPE	-6,99	-3,38	2,53%	68,65%
CLFM	-6,83	-7,75	0,83%	76,05%
CLFSC	-6,67	-9,39	5,43%	66,82%
EDEVP	-6,25	-6,78	4,56%	66,28%
DMEPC	-5,99	-6,03	2,19%	73,46%
EFLUL	-5,24	-3,97	2,42%	76,38%
CHESP	-4,23	2,66	8,60%	66,61%
COSERN	-4,07	-7,07	5,17%	70,43%
EFLJC	-4,02	-5,80	3,71%	68,81%
CFLO	-3,90	-3,65	1,65%	65,10%
ELFSM	-3,71	-4,57	3,44%	59,20%
EBO	-3,43	-5,99	8,69%	70,13%
CNEE	-3,18	-2,27	2,83%	67,83%
ENERSUL	-3,06	-4,49	7,54%	59,80%
CELESC	-2,93	-3,73	9,37%	67,73%
CJE	-2,92	-5,61	1,98%	69,62%
CPEE	-2,87	-3,69	2,60%	74,30%
CAIUÁ	-2,58	-4,79	2,14%	61,99%
COPEL	-2,40	-3,23	4,10%	65,76%
CSPE	-2,31	-5,21	1,56%	64,15%
CPFL - Paulista	-1,97	-2,56	1,88%	67,61%
CEMAT	-1,62	-4,54	6,43%	56,19%
RGE	-1,52	-4,24	19,26%	67,87%
CELPE	-1,42	-9,65	11,34%	63,67%
CERON	-1,11	-4,61	25,56%	52,39%
ESCELSA	-1,06	-2,58	4,80%	60,18%
COOPERALIANÇA	-0,85	-0,89	26,51%	70,08%
EPB	-0,78	-7,24	17,99%	66,72%
CPFL - Piratininga	-0,72	-2,37	2,95%	66,83%
COCEL	-0,67	-0,50	5,11%	63,44%
EEB	-0,42	-6,36	5,00%	68,06%
ELEKTRO	-0,10	-2,91	4,96%	70,73%

DISTRIBUIDORA	DEC	FEC	ICC	IASC
	Apurado - Limite	Apurado - Limite	Medido	Medido
DEMEI	-0,08	-0,74	9,20%	73,08%
COELBA	-0,01	-5,17	7,80%	64,96%
ENF	0,17	-2,49	4,19%	60,65%
EMG	0,66	-1,36	4,94%	71,58%
ELETROACRE	0,77	4,54	7,98%	48,86%
BANDEIRANTE	0,80	-2,30	3,91%	65,92%
ELETROCAR	0,84	-3,06	8,94%	70,31%
CEMIG-D	1,03	-2,42	4,50%	68,15%
ELETROPAULO	2,08	-1,63	9,33%	64,41%
AES-SUL	2,15	-3,08	23,94%	66,68%
ESE	2,63	-2,85	6,06%	61,14%
IENERGIA	3,34	6,09	4,94%	73,66%
CEB	3,43	0,56	23,62%	63,50%
CEAL	4,30	-0,09	43,64%	63,67%
CEEE	4,79	-2,53	27,14%	64,06%
AMPLA	4,94	-3,42	2,19%	58,03%
LIGHT	5,24	-1,22	1,45%	59,89%
CELG	6,88	0,88	1,48%	59,94%
CELTINS	7,28	-0,02	8,08%	59,99%
AME	8,05	-5,70	11,68%	41,89%
CEPISA	12,52	6,55	52,88%	52,41%
CELPA	65,04	19,37	15,42%	44,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados completos de DEC apurado e limite, FEC apurado e limite, ICC e IASC, para cada ano, estão disponíveis no Apêndice A deste documento.

4.2.3 Subindicadores de Atualidade e Generalidade

O terceiro indicador, denominado como Atualidade e Generalidade, é composto pelos seguintes subindicadores:

Investimento: para medir a atualidade e execução de investimentos foi calculada a relação entre Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL e Base de Remuneração Regulatória Bruta – BRRB, sendo que a BRRL é calculada

basicamente pela BRRB menos a depreciação acumulada dos ativos⁸⁴. Por sua vez, a BRRB consiste no valor de todos os ativos da concessão postos a serviço para o público, passíveis de remuneração⁸⁵. Tendo em vista que se trata de uma proporção sobre os ativos, é perfeitamente possível a comparação entre as empresas.

Tendo em vista a taxa de depreciação média do setor de distribuição de energia elétrica de aproximadamente 3,5%, conforme regulamento da ANEEL⁸⁶, um percentual de investimento sobre a base de ativos menor do esse valor pode refletir, no médio e longo prazo, no comprometimento da rede elétrica e da prestação do serviço adequado, e em uma relação BRRL e BRRB cada vez menor. Assim, quanto maior a proporção da BRRL sobre a BRRB, mais novo o ativo e, portanto, maior a execução de investimentos realizada pelo concessionário. Os dados estão disponibilizados pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 011/2013⁸⁷ e o subindicador é calculado com a média do período de 2009 a 2012.

Outra forma de medir a execução de investimentos seria pela divisão entre o volume de investimentos realizado no ano e o valor da BRRB. Esse procedimento, no entanto, não parece adequado, pois há situações em que, após um longo período sem realizar os investimentos devidos, a concessionária executa-os em curto período de tempo. Tais ciclos de execução de investimentos teriam a consequência de deturpar a comparação entre as empresas.

Universalização do Serviço: considera-se o cumprimento das metas do Programa Luz Para Todos – PLpT a variável para universalização do serviço. O subindicador consiste na divisão do número de unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição de energia elétrica para universalização e a meta de ligações estabelecida pelo Programa para a concessionária.

Em relação aos dados de número de ligações de consumidores realizadas com recursos do PLpT por concessionária, os mais recentes foram obtidos a partir de solicitação feita ao MME, tendo em vista que a aprovação de projetos de

⁸⁴ Para metodologia de definição da Base de Remuneração Regulatória, ver Nota Técnica nº 296/2011-SRE/SFF/ANEEL.

⁸⁵ Deduzidos os ativos provenientes de Obrigações Especiais, nome dado para recursos aplicados na concessão sob condição não onerosa, como por exemplo, alguns investimentos do Programa Luz para Todos e ativos provenientes de doação.

⁸⁶ Resolução Normativa nº 474, de 7 de fevereiro de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012474.pdf>

⁸⁷ Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244

execução e liberação de recursos é realizada pela empresa Eletrobras. Os dados de metas impostas às distribuidoras constam em notas técnicas específicas, disponíveis no sítio eletrônico da ANEEL⁸⁸.

Para a construção do subindicador, foi considerado como meta de ligações o somatório de todo o período de realização do PLpT, 2004 a 2012, assim como o número de ligações realizadas. Isso porque há concessionárias com metas cumpridas em sua integralidade já nos anos iniciais do Programa, enquanto outras, em razão de revisão na meta de ligações, tiveram volume de ligações concentradas nos últimos anos.

De certa forma, há uma fragilidade na utilização desse subindicador porque não é considerado um "ajuste regulatório" para as diferenças entre as áreas de concessão. Há distribuidoras que, sendo predominantemente localizadas em área urbana, já tinham universalizado o serviço de energia elétrica antes do início do PLpT, como por exemplo, a CEB Distribuição S.A., que atende o Distrito Federal. Outras distribuidoras têm desafio de universalização maior em razão de dificuldades geográficas (vegetação, dispersão, etc), cita-se a Centrais Elétricas do Pará S/A. O ideal, portanto, seria comparar distribuidoras em condições semelhantes.

Por outro lado, sendo o PLpT um projeto obrigatório de cunho eminentemente social, com relevante impacto na vida das famílias não atendidas pelo serviço de energia elétrica e, sendo esse serviço público item essencial à vida moderna, aliado ao fato de que não há perda financeira para a concessionária na execução dos investimentos para cumprimento da meta, pois que os custos são incorporados nas tarifas dos demais consumidores, tendo inclusive recursos subsidiados para tal, optou-se em construir o subindicador comparando todas as distribuidoras independente das diferenças das condições da concessão. Assim, para aquelas empresas que já se encontravam universalizadas antes do início do Programa e para aquelas que cumpriram as metas impostas, a nota calculada resultou 1. Para todas as demais, as notas resultaram menores.

A tabela a seguir demonstra os subindicadores Investimento (média 2009-2012) e Universalização, para cada distribuidora, em ordem de posição. Para ambos, quanto maior a nota, melhor a posição da distribuidora.

⁸⁸ Notas técnicas disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=750&idPerfil=2>

Tabela 4: Subindicadores de Atualidade e Generalidade por distribuidora

DISTRIBUIDORA	Investimento	DISTRIBUIDORA	Universalização
	BRRL/BRRB		Ligações/Meta
MUX-Energia	84%	MUX-Energia	1,00
Boa Vista	82%	HIDROPAN	1,00
HIDROPAN	79%	EFLJC	1,00
EFLJC	71%	AMPLA	1,00
AMPLA	68%	DMEPC	1,00
DMEPC	68%	EFLUL	1,00
EFLUL	66%	COOPERALIANÇA	1,00
COOPERALIANÇA	65%	ELETROCAR	1,00
ELETROCAR	64%	ELFSM	1,00
ELFSM	63%	CHESP	1,00
CHESP	63%	CEMAT	1,00
CELPA	62%	COELCE	1,00
CEMAT	62%	DEMEI	1,00
AME	62%	ENERSUL	1,00
EPB	61%	ENF	1,00
COELCE	61%	LIGHT	1,00
DEMEI	61%	CELPE	1,00
ELETROACRE	60%	FORCEL	1,00
ENERSUL	59%	ESE	1,00
CPEE	59%	CSPE	1,00
ENF	59%	COSERN	1,00
LIGHT	57%	ESCELSA	1,00
CERON	57%	EEB	1,00
CELPE	57%	CEB	1,00
FORCEL	57%	AES-SUL	1,00
ESE	56%	CLFM	1,00
CEMAR	55%	CELESC	1,00
CSPE	55%	BANDEIRANTE	1,00
COSERN	55%	CPFL - Piratininga	1,00
ESCELSA	55%	UHENPAL	1,00
EEB	55%	CEEE	1,00
RGE	55%	IENERGIA	1,00
COELBA	54%	SULGIPE	1,00
EBO	53%	CPFL - Paulista	1,00
CEB	53%	CEAL	1,00

DISTRIBUIDORA	Investimento	DISTRIBUIDORA	Universalização
	BRRL/BRRB		Ligações/Meta
AES-SUL	53%	ELEKTRO	1,00
CLFM	53%	CFLO	1,00
CELESC	52%	EMG	1,00
BANDEIRANTE	52%	ELETROPAULO	1,00
CEPISA	51%	CEMIG-D	1,00
CPFL - Piratininga	51%	COCEL	1,00
UHENPAL	50%	COPEL	1,00
CELG	50%	EPB	0,95
CEEE	49%	CPEE	0,93
IENERGIA	49%	EDEVP	0,88
CJE	48%	CEMAR	0,84
CNEE	48%	COELBA	0,84
CAIUÁ	46%	CAIUÁ	0,83
SULGIPE	46%	EBO	0,82
CPFL - Paulista	45%	RGE	0,82
CEAL	45%	CLFSC	0,76
ELEKTRO	44%	CERON	0,75
EDEVP	43%	CELPA	0,74
CFLO	43%	Boa Vista	0,73
EMG	42%	CELG	0,65
ELETROPAULO	42%	CNEE	0,65
CEMIG-D	40%	CELTINS	0,57
COCEL	40%	AME	0,52
CLFSC	39%	ELETROACRE	0,49
CELTINS	35%	CEPISA	0,49
COPEL	34%	CJE	0,29

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados completos de BRRL, BRRB, ligações de unidade consumidoras e metas anuais, assim como o ano de universalização de cada distribuidora, estão disponíveis no Apêndice A deste documento.

4.2.4 Subindicadores de Regularidade

Por último, tem-se o indicador relacionado à sustentabilidade econômico-financeira do negócio, de especial importância para o objetivo de indicar ao regulador a iminência da perda da capacidade financeira por parte do concessionário, ensejando em último caso a intervenção na concessão, como foi o ocorrido nas intervenções realizadas nas concessionárias do grupo Rede (relatado no capítulo 2).

Assim, o indicador Regularidade (ou ameaça de ausência de) será composto pelos seguintes subindicadores:

Endividamento: para este subindicador foi considerada a relação Dívida Líquida/Ebitda, calculada com base nos dados disponíveis no BMP, acessado mediante solicitação à Agência.

Tendo em vista que o valor do Ebitda (lucro antes da conta financeira e depreciação) apresenta flutuações excessivas entre os anos, foi considerado tanto para o Ebitda quanto para a Dívida Líquida o somatório de 2009 a 2012. Em relação à dívida líquida, foram considerados créditos e obrigações apenas relacionados às contas que geram encargo financeiro.

Para as empresas que apresentaram valor negativo para o somatório de 2009 a 2012 do Ebitda, foi considerado 100 (cem) para o cálculo da relação Dívida Líquida/Ebitda. Para as empresas que apresentaram valor negativo para somatório de 2009 a 2012 da Dívida Líquida, ou seja, possuem mais aplicações financeiras do que dívidas, foi considerado 0,00 (zero) para a relação Dívida Líquida/Ebitda. Dessa forma, quanto maior o valor da subindicador, pior a posição da distribuidora no ranking comparativo.

Rentabilidade: considera-se para o subindicador Rentabilidade a relação Lucro Líquido/BRRL, calculada pela média dos anos de 2009 a 2012. Os dados de lucro líquido foram obtidos a partir do BMP e as informações de BRRL estão disponibilizadas pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 011/2013.

Tendo em vista que o Lucro Líquido considera as contas de resultado após o resultado financeiro e depois dos tributos, além de que a BRRL é a base a qual se

aplica o custo de capital regulatório⁸⁹, é possível comparar o valor desse subindicador com o custo de capital próprio calculado para o terceiro ciclo de revisões tarifárias, de 10,72% em termos reais líquido de impostos (no segundo ciclo, de 10,74%).

Outra forma de medir a sustentabilidade do negócio de distribuição de energia elétrica, ou seja, a (ameaça de ausência de) Regularidade, consiste em levantar os dados de pagamento de compensações financeiras e multas para cada distribuidora e comparar com a receita bruta, demonstrando com isso o comprometimento de receita com penalidades impostas pelo regulador. A obtenção de dados robustos não foi possível em razão de não haver na ANEEL uma fonte única para obtenção, os pagamentos de multas são sujeitos a recursos e revisões e muitas vezes se referem a datas diferentes, de muitos anos atrás. Além disso, os dados levantados de compensações por transgressão de indicadores de qualidade, existentes desde 2010, se mostraram pouco relevantes quando comparados com a receita da distribuidora, ou mesmo em relação à receita relativa aos custos de distribuição (Parcela B). Como exemplo, cita-se que no processo de intervenção das concessionárias do grupo Rede⁹⁰ constatou-se que a distribuidora CELTINS, que apresenta DEC apurado bastante superior ao limite regulatório, tem volume de compensações por transgressão de indicadores de qualidade de R\$7,1 milhões, aproximadamente 1,3% da receita da distribuidora.

A tabela a seguir demonstra os subindicadores Endividamento (somatório 2009-2012) e Rentabilidade (média 2009 a 2012), para cada distribuidora, em ordem de posição. Para Endividamento, quanto maior a nota, pior a posição da distribuidora, e o contrário para Rentabilidade.

Tabela 5: Subindicadores de Regularidade por distribuidora

DISTRIBUIDORA	Endividamento	DISTRIBUIDORA	Lucratividade
	Dívida/Ebitda		Lucro/BRRL
COCEL	0,00	CFLO	51,78%
DEMEI	0,00	DEMEI	45,03%
DMEPC	0,00	EBO	40,86%

⁸⁹ Custo médio ponderado de capital, na sigla em inglês WACC.

⁹⁰ Nota Técnica nº 1/2013–ASD-SRC-SRD-SRE-SFE-SFF/ANEEL, de 12 de novembro de 2013.

DISTRIBUIDORA	Endividamento	DISTRIBUIDORA	Lucratividade
	Dívida/Ebitda		Lucro/BRRL
FORCEL	0,00	MUX-Energia	39,48%
EFLJC	0,00	CJE	36,48%
MUX-Energia	0,00	CLFSC	31,07%
SULGIPE	0,00	CLFM	30,83%
UHENPAL	0,17	CPEE	29,35%
ELFSM	0,44	CSPE	27,39%
EBO	0,57	CPFL - Paulista	27,14%
COPEL	0,65	EMG	25,82%
HIDROPAN	0,87	ELETROPAULO	25,58%
CJE	1,00	COSERN	25,26%
EFLUL	1,01	EPB	25,22%
CHESP	1,11	UHENPAL	25,21%
CSPE	1,12	CPFL - Piratininga	23,60%
CLFM	1,22	ELEKTRO	22,94%
ELEKTRO	1,23	SULGIPE	22,92%
IENERGIA	1,32	ESE	21,31%
COELCE	1,34	COELBA	20,88%
COSERN	1,37	COELCE	20,66%
BANDEIRANTE	1,42	ELFSM	19,83%
EPB	1,51	CEMAR	19,60%
CLFSC	1,53	HIDROPAN	18,78%
COELBA	1,64	BANDEIRANTE	17,87%
ELETROPAULO	1,78	RGE	17,55%
EDEVP	1,79	CNEE	17,12%
AES-SUL	1,79	CELTINS	16,78%
CFLO	1,85	COCEL	16,68%
CPEE	1,88	CHESP	15,72%
RGE	2,00	EDEVP	14,52%
ENF	2,03	ENF	14,41%
CPFL - Piratininga	2,07	DMEPC	13,83%
CEMAR	2,10	AES-SUL	12,22%
AMPLA	2,12	CELPE	12,21%
EMG	2,30	AMPLA	9,99%
CPFL - Paulista	2,44	ENERSUL	9,98%
CELPE	2,45	CEMIG-D	9,50%
ENERSUL	2,49	FORCEL	9,21%

DISTRIBUIDORA	Endividamento	DISTRIBUIDORA	Lucratividade
	Dívida/Ebitda		Lucro/BRRL
ESCELSA	2,81	ESCELSA	7,97%
CELTINS	2,89	COPEL	7,83%
ESE	3,01	IENERGIA	7,36%
CEMIG-D	3,24	LIGHT	6,89%
LIGHT	3,99	CEMAT	6,64%
CNEE	4,10	ELETROCAR	4,73%
CEMAT	4,10	CELESC	4,54%
ELETROCAR	4,66	EEB	3,23%
COOPERALIANÇA	4,75	EFLUL	1,08%
CELESC	5,22	COOPERALIANÇA	0,92%
EEB	6,35	CERON	-0,95%
CEB	6,37	EFLJC	-3,52%
CAIUÁ	7,33	CEB	-4,70%
CELG	8,92	CEPISA	-8,75%
CEPISA	15,17	CEAL	-13,37%
CERON	18,27	CEEE	-15,63%
CELPA	22,08	ELETROACRE	-15,77%
AME	100,00	CELPA	-20,06%
Boa Vista	100,00	CAIUÁ	-28,18%
CEAL	100,00	CELG	-28,68%
CEEE	100,00	Boa Vista	-86,29%
ELETROACRE	100,00	AME	-191,33%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados completos de dívida e ativos financeiros, Ebitda, lucro líquido e BRRL estão disponíveis no Apêndice A deste documento.

Por fim, a figura a seguir apresenta esquema de construção do Indicador de Desempenho Global.

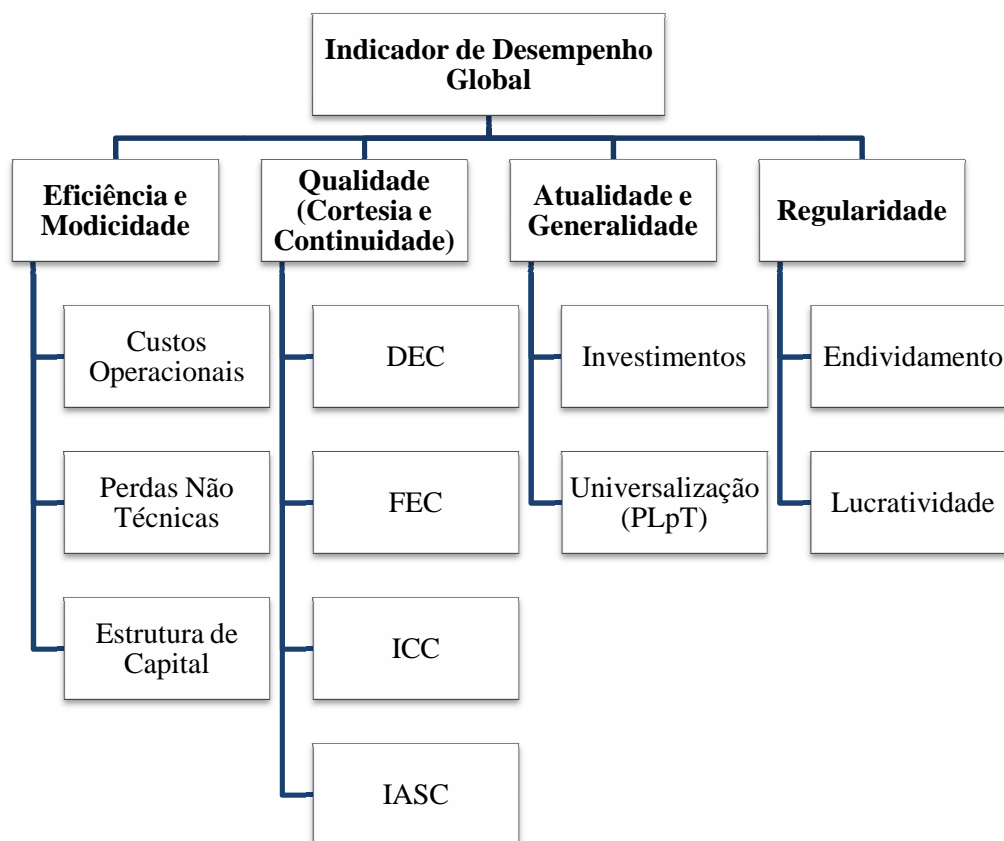


Figura 10: Indicador de Desempenho Global, indicadores e subindicadores

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 NORMALIZAÇÃO E PONDERAÇÃO

Para agregar as informações em único indicador é necessário que haja padronização na unidade de medida. Conforme visto no item 3.2, há subindicadores que a unidade de medida consiste em pontos percentuais (Perdas, Estrutura de Capital), horas/ano (DEC), ocorrências/ano (FEC) e porcentagem (Custo Operacional, ICC, IASC, Investimentos, Universalização, Endividamento e Lucratividade).

Mesmo para aqueles subindicadores em que os dados primários têm semelhante unidade de medida, há discrepâncias no intervalo de valores que fazem com que a agregação por meio de médias simples ou outros critérios estatísticos para definição de pesos resulte prejudicada. Cita-se que o intervalo de valores para o subindicador Lucratividade é de -191,33% a +51,78%, enquanto para o

subindicador IASC varia entre 41,89% a 76,38%, o que evidencia a necessidade de ajuste na escala de valores.

Além da simulação de diferentes tipos de normalização para os dados, serão testados métodos para definição dos pesos para agregação dos indicadores. Além de critérios baseados em pesos iguais para cada indicador, como a ponderação resultado da média simples e geométrica, realiza-se simulação para pesos diferentes, com base em modelo de maximização de desempenho.

A escolha do método mais adequado será pautada pela simplicidade de cálculo e facilidade de entendimento, sendo que todas as demais simulações têm o propósito de testar a estabilidade do ranking de desempenho escolhido. Além disso, os critérios de normalização serão estabelecidos de forma a respeitar as informações contidas nos dados, assim como tratar a presença de *outliers*.

4.3.1 Normalização

Os critérios de normalização elencados no Handbook on Constructing Composite Indicators: Methodology and User Guide (2008), descritos como os critérios mais utilizados em estudos para composição de indicadores, são os seguintes:

- 1) **Ordenação:** consiste no método mais simples para normalizar as informações. As distribuidoras são ordenadas pela sua posição relativa em cada subindicador e a variável de trabalho consiste apenas na posição dentro do ranking. Esse método tem o inconveniente de perder a informação da diferença absoluta entre os valores primários dos subindicadores.
- 2) **Padronização (z-scores):** consiste em converter os dados primários do subindicador em uma escala de média zero e desvio padrão 1. Um problema desse método é que resulta valores negativos para as piores distribuidoras, além de que valores extremos (*outliers*) exacerbam a diferença entre as distribuidoras, tendo um grande efeito para a composição do indicador global. É possível corrigir o problema de notas negativas, convertendo os dados para uma média igual ao menor valor de

cada subindicador, resultando intervalos diferentes de acordo com a distribuição dos dados. O método consiste na seguinte equação:

$$VN_{sd} = \frac{VP_{sd} - VM_s}{DP_s} \quad (3)$$

Onde:

VN_{sd} : Valor normalizado do subindicador “s”, da distribuidora “d”;

VP_{sd} : Valor primário do subindicador “s” da distribuidora “d”;

VM_s : Valor médio do subindicador “s”;

DP_s : Desvio padrão do subindicador “s”.

- 3) Min-Max: esse método normaliza os dados para terem valores entre 0 e 1, subtraindo o menor valor do subindicador da distribuidora e dividindo pela amplitude dos dados. Assim como o método z-score, valores extremos distorcem os dados de forma exagerada. Além disso, ao impor um intervalo entre 0 e 1, a normalização pelo min-max amplia o intervalo mesmo para aquele subindicador em que há pouca variabilidade. Os dados do subindicador IASC, por exemplo, têm intervalo entre 41,89% e 76,38%, e serão ampliados para entre 0 e 1.

$$VN_{sd} = \frac{VP_{sd} - Vm_s}{Vmax_s - Vm_s} \quad (4)$$

Onde:

VN_{sd} : Valor normalizado do subindicador “s”, da distribuidora “d”;

VP_{ds} : Valor primário do subindicador “s” da distribuidora “d”;

Vm_s : Valor mínimo do subindicador “s”;

$Vmax_s$: Valor máximo do subindicador “s”.

- 4) Distância para uma referência: consiste em calcular os valores dos subindicadores como proporção de uma referência, a qual pode ser um valor padrão do setor, a média do subindicador ou como referência do melhor valor entre as distribuidoras (um valor ótimo).

- 5) **Categorias:** consiste em definir grupos de categorias, numéricas ou qualitativas (ótimo, bom, regular, ruim), para determinadas faixas de valores. Tal método impõe subjetividade na definição do número de categorias e seus intervalos.
- 6) **Outros métodos:** métodos de tendência, em que se calcula a evolução percentual anual nos subindicadores, e outros métodos que analisam desvio em torno da média, dividindo grupo abaixo, em torno e acima da média.

Os métodos de normalização utilizados para simulação de ranking neste trabalho dissertativo são **ordenação, z-scores, min-max e distância para uma referência**. Ressalta-se que, para os subindicadores em que o menor valor primário consiste em nota de desempenho melhor, como Perdas e Custos Operacionais, a normalização foi invertida, de forma que a melhor distribuidora obtém nota máxima (no critério min-max, 1).

Para mitigar os problemas de dados extremos derivados da aplicação normalização por z-score e min-max, os dados dos subindicadores foram ajustados de forma a excluir, na normalização por esses dois métodos, as informações abaixo e acima dos percentis 2,5 e 97,5, conforme proposta de correção utilizada no Indicador de Sustentabilidade Ambiental⁹¹. Assim, caso o valor do subindicador para uma distribuidora esteja abaixo do percentil 2,5, será considerado para esse subindicador exatamente o valor de percentil 2,5. Caso esteja acima do percentil 97,5, será considerado o valor do percentil 97,5.

Para a normalização pela distância para uma referência, esta foi considerada o melhor valor entre as distribuidoras para cada subindicador, exceto para Endividamento e Lucratividade. O valor de referência para o subindicador Endividamento (Dívida Líquida/EBITDA) será zero a 3, ou seja, caso a relação entre Dívida Líquida/Ebitda esteja entre 0 e 3, é dada nota máxima (1) para a distribuidora. Para valores acima do referencial de 3, é calculada nota como proporção da distância para a referência.

Para o subindicador Lucratividade, o valor de referência consiste no custo de capital próprio regulatório do terceiro ciclo de revisões tarifárias, em termos reais

⁹¹ OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008. p. 84.

líquido de impostos, de 10,72%. Caso a distribuidora tenha relação Lucro/BRRL maior que 10,72%, é considerada nota máxima (1), e valores abaixo de 10,72% são calculados como proporção ao valor referência de 10,72%.

4.3.2 Agregação e ponderação

A agregação dos subindicadores em indicadores e em um indicador único pode ser feita sob diferentes formas. O método mais comum e simples consiste em agregar com a média não ponderada dos valores, o que resulta em pesos iguais para cada subindicador. Quando se propõe a definição de critérios de ponderação, ela deve ser de baixa complexidade e fácil entendimento, assim como de baixo grau de subjetividade. O processo de agregação é feito em dois níveis, primeiro para a agregação nos indicadores e, em seguida, nova agregação dos indicadores em Indicador de Desempenho Global.

Entre as formas de cálculo da média não ponderada considera-se, por simplicidade, apenas a média aritmética simples e a geométrica. As duas alternativas levantam a discussão a respeito da compensabilidade entre indicadores. Pelas propriedades matemáticas da média geométrica, uma distribuidora terá desempenho melhor do que outra se tiver notas de indicadores com pouca variação. Como exemplo, caso as notas dos indicadores da distribuidora A sejam 1, 1, 1 e 0,2, e a distribuidora B tenha notas 0,8, 0,8, 0,8 e 0,8, a média aritmética será igual para as duas, mas a média geométrica será maior para a distribuidora de valores mais estáveis: 0,6687 para a distribuidora A e 0,8 para a distribuidora B. De maneira geral, é possível concluir que a média aritmética permite que uma nota ruim em um subindicador seja compensado com nota boa em outro, e que a melhora em qualquer subindicador terá o mesmo impacto no indicador, já o cálculo pela média geométrica dá maior incentivo para a distribuidora melhorar o desempenho no indicador de pior nota, dado que o benefício marginal da melhoria será maior que nos outros.

Além da agregação por pesos iguais (por média), é simulada, neste estudo dissertativo, a construção de pesos com base em critério de maximização do resultado individual da distribuidora. Esse procedimento é utilizado no método

Benefit of the doubt approach with DEA⁹², na tradução literal método do benefício da dúvida com DEA – DEA/BD, o qual utiliza de análise de benchmarking semelhante ao modelo Data Envelopment Analysis - DEA⁹³.

Em resumo, esse método aplica o ferramental do DEA para ponderação de indicadores, aqui chamado de DEA/BD, e não impõe pesos semelhantes para as distribuidoras: os pesos são específicos para cada distribuidora e são resultado do seguinte processo de maximização linear:

$$\max_{P_{id}} \sum_{d=1}^n (\sum_{i=1}^n VN_{id} * P_{id}) \quad (5)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{i=1}^n VN_{id} * P_{id} \leq 1 \quad \forall d = 1, \dots, n$$

$$P_{id} \geq 0 \quad \forall d = 1, \dots, n; \forall i = 1, \dots, n$$

Onde:

VN_{id} : Valor normalizado⁹⁴ do indicador “i”, da distribuidora “d”, calculado pela média dos valores normalizados dos subindicadores de cada indicador;

P_{id} : Peso do indicador “i” da distribuidora “d”, a ser maximizado.

Uma das vantagens do método DEA/BD é que ele é sensível às prioridades definidas pela própria distribuidora, ou seja, caso a distribuidora opte por ter uma estrutura de capital muito alavancada (acima do ótimo regulatório), a fim de aumentar sua lucratividade, o critério de maximização pelo método DEA/DB dará um peso maior para o indicador de Regularidade (composto pelo subindicador lucratividade) e menor para o indicador Eficiência (composto pelo subindicador estrutura de capital). No mesmo sentido, caso a distribuidora deteriore seus padrões de qualidade a fim de ter uma eficiência de custo operacional melhor, maior peso será dado para o indicador Eficiência.

⁹² CHERCHYE, L.; KUOSMANEN, T. *Benchmarking sustainable development: A synthetic meta-index approach*. Research Paper. UNU-WIDER, United Nations University (UNU). No. 2004/28, ISBN 9291906158. 2004.

⁹³ COELLI, Tim; et al. *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Massachusetts: KAP, 1998.

⁹⁴ É possível o cálculo do DEA/BD apenas pelos métodos de normalização min-max e distância para referência, em razão da escala dos dados entre zero e 1 (um).

Além disso, há um argumento político muito importante: nenhuma distribuidora poderá reclamar que o desempenho comparativo está prejudicado pela ponderação dos indicadores, pois os pesos são definidos de forma a maximizar a nota geral da distribuidora. Por esse motivo, diversos índices para comparação de países utilizam desse método, citam-se o Indicador de Desenvolvimento Humano, Indicador de Desenvolvimento Sustentável, Indicador de Inclusão Social, Indicador de Desempenho Macroeconômico e Indicador de Desemprego⁹⁵.

Por outro lado, um ponto a desfavor do método é que, assim como o modelo de análise de eficiência DEA, há um viés para aumentar a nota global de todas as distribuidoras, pois os pesos são específicos para cada uma⁹⁶. Em verdade, caso não haja nenhuma restrição adicional à otimização linear da equação 5, será atribuído peso máximo, ou 1 (um), para o indicador de melhor nota, e 0 (zero) para todos os demais indicadores, o que não é razoável para o propósito de comparar desempenhos.

Por esse motivo, ao definir o mecanismo de maximização do indicador composto, utiliza-se de restrições adicionais para a diferença de pesos entre os indicadores e distribuidoras. Cherchye⁹⁷ propõe que a diferença entre o peso atribuído para um indicador seja no máximo 3 vezes o peso atribuído por outra distribuidora. No Handbook on Constructing Composite Indicators⁹⁸, para a definição do Technology Achievement Index, havendo 8 indicadores diferentes, define-se um intervalo para os pesos de não menos que 10% e não mais que 15% da ponderação total.

Para a simulação do Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica pelo método DEA/BD, além das restrições mencionadas na equação 5, consideram-se dois cenários para a ponderação entre os 4 (quatro) indicadores: 1) restrição com menor peso de 20% e maior de 30%; e 2) restrição com maior peso

⁹⁵ OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008. p. 101.

⁹⁶ Nesse sentido, afirma Cherchye (2004): “Of course, a possible criticism of this benefit-of-the-doubt approach is that it makes SD performance ‘look better’ than what it really is, since the selected weights can deviate from the ‘true’ (but unknown) priorities.”

⁹⁷ CHERCHYE, L.; KUOSMANEN, T. *Benchmarking sustainable development: A synthetic meta-index approach*. Research Paper. UNU-WIDER, United Nations University (UNU). No. 2004/28, ISBN 9291906158. 2004. p. 12.

⁹⁸ OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008. p. 94.

não maior do que 4 vezes o menor peso. Assim, as restrições adicionais à equação 5 são as seguintes:

$$\text{Cenário 1: } 20\% \leq P_{id} \leq 30\% \quad \forall d = 1, \dots, n; \forall i = 1, \dots, n$$

$$\text{Cenário 2: } 10\% \leq P_{id} \leq 40\% \quad \forall d = 1, \dots, n; \forall i = 1, \dots, n$$

Além da média (simples, geométrica e outras) e do DEA/BD, o Handbook (2008) descreve ainda os seguintes métodos para definição de pesos: análise de componentes principais, na sigla em inglês PCA, como procedimento de análise fatorial – FA; modelos de componentes não observados (análise de regressão); e métodos de construção de pesos baseado em pesquisas de opinião junto a técnicos do setor, agentes, etc.

Os modelos PCA e FA aplicados para construção de pesos, aqui nomeado de PCA/FA, são procedimentos matemáticos de transformação ortogonal para descobrir a estrutura dos dados, convertendo um conjunto de variáveis correlacionadas em um conjunto menor de componentes principais. A escolha da quantidade de componentes principais, ou fatores, é determinada pelo poder explicativo dos fatores. O primeiro fator compreende a maior parcela de variância dos dados, o que permite reduzir o universo de dados para facilitar a análise e conclusões⁹⁹.

Os demais métodos, baseados em pesquisa de opinião junto a um público de escolha, consistem em procedimentos que vão além do objetivo deste estudo dissertativo.

A tabela a seguir apresenta matriz de correlação dos subindicadores, calculada pelo coeficiente de correlação de Pearson e com valores normalizados pelo método min-max, com os valores de fraca correlação (entre -0,3 e 0,3) marcados em vermelho.

⁹⁹ Para explicação didática do método PCA/FA, ver OECD (2008).

Tabela 6: Matriz de correlação de subindicadores

INDICADOR		Eficiência			Qualidade				Atualidade		Regularidade	
INDICADOR	SUBINDICADOR	CO	P	EC	DEC	FEC	ICC	IASC	I	U	E	L
Eficiência e Modicidade	Custos Operacionais		0,40	-0,14	0,21	0,27	0,29	0,44	-0,11	0,20	0,66	0,75
	Perdas	0,40		-0,13	0,42	0,26	0,58	0,51	-0,06	0,33	0,72	0,56
	Estrutura de Capital	-0,14	-0,13		-0,22	-0,03	-0,20	-0,26	-0,14	0,07	-0,17	-0,19
Qualidade	DEC	0,21	0,42	-0,22		0,73	0,22	0,37	0,33	0,27	0,40	0,31
	FEC	0,27	0,26	-0,03	0,73		0,18	0,27	0,22	0,23	0,37	0,28
	ICC	0,29	0,58	-0,20	0,22	0,18		0,28	0,01	0,16	0,47	0,28
	IASC	0,44	0,51	-0,26	0,37	0,27	0,28		-0,06	0,53	0,68	0,62
Atualidade e Generalidade	Investimentos	-0,11	-0,06	-0,14	0,33	0,22	0,01	-0,06		0,08	-0,11	-0,22
	Universalização	0,20	0,33	0,07	0,27	0,23	0,16	0,53	0,08		0,51	0,38
Regularidade	Endividamento	0,66	0,72	-0,17	0,40	0,37	0,47	0,68	-0,11	0,51		0,78
	Lucratividade	0,75	0,56	-0,19	0,31	0,28	0,28	0,62	-0,22	0,38	0,78	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como se vê na tabela 6, prepondera fraca correlação entre os subindicadores, em destaque para Estrutura de Capital, com fraca correlação para todos os demais subindicadores, e Investimentos (BRRL/BRRB), com correlação relevante apenas para DEC. Ressalta-se que, mesmo entre subindicadores componentes de idêntico indicador, observa-se pouca relação entre as variáveis, em especial ICC e IASC, que não apresentam correlação significativa entre si e com os demais subindicadores de qualidade, DEC e FEC.

Pode-se considerar que a fraca correlação geral é ponto favorável para a construção do Indicador de Desempenho Global, na medida em que é sinal de que

se está medindo dimensões diferentes do serviço de distribuição de energia elétrica, os quais, em conjunto, formam o conceito da prestação do serviço adequado.

As correlações fortes, acima de 0,70, consistem em Custos Operacionais e Lucratividade (0,75), DEC e FEC (0,73), Endividamento e Lucratividade (0,78) e Perdas e Endividamento (0,72). É decorrência lógica que Custos Operacionais e Lucratividade tenham alta correlação, dado que, ao incorrer em custos menores que o valor regulatório, tudo o mais constante, resulta em maior lucro. DEC e FEC, apesar de refletirem aspectos diferentes da qualidade da continuidade, têm origem em mesmo problema, a interrupção no serviço. Endividamento e Lucratividade refletem o fato de que empresa com elevado lucro também tem, por óbvio, maior geração de caixa Ebitda, e, portanto melhor nota no subindicador Endividamento. Já para a correlação Perdas e Endividamento, não sendo possível concluir pela causalidade apenas com a estatística de correlação, não há como afirmar se as perdas não técnicas são maiores em razão da falta de recursos financeiros para o combate às fraudes na rede de energia ou se as perdas acima do nível regulatório é que levam a maior endividamento.

4.4 ANÁLISE DE INCERTEZA

Para analisar a robustez do Indicador de Desempenho Global, é necessário testar a estabilidade do ranking, que será feito por meio da comparação entre os resultados de diferentes métodos de normalização e ponderação, assim como com a eliminação de subindicadores, a fim de apontar o efeito de cada um sobre o índice composto. Em seguida, no capítulo 5, são apresentadas as mudanças de posições por distribuidora e a escolha de um ranking único representativo do desempenho das distribuidoras.

Na tabela 7, são apontadas as simulações possíveis com a expressão “sim”, assim como as simulações em que não é viável a conjugação de um método de normalização com o de agregação (expressão “não”). Os resultados das combinações de normalização e agregação, apontadas como “sim” na tabela 7, são apresentadas no capítulo seguinte.

Tabela 7: Critérios de normalização e ponderação para simulação de ranking

		Critérios de Normalização			
		Ordenação	Min-Max	Z-scores	Distância para Referência
Critérios de Ponderação	Pesos iguais (média aritmética simples)	Sim	Sim	Sim	Sim
	Pesos iguais (média geométrica)	Sim	Sim	Não	Sim
	DEA/BD (20%<p<30%)	Não	Sim	Não	Sim
	DEA/BD (10%<p<40%)	Não	Sim	Não	Sim
	PCA/FA	Não	Sim	Não	Sim

Fonte: Elaborado pelo autor.

Capítulo 5 – RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os rankings de desempenho calculados sob diferentes métodos de normalização e ponderação, escolhido um ranking representativo do setor e apresentado algumas propostas para decisões regulatórias e políticas relativas à renovação e prorrogação de contratos, intervenção e caducidade e fiscalização.

5.1 RANKINGS DE DESEMPENHO POR DIFERENTES MÉTODOS DE NORMALIZAÇÃO, AGREGAÇÃO E PONDERAÇÃO

A tabela a seguir apresenta a nota do Indicador de Desempenho Global de cada distribuidora em diferentes critérios de normalização e ponderação. Conforme já relatado, o nome completo de cada distribuidora e sigla correspondente estão disponíveis no Apêndice B deste documento.

Para apresentação dos dados, foram nomeadas as simulações da seguinte forma:

- a) Cenário 1.1: normalização com ordenação; ponderação com média aritmética simples das posições nos indicadores;
- b) Cenário 1.2: normalização com ordenação; ponderação com média geométrica das posições nos indicadores;
- c) Cenário 2.1: normalização com min-max; ponderação com média aritmética simples;
- d) Cenário 2.2: normalização com min-max; ponderação com média geométrica;
- e) Cenário 2.3: normalização com min-max; ponderação com DEA/BD $20\% < p < 30\%$;
- f) Cenário 2.4: normalização com min-max; ponderação com DEA/BD $10\% < p < 40\%$;
- g) Cenário 3.1: normalização com z-scores; ponderação com média aritmética simples;
- h) Cenário 4.1: normalização com distância para referência; ponderação com média aritmética simples;
- i) Cenário 4.2: normalização com distância para referência; ponderação com média geométrica;
- j) Cenário 4.3: normalização com distância para referência; ponderação com DEA/BD $20\% < p < 30\%$;
- k) Cenário 4.4: Normalização com distância para referência; ponderação com DEA/BD $10\% < p < 40\%$;

- l) Cenário 4.5: Ponderação com PCA/FA. Em vista desse critério de ponderação definir pesos de acordo com a correlação dos subindicadores com os componentes principais (fatores) e da complexidade do procedimento, a simulação será realizada apenas para os dados normalizados pelo critério escolhido como representativo do indicador global, apresentado ao final.

Tabela 8: Notas das distribuidoras no Indicador de Desempenho Global por cenário de normalização e ponderação

Distribuidora	Cenários										
	1.1	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	3.1	4.1	4.2	4.3	4.4
MUX-Energia	52	48	0,90	0,80	0,92	0,95	1,08	0,88	0,84	0,90	0,95
COSERN	47	46	0,81	0,79	0,83	0,86	0,62	0,80	0,77	0,84	0,88
CLFM	47	42	0,78	0,66	0,80	0,85	0,57	0,82	0,79	0,82	0,87
COELCE	47	46	0,81	0,80	0,82	0,83	0,64	0,83	0,80	0,85	0,92
HIDROPAN	46	42	0,83	0,72	0,85	0,90	0,80	0,82	0,77	0,85	0,89
EBO	46	44	0,73	0,70	0,76	0,81	0,39	0,78	0,75	0,79	0,83
DMEPC	43	39	0,76	0,70	0,78	0,82	0,47	0,79	0,76	0,81	0,85
ELFSM	44	41	0,74	0,71	0,76	0,80	0,39	0,79	0,77	0,81	0,86
EPB	44	41	0,74	0,73	0,76	0,79	0,39	0,75	0,69	0,81	0,86
CSPE	42	39	0,74	0,65	0,75	0,78	0,38	0,79	0,75	0,80	0,84
CPEE	42	37	0,74	0,60	0,76	0,79	0,42	0,80	0,75	0,81	0,87
DEMEI	41	30	0,74	0,70	0,77	0,83	0,41	0,74	0,69	0,80	0,85
COELBA	42	40	0,75	0,72	0,78	0,85	0,37	0,79	0,76	0,82	0,87
EFLJC	40	30	0,69	0,56	0,72	0,77	0,21	0,65	0,62	0,77	0,84
UHENPAL	40	37	0,73	0,66	0,75	0,80	0,34	0,76	0,72	0,79	0,85
ELEKTRO	40	35	0,75	0,66	0,77	0,82	0,34	0,77	0,73	0,83	0,89
CEMAR	40	33	0,72	0,67	0,74	0,79	0,29	0,77	0,69	0,78	0,85
CJE	40	34	0,61	0,42	0,66	0,75	-0,04	0,69	0,63	0,64	0,69
RGE	40	37	0,70	0,68	0,73	0,79	0,21	0,74	0,68	0,78	0,86
CPFL - Paulista	39	34	0,70	0,61	0,71	0,74	0,22	0,80	0,77	0,78	0,85
CHESP	39	34	0,72	0,68	0,74	0,78	0,26	0,74	0,69	0,78	0,83
CLFSC	40	31	0,66	0,50	0,70	0,77	0,12	0,72	0,69	0,73	0,80
CFLO	38	31	0,69	0,58	0,72	0,77	0,21	0,75	0,71	0,76	0,81
SULGIPE	37	32	0,69	0,59	0,72	0,77	0,17	0,75	0,70	0,76	0,82
EFLUL	37	28	0,71	0,67	0,73	0,77	0,26	0,67	0,54	0,77	0,82
CPFL - Piratininga	37	34	0,75	0,70	0,77	0,81	0,36	0,79	0,74	0,82	0,86
BANDEIRANTE	37	34	0,75	0,70	0,77	0,81	0,32	0,78	0,72	0,82	0,88
ENF	37	34	0,73	0,70	0,75	0,78	0,30	0,78	0,76	0,79	0,84
FORCEL	36	27	0,68	0,43	0,70	0,74	0,16	0,71	0,62	0,75	0,80
EDEVP	36	31	0,66	0,56	0,68	0,73	0,06	0,73	0,70	0,73	0,81
AMPLA	35	30	0,74	0,70	0,76	0,79	0,30	0,78	0,73	0,81	0,87
CELPE	35	31	0,73	0,71	0,74	0,75	0,30	0,75	0,68	0,79	0,85
EMG	35	29	0,67	0,55	0,69	0,72	0,10	0,73	0,69	0,75	0,82

Distribuidora	Cenários										
	1.1	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	3.1	4.1	4.2	4.3	4.4
ESE	34	30	0,68	0,61	0,69	0,73	0,13	0,76	0,73	0,74	0,78
COPEL	34	22	0,68	0,65	0,70	0,74	0,05	0,70	0,66	0,75	0,80
ENERSUL	33	29	0,71	0,69	0,72	0,75	0,20	0,73	0,66	0,78	0,85
ESCELSA	33	29	0,71	0,68	0,73	0,76	0,19	0,73	0,68	0,78	0,83
ELETROPAULO	32	26	0,64	0,53	0,66	0,70	-0,02	0,73	0,68	0,70	0,77
AES-SUL	32	29	0,66	0,62	0,68	0,71	0,03	0,71	0,63	0,73	0,81
ELETROCAR	32	27	0,69	0,66	0,70	0,73	0,14	0,62	0,58	0,76	0,82
CELESC	32	25	0,67	0,60	0,67	0,68	0,04	0,62	0,58	0,72	0,75
CNEE	32	28	0,58	0,51	0,61	0,67	-0,19	0,68	0,66	0,57	0,64
IENERGIA	31	25	0,65	0,49	0,66	0,69	-0,05	0,68	0,64	0,69	0,73
COCEL	29	21	0,62	0,39	0,64	0,68	-0,13	0,70	0,66	0,67	0,72
EEB	29	26	0,65	0,60	0,66	0,68	0,03	0,59	0,55	0,71	0,76
CEMAT	29	24	0,65	0,60	0,67	0,72	0,02	0,64	0,60	0,71	0,76
Boa Vista	30	12	0,47	0,00	0,52	0,61	-0,64	0,49	0,23	0,55	0,66
CEMIG-D	29	23	0,67	0,55	0,69	0,73	0,02	0,71	0,67	0,75	0,83
LIGHT	29	23	0,63	0,57	0,65	0,69	-0,11	0,67	0,61	0,68	0,76
CELTINS	28	19	0,52	0,36	0,58	0,68	-0,48	0,69	0,65	0,56	0,63
CAIUÁ	27	19	0,53	0,46	0,54	0,57	-0,48	0,53	0,47	0,57	0,64
COOPERALIANÇA	26	19	0,60	0,49	0,63	0,69	-0,17	0,54	0,42	0,63	0,67
CEB	25	18	0,60	0,54	0,62	0,66	-0,27	0,52	0,44	0,62	0,68
CERON	24	16	0,40	0,37	0,41	0,42	-0,93	0,42	0,29	0,46	0,54
AME	21	6	0,24	0,00	0,26	0,30	-1,65	0,37	0,17	0,41	0,47
CELG	21	14	0,44	0,39	0,45	0,47	-0,84	0,48	0,41	0,51	0,58
CEEE	19	10	0,42	0,28	0,45	0,50	-0,93	0,43	0,20	0,47	0,56
CELPA	20	10	0,32	0,27	0,35	0,42	-1,26	0,38	0,26	0,42	0,50
ELETROACRE	20	10	0,30	0,16	0,31	0,34	-1,29	0,37	0,20	0,41	0,48
CEAL	18	8	0,37	0,32	0,39	0,44	-1,16	0,42	0,18	0,45	0,53
CEPISA	16	9	0,22	0,16	0,24	0,29	-1,67	0,35	0,25	0,37	0,42

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o objetivo de não beneficiar as distribuidoras com grande variação entre as notas dos subindicadores, no momento da aplicação da média geométrica para as notas normalizadas pelo critério da ordenação, as posições/ordens das distribuidoras foram invertidas de forma que a melhor distribuidora obtém nota 61, e a pior nota 1 (um). Assim, as distribuidoras com grande variação de notas entre indicadores e subindicadores têm média geométrica menor do que outras distribuidoras de notas mais estáveis, tudo o mais constante, para todos os tipos de normalização aplicados.

A seguir, são apresentadas as posições relativas de cada distribuidora para cada cenário de normalização e ponderação, assim como a posição média para todos os cenários testados.

Tabela 9: Posições das distribuidoras no Indicador de Desempenho Global por cenário de normalização e ponderação

Distribuidora	Cenários											Média
	1.1	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	3.1	4.1	4.2	4.3	4.4	
MUX-Energia	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
COELCE	4	3	4	1	4	6	3	2	2	2	2	2
COSERN	2	2	3	3	3	3	4	5	4	4	5	3
HIDROPAN	6	6	2	5	2	2	2	4	6	3	3	4
CLFM	3	5	5	23	5	4	5	3	3	6	9	5
COELBA	12	9	8	6	6	5	13	11	8	8	10	6
DMEPC	9	11	6	12	7	9	6	9	10	10	20	7
ELFSM	7	7	12	8	12	14	10	10	7	14	14	8
EPB	8	8	11	4	13	16	9	22	24	11	12	9
ELEKTRO	18	15	9	25	8	8	15	17	15	5	4	10
CPFL - Piratininga	27	20	7	10	10	11	14	12	14	9	11	11
CPEE	10	13	13	32	15	18	7	7	11	12	8	12
EBO	5	4	18	14	14	12	11	16	13	19	26	13
BANDEIRANTE	26	21	10	11	11	10	17	15	18	7	6	13
CSPE	11	10	16	27	18	21	12	8	12	16	23	15
DEMEI	13	29	15	13	9	7	8	27	26	15	15	16
UHENPAL	14	14	20	22	17	13	16	19	19	20	18	17
AMPLA	31	31	14	15	16	17	20	14	17	13	7	18
ENF	28	19	17	9	19	22	19	13	9	17	24	19
CEMAR	19	22	22	21	20	19	21	18	23	21	17	20
RGE	17	12	26	19	23	15	27	25	30	23	13	21
CPFL - Paulista	21	16	27	30	30	32	24	6	5	26	16	22
CELPE	32	25	19	7	21	29	18	24	31	18	21	23
CHESP	22	17	21	18	22	20	22	26	25	25	28	24
CFLO	23	24	29	36	28	26	25	21	20	31	34	25
ENERSUL	36	34	24	16	26	31	28	28	34	22	19	26
SULGIPE	25	23	30	35	29	27	30	23	21	29	29	27
ESCELSA	37	32	23	17	25	28	29	32	32	24	25	28
EFLJC	16	28	28	39	27	23	26	45	43	27	22	29
EFLUL	24	37	25	20	24	25	23	44	49	28	30	30
ESE	35	30	34	29	35	35	33	20	16	36	39	31
CLFSC	20	27	38	45	32	24	34	33	28	37	37	32
EDEVP	30	26	40	38	38	36	36	29	22	39	33	33

Distribuidora	Cenários											Média
	1.1	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	3.1	4.1	4.2	4.3	4.4	
EMG	33	33	35	40	37	39	35	30	27	35	32	34
COPEL	34	47	33	26	33	34	37	37	35	34	36	35
FORCEL	29	39	32	49	31	33	31	35	42	32	38	36
ELETROCAR	40	38	31	24	34	37	32	47	47	30	31	36
AES-SUL	39	35	39	28	39	41	39	36	40	38	35	38
CEMIG-D	48	45	36	41	36	38	41	34	33	33	27	39
CJE	15	18	47	50	45	30	44	40	41	47	47	40
ELETROPAULO	38	41	44	43	42	42	43	31	29	43	40	41
CELESC	42	42	37	31	41	49	38	48	46	40	44	42
CEMAT	47	44	42	33	40	40	42	46	45	41	41	43
EEB	45	40	41	34	43	47	40	49	48	42	42	44
IENERGIA	43	43	43	46	44	45	45	42	39	44	45	45
LIGHT	49	46	45	37	46	44	46	43	44	45	43	46
CNEE	40	36	50	44	50	50	49	41	36	50	52	47
COCEL	46	48	46	52	47	48	47	38	37	46	46	48
COOPERALIANÇA	52	50	48	47	48	43	48	50	52	48	49	49
CELTINS	50	51	52	54	51	46	52	39	38	52	53	50
CEB	53	52	49	42	49	51	50	52	51	49	48	51
CAIUÁ	51	49	51	48	52	53	51	51	50	51	51	52
Boa Vista	44	55	53	60	53	52	53	53	57	53	50	53
CELG	55	54	54	51	54	55	54	54	53	54	54	54
CERON	54	53	56	53	56	57	56	57	54	56	56	55
CEEE	59	57	55	56	55	54	55	55	59	55	55	56
CEAL	60	60	57	55	57	56	57	56	60	57	57	57
CELPA	57	58	58	57	58	58	58	58	55	58	58	58
ELETROACRE	57	56	59	58	59	59	59	60	58	59	59	59
AME	56	61	60	60	60	60	60	59	61	60	60	60
CEPISA	61	59	61	59	61	61	61	61	56	61	61	61

Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da distribuição dos dados entre os cenários permite concluir que há maior estabilidade de posições para as distribuidoras de melhor e pior colocação. A tabela seguinte apresenta o cálculo da maior diferença de posições das distribuidoras entre os cenários testados e o desvio padrão das posições, em escala de cinza, de forma que mais escuro representa maior variação entre os cenários.

Tabela 10: Variação nas posições nos diferentes cenários de ranking de desempenho

Distribuidora	Posição Média	Maior diferença	Desv. Padrao
MUX-Energia	1	1	0,30
COELCE	2	5	1,41
COSERN	3	3	1,04
HIDROPAN	4	4	1,74
CLFM	5	20	5,75
COELBA	6	8	2,57
DMEPC	7	14	3,86
ELFSM	8	7	2,91
EPB	9	20	6,04
ELEKTRO	10	21	6,38
CPFL - Piratininga	11	20	5,71
CPEE	12	25	7,07
EBO	13	22	6,19
BANDEIRANTE	13	20	6,18
CSPE	15	19	5,96
DEMEI	16	22	7,78
UHENPAL	17	9	2,91
AMPLA	18	24	7,31
ENF	19	19	5,86
CEMAR	20	6	1,85
RGE	21	18	6,06
CPFL - Paulista	22	27	9,40
CELPE	23	25	7,14
CHESP	24	11	3,38
CFLO	25	16	5,16
ENERSUL	26	20	6,46
SULGIPE	27	14	4,06
ESCELSA	28	20	5,55
EFLJC	29	29	9,07
EFLUL	30	29	9,39
ESE	31	23	7,08
CLFSC	32	25	7,13
EDEVP	33	18	5,89
EMG	34	13	3,79
COPEL	35	21	4,95
FORCEL	36	20	5,97
ELETROCAR	36	23	7,15
AES-SUL	38	13	3,63
CEMIG-D	39	21	5,99
CJE	40	35	12,14
ELETROPAULO	41	15	5,07

Distribuidora	Posição Média	Maior diferença	Desv. Padrao
CELESC	42	18	5,20
CEMAT	43	14	3,81
EEB	44	15	4,31
IENERGIA	45	7	1,92
LIGHT	46	12	2,98
CNEE	47	16	6,07
COCEL	48	15	4,34
COOPERALIANÇA	49	9	2,50
CELTINS	50	16	5,54
CEB	51	11	2,98
CAIUÁ	52	5	1,35
Boa Vista	53	16	4,00
CELG	54	4	1,08
CERON	55	4	1,49
CEEE	56	5	1,70
CEAL	57	5	1,75
CELPA	58	3	0,93
ELETROACRE	59	4	1,13
AME	60	5	1,35
CEPISA	61	5	1,60

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como se percebe, as quatro primeiras posições e as oito últimas têm pouca variação entre cenários, com desvio padrão entre zero e duas posições. Os dados indicam que, para qualquer cenário escolhido para a normalização e ponderação, distribuidoras como CEPISA, AME, Eletroacre, CELPA e CEAL estão entre as seis últimas posições. Por outro lado, em todos os cenários testados, exceto um (2.2), a distribuidora MUX-Energia alcança a primeira posição.

A aplicação do método DEA/BD (cenários 2.3, 2.4, 4.3 e 4.4), ou seja, uma definição endógena dos pesos de acordo com a maximização da nota de cada distribuidora, não alterou substancialmente o desempenho comparativo das distribuidoras. Pelo contrário, tal método resultou posições das distribuidoras próximas à média de posições entre os cenários testados, conforme figura a seguir, que apresenta o desvio padrão das diferenças de posições das distribuidoras em relação à média das posições nos diferentes cenários.

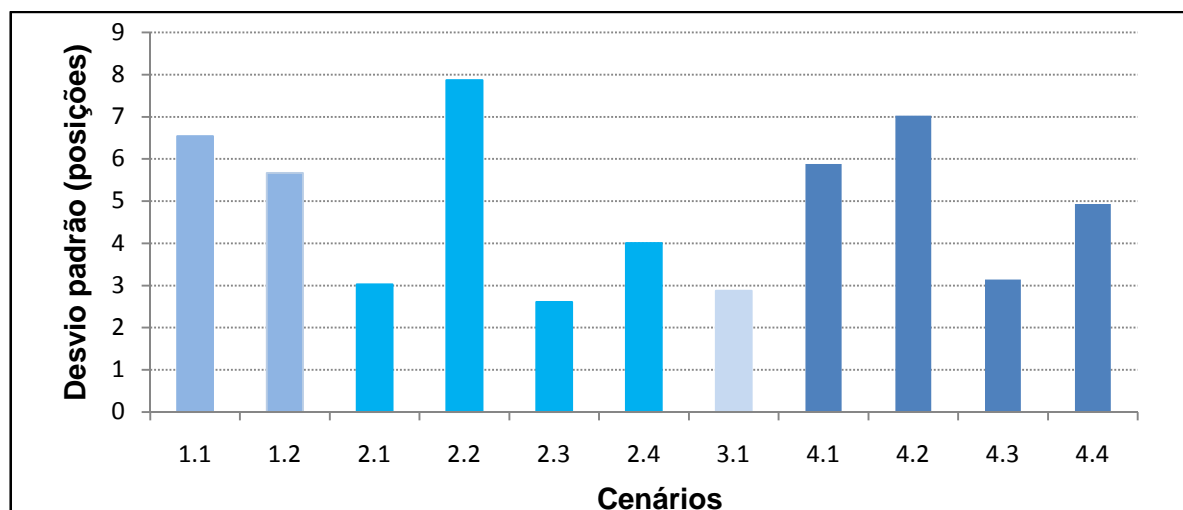


Figura 11: Desvio padrão das diferenças de posições em relação à média por cenário

Fonte: Elaborado pelo autor.

O cálculo do Indicador de Desempenho Global com a ponderação pelo método DEA/BD resultou, como esperado, em pesos diferentes entre as distribuidoras. Ressalta-se que as 10 piores colocadas, em regra, deram maior ponderação para o indicador Eficiência, em detrimento da Regularidade, enquanto as 10 melhores posicionadas atribuíram maior peso para Regularidade, em detrimento da Qualidade. A distribuição de pesos para o cenário 2.4, normalização por min-max e ponderação por DEA/BD com pesos entre 10% e 40%, para as 10 melhores e 10 piores em termos de posição média nos diversos cenários, foi a seguinte:

Tabela 11: Ponderação pelo critério DEA/BD para distribuidoras selecionadas

DISTRIBUIDORA		PONDERAÇÃO			
		Eficiência	Qualidade	Atualidade	Regularidade
Primeiras posições	MUX-Energia	10%	10%	40%	40%
	COELCE	40%	10%	10%	40%
	HIDROPAN	10%	40%	40%	10%
	COSERN	40%	10%	10%	40%
	CLFM	10%	40%	10%	40%
	COELBA	40%	10%	10%	40%
	DMEPC	10%	10%	40%	40%
	ELFSM	10%	10%	40%	40%
	EBO	40%	10%	10%	40%
	EPB	40%	10%	10%	40%

DISTRIBUIDORA		PONDERAÇÃO			
		Eficiência	Qualidade	Atualidade	Regularidade
	CPEE	10%	40%	10%	40%
Últimas posições	CAIUÁ	40%	40%	10%	10%
	Boa Vista	10%	40%	40%	10%
	CELG	40%	40%	10%	10%
	CERON	10%	40%	40%	10%
	CEEE	40%	10%	40%	10%
	CELPA	40%	10%	40%	10%
	CEAL	40%	10%	40%	10%
	ELETROACRE	40%	40%	10%	10%
	AME	10%	40%	40%	10%
	CEPISA	40%	10%	10%	40%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra simulação para a ponderação pelo método DEA/BD consiste em calcular os pesos de forma a maximizar a nota relativa, e não a nota absoluta, como apresentado acima. Ou seja, calcular uma ponderação para uma distribuidora que, aplicada a todas as empresas, resultaria em posição relativa melhor do que qualquer outra forma de ponderação. Em verdade, os modelos de análise de eficiência a partir do DEA utilizam tal procedimento, considerando nota máxima (1,00) para a empresa de melhor nota em cada ponderação possível. Caso o método DEA/BD seja calculado essa forma, não há alteração significativa entre as nove últimas posições, e apenas uma substituição entre as cinco primeiras colocadas, em relação ao método DEA/BD pela maximização da nota absoluta. No entanto, os pesos são alterados: as piores distribuidoras atribuem maior peso ao indicador Atualidade/Generalidade; as melhores distribuidoras atribuem maior peso ao indicador Eficiência e menor peso à Atualidade/Generalidade.

Para analisar a sensibilidade do ranking do Indicador de Desempenho Global quanto à exclusão de subindicadores, a partir das notas obtidas com o cenário 2.1 (normalização por min-max e agregação por média aritmética) foram retirados individualmente cada subindicador, de forma a obter o percentual de alteração nas posições. O efeito da exclusão de cada subindicador em cada distribuidora é demonstrado na tabela a seguir, em escala de cinza para a quantidade de posições alteradas.

Tabela 12: Efeito da exclusão de subindicadores em cada distribuidora

Distribuidora	Cenário 2.1	Eficiência			Qualidade				Atualidade		Regularidade	
		CO	P	EC	DEC	FEC	ICC	IASC	I	U	E	L
MUX-Energia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDROPAN	2	-1	-2	0	-1	0	0	-1	-4	0	0	0
COSERN	3	1	1	-3	1	0	0	-1	1	-1	0	-1
COELCE	4	0	1	0	0	0	0	2	1	1	0	1
CLFM	5	-8	-1	2	0	0	0	0	1	-4	0	-1
DMEPC	6	1	-12	-3	0	0	-2	-2	-11	1	-9	1
CPFL - Piratininga	7	-3	0	-9	-3	0	-8	-5	0	-16	0	-5
COELBA	8	-1	0	-10	-1	-5	-1	-1	-16	2	-3	-2
ELEKTRO	9	-5	0	-6	2	1	-2	-9	4	-19	-3	-2
BANDEIRANTE	10	2	5	-17	2	1	-6	-4	2	-12	-4	2
EPB	11	-1	-1	0	-2	-8	5	-6	-9	3	1	-3
ELFSM	12	1	-8	2	-4	-2	-6	6	-6	0	-4	5
CPEE	13	-15	-4	8	1	2	-1	-9	-10	2	5	-7
AMPLA	14	7	4	-15	3	-3	-9	7	-13	7	-4	5
DEMEI	15	-10	-8	8	1	5	2	-8	-1	1	9	-9
CSPE	16	-14	0	8	1	0	-4	5	6	-4	3	-2
ENF	17	11	2	-8	0	2	-5	2	2	2	0	4
EBO	18	2	-3	5	-1	0	6	-2	-11	8	9	-7
CELPE	19	0	8	-2	1	-6	9	3	5	-2	-1	4
UHENPAL	20	3	-5	8	0	-3	3	10	11	-6	1	1
CHESP	21	0	-3	2	-3	9	-3	-3	-7	4	-3	0
CEMAR	22	-2	3	-8	-13	-12	15	9	-12	9	0	-4
ESCELSA	23	5	9	-13	2	2	-4	2	2	-2	-2	1
ENERSUL	24	2	11	-14	1	0	-1	5	-2	0	-2	1
EFLUL	25	-1	-5	11	3	5	-1	-3	-8	7	-7	9
RGE	26	-3	4	-7	0	-3	5	-3	-15	10	-1	-2
CPFL - Paulista	27	-5	-2	10	2	5	-2	1	15	-7	4	-5
EFLJC	28	8	-11	5	1	0	0	1	-16	9	-11	11
CFLO	29	-2	-3	9	0	2	-4	4	16	-8	8	-9
SULGIPE	30	-3	-3	6	-3	4	-2	0	11	-6	0	0
ELETROCAR	31	-3	4	0	3	1	0	-5	-9	2	0	0
FORCEL	32	-9	1	10	-9	-6	13	1	0	2	-5	5
COPEL	33	10	7	-12	-1	0	-2	0	22	-14	-3	4
ESE	34	-1	-4	8	4	-2	-4	2	-1	3	6	-2
EMG	35	-4	0	7	4	3	-2	-5	10	-7	6	-4
CEMIG-D	36	9	8	-10	4	1	-3	-2	14	-9	1	3
CELESC	37	22	0	-11	1	0	3	0	6	2	3	2
CLFSC	38	-6	2	6	-1	-3	2	3	-5	6	5	-4
AES-SUL	39	1	5	0	1	0	9	-3	3	1	-1	5
EDEVP	40	-3	-2	6	-2	0	0	1	1	0	-2	0
EEB	41	-1	-3	6	4	-2	0	0	-1	0	3	-2
CEMAT	42	-3	2	5	-2	-2	0	8	-3	9	-1	1
IENERGIA	43	3	2	0	3	12	-2	-3	6	-1	-1	6
ELETROPAULO	44	8	-1	3	1	2	1	1	14	-5	3	0
LIGHT	45	-1	2	1	0	0	-4	1	-1	2	0	0
COCEL	46	-1	-2	4	0	0	-1	1	8	-6	-1	0
CJE	47	-3	1	7	0	0	-1	0	-4	20	1	-2

Distribuidora	Cenário 2.1	Eficiência			Qualidade				Atualidade		Regularidade	
		CO	P	EC	DEC	FEC	ICC	IASC	I	U	E	L
COOPERALIANÇA	48	0	-1	1	-1	0	4	-2	0	2	-2	1
CEB	49	12	2	-2	1	0	3	1	2	-1	1	1
CNEE	50	1	0	1	0	0	0	1	1	11	1	0
CAIUÁ	51	-1	-1	1	-1	0	0	0	1	-2	-1	0
CELTINS	52	-1	1	0	1	0	0	0	0	1	1	0
Boa Vista	53	2	0	-1	-1	0	0	0	-3	5	-1	-1
CELG	54	-1	-3	1	1	0	-3	0	-1	0	-3	1
CEEE	55	1	0	-1	0	0	1	-1	2	-3	2	0
CERON	56	0	0	1	0	0	1	1	-1	1	1	0
CEAL	57	0	3	-1	0	0	1	0	3	-3	1	0
CELPA	58	-1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
ELETROACRE	59	1	-1	0	0	0	0	0	0	3	0	0
AME	60	0	1	-1	0	-1	-1	0	-1	1	-1	0
CEPISA	61	0	0	1	0	1	1	0	1	0	1	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme tabela 12, os maiores efeitos ocorrem para a concessionária CELESC, que ganha 22 posições no Indicador Global com a exclusão do subindicador de Eficiência Custos Operacionais, concessionária COPEL, que ganha 22 posições com a exclusão do subindicador Investimento (BRRL/BRRB), CJE, que ganha 20 posições com a exclusão do subindicador Universalização (PLpT) e ELEKTRO, que perde 19 posições com a exclusão do subindicador Universalização. O efeito médio da exclusão de cada subindicador nas posições das distribuidoras, calculado pela divisão do número de posições alteradas pela quantidade de posições possíveis, é apresentado na figura abaixo.

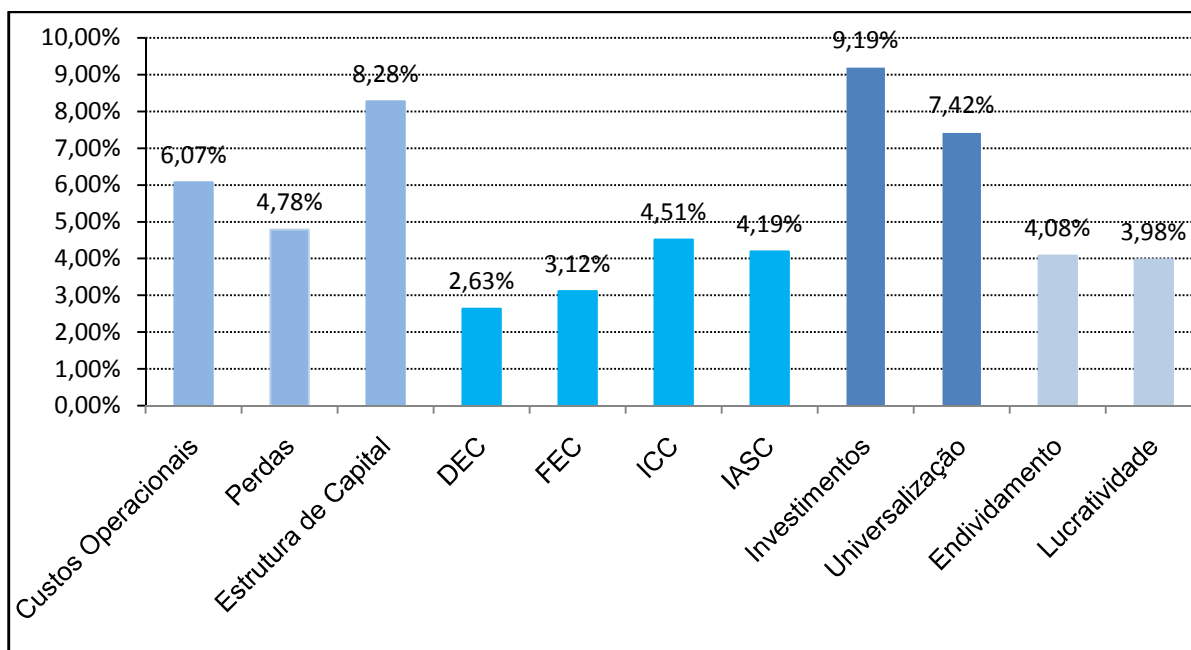


Figura 12: Efeito médio da exclusão de subindicadores

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme figura 12, não há um único subindicador que exerça efeito exagerado sobre o Indicador de Desempenho Global. Apesar da diferença entre o maior (9,19%), e o menor (2,63%), ser de mais de 3 (três) vezes, há que ressaltar que o efeito agregado dos subindicadores em cada indicador resulta menos volátil: Eficiência com efeito de 19,13% (6,07% + 4,78% + 8,28%), Qualidade de 14,46% (2,63% + 3,12% + 4,51% + 4,19%), Atualidade/Generalidade de 16,61% (9,19% + 7,42%) e Regularidade de 8,06% (4,08% + 3,98%). Ademais, a tabela 12 demonstra que as primeiras e últimas posições têm forte estabilidade, dado que a exclusão de subindicadores pouco altera o desempenho relativo das distribuidoras.

Por fim, a simulação de ranking com a ponderação por PCA/FA, devido à fraca correlação entre os subindicadores, resultou pouco proveitoso. A figura a seguir apresenta o resultado para os fatores calculados a partir dos dados dos subindicadores normalizados pelo método min-max.

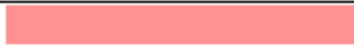










Fator	Eigenvalue	Proporção (%)	Histograma	Acumulada (%)
1	4,498163	40,89 %		40,89 %
2	1,657974	15,07 %		55,96 %
3	1,133829	10,31 %		66,27 %
4	0,927090	8,43 %		74,70 %
5	0,889079	8,08 %		82,78 %
6	0,642601	5,84 %		88,62 %
7	0,407636	3,71 %		92,33 %
8	0,320090	2,91 %		95,24 %
9	0,208529	1,90 %		97,14 %
10	0,171795	1,56 %		98,70 %
11	0,143215	1,30 %		100,00 %
Tot.	11,000000	-	-	-

Figura 13: Eigenvalue para fatores do método PCA/FA

Fonte: Calculado pelo autor, software Tanagra 1.4.50

Devido à fraca correlação entre os subindicadores, há muito perda de informação com a redução dos dados para apenas os primeiros fatores: a variância explicada acumulada com os três primeiros fatores corresponde a 66,27%. Conforme prática padrão de análise¹⁰⁰, utilizam-se fatores com *eigenvalues* maiores que 1, que contribuem individualmente com mais de 10% da explicação da variância nos dados e cumulativamente com mais que 60% da variância total. Assim, ao rotacionar a matriz de carregamento de fatores (para os três primeiros) e ponderar pela variância explicada por cada fator, chega-se à seguinte ponderação de subindicadores:

¹⁰⁰ OECD. Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008. p. 89.

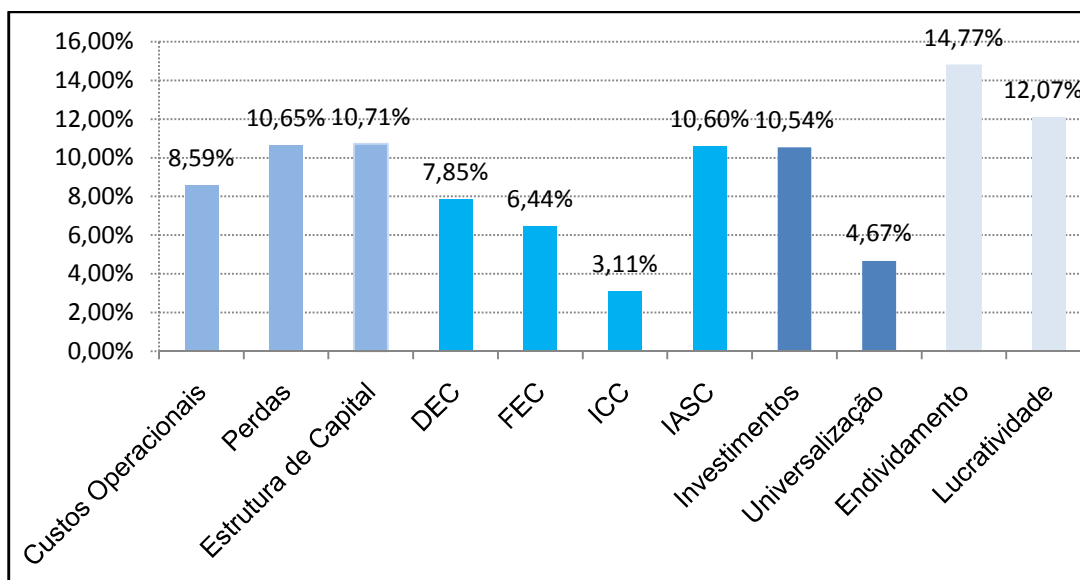


Figura 14: Pesos dos subindicadores pelo método PCA/FA

Fonte: Elaborado pelo autor

As ponderações por indicador resultam em 29,95% para Eficiência (8,59% + 10,65% + 10,71%), 27,99% para Qualidade (7,85% + 6,44% + 3,11% + 10,60%), 15,21% para Atualidade/Generalidade (10,54% + 4,67%) e 26,84% para Regularidade (14,77% + 12,07%).

O ranking de desempenho construído a partir da ponderação apresentada na figura 14 (método PCA/FA), em comparação ao cenário base (2.1 – método min-max e média aritmética simples), resulta em alteração de 4,89% das posições possíveis, com pouco impacto sobre as posições extremas, ou seja, as melhores e piores distribuidoras, conforme tabela abaixo apresentada. O maior impacto ocorre para a CLFSC, que ganha 13 posições com ponderação por PCA/FA.

Tabela 13: Diferença entre ranking no cenário 2.1 e método PCA/FA

Distribuidora	Cenário 2.1	PCA/FA	Dif. Posições	Distribuidora	Cenário 2.1	PCA/FA	Dif. Posições
MUX-Energia	0,8974	0,8707	0	FORCEL	0,6816	0,6684	2
HIDROPAN	0,8305	0,8121	0	COPEL	0,6797	0,6732	4
COSERN	0,8119	0,8059	0	ESE	0,6759	0,6347	-7
COELCE	0,8114	0,7905	0	EMG	0,6726	0,6526	-3
CLFM	0,7806	0,7624	-1	CEMIG-D	0,6718	0,6616	3
DMEPC	0,7587	0,7338	-5	CELESC	0,6701	0,6603	3
CPFL - Piratininga	0,7482	0,7293	-6	CLFSC	0,6638	0,6825	13
COELBA	0,7479	0,7627	3	AES-SUL	0,6616	0,6522	0
ELEKTRO	0,7470	0,7412	1	EDEVP	0,6556	0,6504	0
BANDEIRANTE	0,7467	0,7303	-2	EEB	0,6518	0,6169	-3
EPB	0,7448	0,7401	2	CEMAT	0,6517	0,5966	-4
ELFSM	0,7437	0,7038	-7	IENERGIA	0,6478	0,6317	1
CPEE	0,7409	0,7238	-2	ELETROPAULO	0,6441	0,6224	1
AMPLA	0,7384	0,6953	-9	LIGHT	0,6283	0,5718	-5
DEMEI	0,7384	0,7135	-1	COCEL	0,6159	0,5833	-2
CSPE	0,7369	0,6974	-5	CJE	0,6083	0,6572	11
ENF	0,7345	0,7069	-1	COOPERALIANÇA	0,6001	0,5788	-1
EBO	0,7332	0,7501	11	CEB	0,5989	0,5912	2
CELPE	0,7318	0,7093	2	CNEE	0,5838	0,6084	5
UHENPAL	0,7287	0,7009	0	CAIUÁ	0,5275	0,5130	-1
CHESP	0,7186	0,6956	-1	CELTINS	0,5226	0,5627	1
CEMAR	0,7153	0,7348	12	Boa Vista	0,4732	0,4448	0
ESCELSA	0,7149	0,6873	-1	CELG	0,4367	0,4372	0
ENERSUL	0,7131	0,6818	-2	CEEE	0,4237	0,3930	0
EFLUL	0,7081	0,6804	-2	CERON	0,4032	0,3839	0
RGE	0,7013	0,7289	12	CEAL	0,3723	0,3395	0
CPFL - Paulista	0,6999	0,6749	-1	CELPA	0,3234	0,2708	-1
EFLJC	0,6949	0,6592	-7	ELETROACRE	0,2984	0,2953	1
CFLO	0,6939	0,6632	-3	AME	0,2372	0,2209	-1
SULGIPE	0,6889	0,6657	-1	CEPISA	0,2200	0,2356	1
ELETROCAR	0,6851	0,6564	-6				

Fonte: Elaborado pelo autor

Em razão do tamanho diminuto do universo de dados das distribuidoras de energia elétrica¹⁰¹, da fraca correlação entre as variáveis e da dificuldade de interpretação do modelo majorada pelo baixo poder explicativo dos fatores iniciais,

¹⁰¹ Entre as regras de bolso elencadas no Handbook (OECD, 2008, p.66) para analisar a quantidade necessária de observações da base de dados, cita-se a regra de ter ao menos 200 casos para cada indicador.

não se considera adequada a escolha do método PCA/FA para proposição de Indicador Global representativo das distribuidoras.

5.2 PROPOSTA DE MODELO: ESCOLHA DE RANKING PARA INDICADOR DE DESEMPENHO GLOBAL

O cenário escolhido para a Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica é o cenário 2.1, normalização com min-max e ponderação com média aritmética simples, devido às seguintes razões: i) consiste no critério de baixo desvio em torno da média de posições dos diversos critérios simulados, conforme apresentado na figura 11; ii) ao contrário dos critérios de normalização por z-score e ordenação, o número absoluto do indicador de desempenho é padronizado entre 0 e 1, o que facilita a apresentação dos dados e a proposição de decisões regulatórias e políticas, conforme itens seguintes deste capítulo; iii) a proposição de pesos iguais para os indicadores não resulta muito diferente dos pesos definidos pelo método DEA/DB, em que cada distribuidora “escolhe” seus pesos de forma a maximizar sua nota individual; e iv) trata-se de método de fácil entendimento e reprodutibilidade.

Por fim, o Indicador de Desempenho Global que mede a prestação adequada do serviço de distribuição de energia elétrica é o que segue na tabela abaixo, que apresenta, além do ranking, a nota de cada distribuidora (na escala de zero a dez), a natureza jurídica do controlador, o número de consumidores atendidos e a região de localização.

Tabela 14: Indicador de Desempenho Global das distribuidoras de energia elétrica

Distribuidora	Posição	Nota	Controle	Consumidores	Região
MUX-Energia	1	8,97	Privada	9.762	SUL
HIDROPAN	2	8,30	Privada	16.314	SUL
COSERN	3	8,12	Privada	1.208.674	NORDESTE
COELCE	4	8,11	Privada	3.076.332	NORDESTE
CLFM	5	7,81	Privada	42.666	SUDESTE
DMEPC	6	7,59	Estatual municipal	68.244	SUDESTE
CPFL - Piratininga	7	7,48	Privada	1.497.287	SUDESTE
COELBA	8	7,48	Privada	5.186.375	NORDESTE
ELEKTRO	9	7,47	Privada	2.314.664	SUDESTE

Distribuidora	Posição	Nota	Controle	Consumidores	Região
BANDEIRANTE	10	7,47	Privada	1.602.175	SUDESTE
EPB	11	7,45	Privada	1.219.112	NORDESTE
ELFSM	12	7,44	Privada	96.106	SUDESTE
CPEE	13	7,41	Privada	52.990	SUDESTE
AMPLA	14	7,38	Privada	2.408.948	SUDESTE
DEMEI	15	7,38	Estatual municipal	29.220	SUL
CSPE	16	7,37	Privada	76.949	SUDESTE
ENF	17	7,35	Privada	96.059	SUDESTE
EBO	18	7,33	Privada	179.322	NORDESTE
CELPE	19	7,32	Privada	3.240.641	NORDESTE
UHENPAL	20	7,29	Privada	14.592	SUL
CHESP	21	7,19	Privada	32.244	CENTRO OESTE
CEMAR	22	7,15	Privada	2.131.571	NORDESTE
ESCELSA	23	7,15	Privada	1.333.365	SUDESTE
ENERSUL	24	7,13	Privada	880.084	CENTRO OESTE
EFLUL	25	7,08	Privada	6.116	SUL
RGE	26	7,01	Privada	1.335.157	SUL
CPFL - Paulista	27	7,00	Privada	3.829.843	SUDESTE
EFLJC	28	6,95	Privada	2.743	SUL
CFLO	29	6,94	Privada	52.988	SUL
SULGIPE	30	6,89	Privada	128.062	NORDESTE
ELETROCAR	31	6,85	Estatual municipal	34.245	SUL
FORCEL	32	6,82	Privada	6.714	SUL
COPEL	33	6,80	Estatual estadual	4.052.920	SUL
ESE	34	6,76	Privada	652.769	NORDESTE
EMG	35	6,73	Privada	404.020	SUDESTE
CEMIG-D	36	6,72	Estatual estadual	7.460.089	SUDESTE
CELESC	37	6,70	Estatual estadual	2.508.486	SUL
CLFSC	38	6,64	Privada	190.236	SUDESTE
AES-SUL	39	6,62	Privada	1.240.117	SUL
EDEVP	40	6,56	Privada	167.744	SUDESTE
EEB	41	6,52	Privada	137.675	SUDESTE
CEMAT	42	6,52	Privada	1.171.053	CENTRO OESTE
IENERGIA	43	6,48	Privada	31.289	SUL
ELETROPAULO	44	6,44	Privada	6.460.309	SUDESTE
LIGHT	45	6,28	Privada	3.575.308	SUDESTE
COCEL	46	6,16	Estatual municipal	43.630	SUL
CJE	47	6,08	Privada	34.790	SUDESTE
COOPERALIANÇA	48	6,00	Privada	33.648	SUL
CEB	49	5,99	Estatual estadual	910.894	CENTRO OESTE
CNEE	50	5,84	Privada	105.928	SUDESTE
CAIUÁ	51	5,28	Privada	223.173	SUDESTE

Distribuidora	Posição	Nota	Controle	Consumidores	Região
CELTINS	52	5,23	Privada	500.090	NORTE
Boa Vista	53	4,73	Estatal federal	92.714	NORTE
CELG	54	4,37	Estatal estadual	2.506.767	CENTRO OESTE
CEEE	55	4,24	Estatal estadual	1.534.109	SUL
CERON	56	4,03	Estatal federal	549.036	NORTE
CEAL	57	3,72	Estatal federal	950.696	NORDESTE
CELPA	58	3,23	Privada	1.939.905	NORTE
ELETROACRE	59	2,98	Estatal federal	223.609	NORTE
AME	60	2,37	Estatal federal	735.949	NORTE
CEPISA	61	2,20	Estatal federal	1.064.338	NORDESTE

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados completos, com as notas de subindicadores e indicadores que compõem o Indicador de Desempenho Global da tabela 14, estão disponíveis no Apêndice C.

5.3 PROPOSTA DE DECISÕES POLÍTICAS E REGULATÓRIAS

Esta seção apresenta propostas de decisões políticas e regulatórias a partir da análise da regulação do serviço adequado executada pela ANEEL (capítulo 2) e do Indicador de Desempenho Global construído e apresentado nas seções anteriores.

5.3.1 Renovação e prorrogação de contratos

A decisão de renovar contratos de concessão, em detrimento da licitação, é uma decisão política, jurídica e técnica. Política no sentido de refletir uma diretriz geral de organização interna de um setor, em atenção à natureza de serviço público essencial da distribuição de energia elétrica. Quanto à jurídica, há controvérsia doutrinária a respeito da obrigatoriedade de licitação ao termo de contratos de concessão, principalmente quando uma prorrogação já foi concedida no passado¹⁰².

¹⁰² BATISTA, R. Oliveira. *Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos de reflexão*. In: Direito da Energia Elétrica no Brasil: aspectos institucionais regulatórios e socioambientais. Castro, M. F. & Loureiro, L. G. K. (Orgs.). Brasília. ANEEL, 2010.

A questão jurídica maior para a decisão de renovação/prorrogação de contratos reside na necessidade de apurar objetivamente a prestação adequada do serviço e **“definir se um terceiro não seria capaz de formular proposta mais vantajosa para obter a concessão”**¹⁰³. (grifo nosso)

Quanto aos aspectos técnicos, há que considerar que a licitação, com possível troca do operador da rede de distribuição, enseja alguns riscos e custos, como: i) o incentivo perverso, próximo ao prazo final, para o concessionário deteriorar a manutenção e qualidade dos ativos, com consequências no médio prazo, quando não mais detém a concessão; ii) custos de troca de operador, com discussões acerca de ativos a serem indenizados, direitos adquiridos, entre outros temas sujeitos ao litígio judicial; iii) custos de aprendizado do novo operador, desmobilização de ativos, trocas de funcionários, etc; iv) risco de ausência de competição ou má condução pela autoridade pública do certame licitatório¹⁰⁴.

Por outro lado, a licitação tem a capacidade de revelar os preços e condições técnicas eficientes e ótimas para a prestação do serviço, sem os problemas derivados da assimetria de informação, típicos de setores de regulação abrangente, como ocorre em distribuição de energia elétrica. Além disso, é possível um desenho licitatório que mitigue parte dos riscos e custos acima elencados¹⁰⁵.

Também é necessário ressaltar que, diferente de transmissão e geração de energia elétrica, a licitação de ativos na distribuição de energia tem potencial de ganho, em termos de redução de tarifas ao consumidor, mais limitado. Isso porque a depreciação anual dos ativos e os ganhos de eficiência operacional são, em tese, repassados para o consumidor no momento das revisões tarifárias, em regra a cada quatro anos.

Ainda que tenha se verificado estabilidade na construção do ranking de desempenho, quando submetido a diferentes critérios de normalização, ponderação e análise de incerteza, como visto nas seções anteriores, não é tarefa trivial dividir as distribuidoras em categorias, a fim de demarcar o limite entre renovar ou não os contratos de concessões. Há diversas formas de ordenar o desempenho de

¹⁰³ Justen Filho apud Batista (2010, p.145).

¹⁰⁴ CALDEIRA, Thiago C. M. *Licitar ou renovar contratos de concessão*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

¹⁰⁵ *Ibidem*. p. 9.

empresas, países ou instituições, sendo a mais comum a demonstração dos valores contínuos. É possível ainda a ordenação em categoria - clusters (ex. Excelente, Bom, Ruim), por evolução no desempenho (ex. Setas Acima, Abaixo), etc.

A fim de trazer subsídio técnico ao poder concedente, o Indicador de Desempenho Global constante na tabela 14 será apresentado em 3 (três) grupos: renovar sem condições; renovar com condições; não renovar (licitar).

Ressalta-se que há distribuidoras contempladas no ranking de desempenho que não têm contrato de concessão vencendo nos próximos 5 (cinco) anos. Ainda assim, estas serão divididas entre os 3 (três) grupos, para servir como parâmetro de desempenho em relação às demais ou para permitir conclusões sobre outras decisões regulatórias, como intervenção, fiscalização, etc.

Para divisão em grupos de similaridade, ou *clusterização*, é aplicado algoritmo K-means¹⁰⁶, com a imposição de 3 (três) centróides. O objetivo do algoritmo é minimizar a soma dos erros, os quais são medidos pela distância entre cada nota e o respectivo centróide. Os resultados constam na tabela a seguir¹⁰⁷.

Tabela 15: Renovar sem condições, com condições e não renovar

1 - RENOVAR		2 - COM CONDIÇÕES		3 - NÃO RENOVAR
MUX-Energia	CSPE	SULGIPE	CEMAT	Boa Vista
HIDROPAN	ENF	ELETROCAR	IENERGIA	CELG
COSERN	EBO	FORCEL	ELETROPAULO	CEEE
COELCE	CELPE	COPEL	LIGHT	CERON
CLFM	UHENPAL	ESE	COCEL	CEAL
DMEPC	CHESP	EMG	CJE	CELPA
CPFL - Piratininga	CEMAR	CEMIG-D	COOPERALIANÇA	ELETROACRE
COELBA	ESCELSA	CELESC	CEB	AME
ELEKTRO	ENERSUL	CLFSC	CNEE	CEPISA
BANDEIRANTE	EFLUL	AES-SUL	CAIUÁ	
EPB	RGE	EDEVP	CELTINS	
ELFSM	CPFL - Paulista	EEB		
CPEE	EFLJC			
AMPLA	CFLO			
DEMEI				

Fonte: Calculado pelo autor, software Tanagra 1.4.50

¹⁰⁶ Para detalhes sobre o procedimento, ver OECD (2008).

¹⁰⁷ Os centróides para o cluster 1, 2 e 3 foram 7,45, 6,38 e 3,54, respectivamente. O R quadrado calculado resultou 0,86.

O resultado do método é a recomendação para que 9 (nove) distribuidoras não tenham contratos de distribuição renovados ou prorrogados: Boa Vista, CELG, CEEE, CERON, CEAL, CELPA, ELETROACRE, AME e CEPISA. Tal resultado é confirmado pelo fato de que essas distribuidoras se mantêm entre as últimas 9 (nove) posições em todos os critérios de normalização e ponderação testados, exceto a Boa Vista, com melhor posição em um critério apenas.

Para as distribuidoras enquadradas no grupo 2, renovar com condições, recomenda-se que as condições sejam estabelecidas de acordo com a nota individual obtida em cada indicador e subindicador. Assim, caso a distribuidora tenha nota insatisfatória no indicador Qualidade, que sejam impostas exigências para evolução nesse aspecto. Os dados completos do ranking de desempenho global escolhido, com as notas de subindicadores e indicadores para cada distribuidora, estão disponíveis no Apêndice C.

Certo é que o ranking de Indicador de Desempenho Global evidencia que, para 9 (nove) distribuidoras do terceiro grupo (não renovar), há que se apurar objetivamente se outro concessionário não apresentaria resultado melhor, o que seria por meio de uma licitação. Também não há motivos para se falar em características específicas e não gerenciáveis a uma concessão que a fazem obter pior desempenho do que outras, pois os subindicadores construídos já consideram, em grande parte, as diferenças ambientais e sociais das concessões, conforme explicado nos capítulos anteriores.

Ressalta-se que a concessionária CELPA perdeu nos últimos anos condições financeiras para a prestação do serviço, culminando em pedido de recuperação judicial no ano de 2012. Logo após a homologação em juízo do plano de recuperação judicial, foi publicada a Medida Provisória nº 577, de 29 de agosto de 2012, que delega à entidade reguladora o poder de intervir na concessão de serviço público de energia elétrica e disponibiliza à Agência instrumentos como a suspensão do mandato dos administradores e membros do conselho fiscal. A transferência do controle acionário da CELPA para a Equatorial Energia S.A, controladora da

distribuidora CEMAR, foi autorizada pela ANEEL em outubro de 2012¹⁰⁸. Outras distribuidoras do antigo controlador da CELPA, grupo Rede, encontram-se no limite do ranking de desempenho entre renovar com condições e não renovar, entre as quais CELTINS, CAUIÁ e CNEE. Tais empresas estavam, até final de 2013, sob intervenção administrativa¹⁰⁹.

Em relação ao porte de cada distribuidora, a análise de correlação entre o Indicador de Desempenho Global (tabela 14) e o número de unidades consumidoras resulta em correlação aproximadamente nula, de 0,03. Não somente para o indicador global, mas para todos os indicadores a correlação com número de unidades consumidoras resulta pouco relevante, o que também ocorre caso sejam retiradas 5 ou 10 maiores empresas. A figura a seguir apresenta a dispersão de nota do indicador global e número de unidades consumidoras.

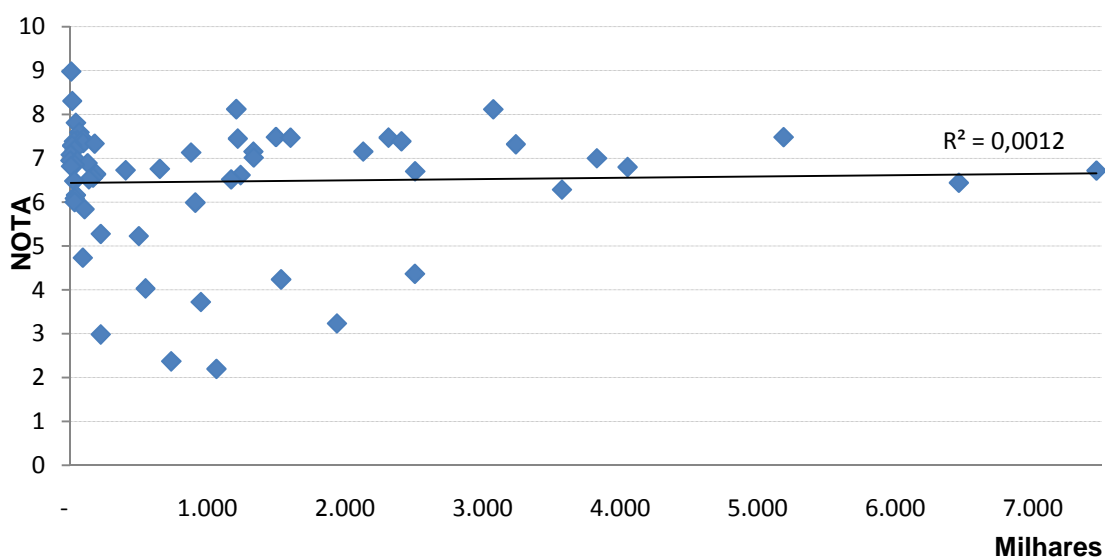


Figura 15: Dispersão de nota no Indicador Global e número de unidades consumidoras

Fonte: Elaborado pelo autor.

¹⁰⁸ ANEEL. *Transferência de controle societário da Celpa tem anuência concedida pela ANEEL*. Clic em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6178&id_area=90 Energia. 2012 Disponível em:

¹⁰⁹ ANEEL. *ANEEL prorroga intervenção em empresas do grupo Rede por mais dois anos*. Clic em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7287&id_area=90 Energia. Disponível em:

Dessa forma, não tendo sido verificada relação entre porte da empresa e nota no Indicador de Desempenho Global, não é possível tecer conclusões a respeito de propostas para reconfigurações de áreas de concessão, com fusões entre concessões a fim de obter ganhos de escala para o negócio. Em verdade, os subindicadores foram construídos de forma que não é possível captar o potencial de ganhos de escala nas concessões de distribuição de energia elétrica. Cita-se que, ao definir os custos operacionais regulatórios, o regulador estabelece valores condizentes com o perfil da concessão, inclusive tamanho (grande ou pequeno) do mercado. Conclusões a respeito da possibilidade de incremento de eficiência em razão da escala extrapolam o âmbito de análise deste estudo.

5.3.2 Desestatização

Uma conclusão decorrente do ranking de desempenho global é que as distribuidoras estatais estão, em regra, muito aquém das demais. Destaca-se que as 6 (seis) distribuidoras estatais federais, controladas pelo grupo Eletrobras, dominam as últimas posições no ranking do Indicador de Desempenho Global e em todos os indicadores, exceto a Boa Vista para 1 (um) indicador.

Em relação às 9 (nove) distribuidoras em que se propõe a não renovação dos contratos, uma tem controle privado (CELPA), duas estatais estaduais (CELG e CEEE) e seis estatais federais. A CELG estava, ao final de 2013, em processo de federalização, com a previsão de transferência de 51% do capital para a Eletrobras¹¹⁰.

Assim, demonstrado que os desempenhos das distribuidoras privadas são superiores, é possível concluir que um novo processo de desestatização no setor tem elevado potencial para incrementar o desempenho das distribuidoras administradas por entes estatais.

¹¹⁰ Valor Econômico. *Federalização da Celg deve ser concluída neste ano, diz Eletrobras*. Setembro, 2013. Disponível em: <http://www1.valor.com.br/empresas/3268064/federalizacao-da-celg-deve-ser-concluida-neste-ano-diz-eletobras>

5.3.3 Fiscalização, intervenção e caducidade

Quanto à utilização do ranking de desempenho para critérios de fiscalização e ações preventivas à deterioração da prestação do serviço adequado, há que ser analisado, caso a caso, a nota atribuída a cada distribuidora nos indicadores e subindicadores, a fim de dar prioridade àquelas com pior desempenho em cada aspecto. Os dados completos do Indicador de Desempenho Global, com as notas de subindicadores e indicadores para cada distribuidora, estão disponíveis no Apêndice C.

Em relação a intervenção e caducidade, o histórico da ANEEL nesse aspecto, com a intervenção na CEMAR e distribuidoras do grupo Rede e recomendação ao poder concedente de caducidade da distribuidora CEA, informa que essas situações acontecem quando há problemas em diferentes aspectos na prestação do serviço que se realimentam: há baixa eficiência, prejuízo operacional, postergação de investimentos, deterioração da qualidade e inadimplência. A intervenção recente nas distribuidoras do grupo Rede demonstrou que, analisadas isoladamente, não haveria motivo para tanto em parte dessas distribuidoras, tendo a medida se justificado pela iminência de “contágio sistêmico do Grupo Rede [...] agravado com o pedido de recuperação judicial ajuizado pela CELPA”¹¹¹.

A CELPA, concessionária até então sob administração do Grupo Rede, acumulava elevado endividamento, inadimplência setorial e deterioração de indicadores de qualidade, culminando no pedido de recuperação judicial. Pelo entendimento da ANEEL, a dificuldade financeira da empresa parecia se espalhar, quando outras distribuidoras do grupo atrasaram pagamentos de contas do setor e se constatou volume de empréstimos entre distribuidoras do mesmo grupo, assim como dificuldades na obtenção de crédito junto ao mercado financeiro.

Para exemplificar o fato de que a capacidade de gestão é ponto nevrálgico no setor e que a deterioração da prestação do serviço em uma empresa é alerta para o regulador observar as demais distribuidoras de mesmo controlador, na tabela a seguir são apontados grupos econômicos controladores das distribuidoras e a média da nota no Indicador de Desempenho Global, em que se verifica diferença evidente

¹¹¹ Nota Técnica nº 01/2013-ASD-SRC-SRD-SRE-SFF/ANEEL, de 12 de novembro de 2013.

entre estes. A tabela é representativa de 70% do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Tabela 16: Distribuidoras de energia elétrica por grupo controlador

Controle	Eletrobras	Neenergia	CPFL	Rede	Energisa	AES	Endesa	EDP	CEMIG
Empresa	Boa Vista	COSERN	CLFM	ENERSUL	EPB	AES-SUL	COELCE	Bandeirante	CEMIG-D
	CERON	COELBA	CPFL - Piratininga	CFLO	EBO	Eletropaulo	AMPLA	ESCELSA	LIGHT
	CEAL	CELPE	CPEE	EDEVP	ESE				
	Eletroacre		CSPE	EEB	EMG				
	AME		RGE	CEMAT	ENF				
	CEPISA		CPFL - Paulista	CNEE					
			CLFSC	CAIUÁ					
			CJE	CELTINS					
Média	3,34	7,64	7,01	6,25	7,12	6,53	7,75	7,31	6,50
Pior nota	2,20	7,31	6,08	5,23	6,73	6,44	7,38	7,15	6,28
% Consum. Brasil	5,04%	13,44%	4,19%	3,36%	3,56%	10,74%	7,65%	4,09%	15,39%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em razão da diferença de desempenho por controlador e da possibilidade de dificuldades técnicas e financeiras em uma distribuidora prejudicar a prestação do serviço em outras distribuidoras “irmãs”, recomenda-se que o regulador imponha exigências às concessionárias no objetivo de evitar a disseminação de resultados ruins, como, por exemplo, a limitação de empréstimos entre distribuidoras com desempenhos insatisfatórios.

Capítulo 6 – CONCLUSÕES

A regulação econômica e técnica realizada pela ANEEL nos últimos anos mostra resultados diferentes. Verifica-se estabilidade nos principais indicadores de qualidade, incremento de eficiência operacional para as distribuidoras de controle privado e perda de eficiência para as estatais. De modo geral, a situação econômico-financeira das distribuidoras vem se mantendo estável nos três ciclos tarifários já realizados, com poucas situações de insuficiência de condições financeiras, em que a atuação da ANEEL se fez necessário. Ainda que haja o histórico de intervenção apenas em empresas privadas, o desempenho financeiro de algumas concessionárias estatais, medido pela rentabilidade em relação à base de ativos, aponta acúmulo de resultados negativos. Destaca-se que, das 61 distribuidoras com dados levantados para este estudo, 26 obtiveram, no período de 2009 a 2012, rentabilidade menor do que o percentual regulatório.

O volume de investimentos não é diretamente regulado e é definido pelas distribuidoras de acordo com as necessidades da rede elétrica, ainda que haja a obrigação de universalização do serviço, o qual ocorreu dentro do previsto pelo poder público para a maioria das concessionárias.

A construção de um Indicador de Desempenho Global permitiu uma leitura abrangente da prestação do serviço adequado, no seu aspecto da regularidade, continuidade, eficiência, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade. A importância do conceito do serviço adequado reside no fato de que, ao desrespeitá-lo, a distribuidora se sujeita a multas administrativas, intervenção e caducidade, nos termos da Lei das Concessões e dos contratos. Além disso, a decisão política de renovar contratos de concessão vincendos deve, previamente, por força legal, responder à dúvida se um terceiro não seria capaz de executar o contrato com melhores condições para o usuário do serviço.

A análise comparativa do desempenho das distribuidoras de energia elétrica aponta para elevado grau de certeza para as piores e melhores posições. Verifica-se que a aplicação de diferentes métodos de normalização e ponderação, retirada e inclusão de subindicadores resulta em rankings de desempenho parecidos.

A partir das notas do Indicador de Desempenho Global escolhido como representativo do setor de distribuição de energia elétrica, recomenda-se a não

renovação de contratos de concessão para nove distribuidoras, a renovação com condições para vinte e três, e renovação sem exigências para vinte e nove distribuidoras.

Ademais, foram encontradas fortes evidências de que um novo processo de desestatização no setor levaria a incremento no desempenho das distribuidoras sob controle estatal, além de permitir melhor parâmetro de comparação para o desempenho das distribuidoras privadas. Tendo em vista que as metodologias de regulação econômica e de qualidade da ANEEL são, em grande parte, baseadas em critérios de comparação (*benchmarking*), é decorrência lógica que um melhor desempenho das empresas atualmente sob controle estatal resultará em evolução do setor de distribuição de energia elétrica como um todo, com maior margem para exigência, a todos os agentes, de melhores níveis de qualidade e eficiência.

Para pesquisas futuras, no intuito de aprimorar este estudo dissertativo, sugere-se a inclusão, no Indicador de Desempenho Global, de parâmetros que apontem a evolução ao longo do tempo ou que adéque a metodologia apresentada para a sua atualização periódica. Dessa forma, o regulador poderá ter uma visão a respeito da tendência de desempenho das distribuidoras, tomando medidas corretivas logo que se observar a deterioração das condições para prestação do serviço prestado.

Além disso, um aprimoramento possível para o Indicador de Desempenho Global, a fim de dar maior legitimidade junto à sociedade, consiste em simular ponderação entre indicadores e subindicadores de acordo com valoração relativa obtida em pesquisa de opinião (subjetiva) junto a técnicos do setor, usuários do serviço ou agentes regulados.

Capítulo 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Audiência Pública ANEEL nº 033/2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=13&idPerfil=2&idiomaAtual=0>

_____. Consulta Pública nº 011/2013. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244

_____. Despacho nº 2.466, de 07 de agosto de 2007. Processo nº 48500.006535/2000-35.

_____. Módulo 7 do PRODIST - Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1875

_____. Módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf

_____. Nota Técnica nº 01/2013-ASD-SRC-SRD-SRE-SFF/ANEEL, de 12 de novembro de 2013.

_____. Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL, de 25 de agosto de 2010.

_____. Nota Técnica nº 294/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

_____. Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL, de 26 de outubro de 2011.

_____. Nota Técnica nº 397/2012-SRE/SRD/ANEEL, de 06 de novembro de 2012.

_____. Portaria nº 2.082, de 31 de janeiro de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt20122082.pdf>

_____. Prêmio IASC 2012 - Relatório Brasil. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=189&idPerfil=2&idiomaAtual=0>

_____. Resolução ANEEL nº 439, de 21 de agosto de 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002439.pdf>

_____. Resolução Homologatória nº 1.563, de 2 de julho de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131563.pdf>

_____. Resolução Normativa nº 457, de 8 de novembro DE 2011, que aprova as metodologias para o terceiro ciclo de revisões tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011457.pdf>

_____. Resolução Normativa nº 474, de 7 de fevereiro de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012474.pdf>



_____. Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012488.pdf>

_____. Resolução Normativa nº 574, de 20 de agosto de 2013. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013574.pdf>

_____. Resolução Normativa nº. 294 de 11 de dezembro de 2007. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007294.pdf>

_____. Resolução Normativa nº. 338 de 25 de novembro de 2008. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008338.pdf>

_____. Resolução Normativa nº. 414 de 09 de setembro de 2010. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

_____. Resolução Normativa nº. 444 de 30 de agosto de 2011. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011444.pdf>

_____. *Transferência de controle societário da Celpa tem anuência concedida pela ANEEL.* Clic Energia. 2012. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6178&id_area=90

ANEEL. *ANEEL prorroga intervenção em empresas do grupo Rede por mais dois anos.* Clic Energia. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7287&id_area=90

BRASIL. Constituição Federal, de 5 de outubro de 1988. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm.

_____. Decreto Nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.htm.

_____. Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm.

_____. Lei nº 12.865, de 09 de outubro de 2013. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12865.htm

_____. Lei Nº 8.631, de 4 de março de 1993. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm

_____. Lei Nº 8.987, de 6 de janeiro de 1995. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm.

_____. Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm

_____. Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm.

_____. Medida Provisória nº. 577, de 29 de agosto de 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2012/Mpv/577.htm

_____. Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2012/mpv/579.htm

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm.

ABRADEE. *Prêmio ABRADEE*. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/abradee/atividades/premio-abradee>

ANTT. *ProPass Brasil*. 2012. Disponível em: <http://propass.antt.gov.br>

BATISTA, R. Oliveira. *Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos de reflexão*. In: Direito da Energia Elétrica no Brasil: aspectos institucionais regulatórios e socioambientais. Castro, M. F. & Loureiro, L. G. K. (Orgs.). Brasília. ANEEL, 2010.

BANDURA, Romina. *A Survey of Composite Indices Measuring Country Performance: 2006 Update*. United Nations Development Programme – Office of Development Studies. Fevereiro, 2006.

BANDURA, Romina. *A Survey of Composite Indices Measuring Country Performance: 2008 Update*. UNDP/ODS Working Paper. United Nations Development Programme, New York, February, 2008.

CAETANO, Marcelo. *Manual de Direito Administrativo*. Vol. II. Coimbra Editora. Lisboa. 1973. p. 1083.

CALDEIRA, Thiago C. M. *Licitar ou renovar contratos de concessão*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

CAPUTO, Geovane A. S.; ROSELLI, Márcio. A.; *A Aneel e a prestação adequada dos serviços públicos de energia elétrica*. Monografia, Especialista em Gestão Pública, Universidade Estadual de Goiás, Maio, 2008.

CARVALHO FILHO, José S. *Manual de Direito Administrativo*. 21 ed., Rio de Janeiro: Editora Lumen Júris, 2008.

CASTRO, Marcus Faro; LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher (Orgs.). *Direito da Energia Elétrica no Brasil: aspectos institucionais, regulatórios e socioambientais*. Brasília: Ed. UNB, 2010. p. 466-467.

CHERCHYE, L.; KUOSMANEN, T. *Benchmarking sustainable development: A synthetic meta-index approach*. Research Paper. UNU-WIDER, United Nations University (UNU). No. 2004/28, ISBN 9291906158. 2004.

COELLI, Tim; et al. *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Massachusetts: KAP, 1998.

COSTA, Hálisson R. F. *Custos e Benefícios do Modelo de Regulação Econômica Adotada no Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Regulação. Agosto, 2013.

GROTTI, Dinorá A. Musetti. *Teoria dos Serviços Públicos e sua Transformação*. In: SUNDFELD, Carlos Ari (org.). *Direito Administrativo Econômico*. São Paulo: Malheiros Editores, 2000.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Concessões de Serviços Públicos*. Dialética, São Paulo, 1997.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria geral das concessões de serviço público*. Dialética, São Paulo, 2003.

OECD. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide*. Organisation for Economic Co-operation and Development and European Commission. 2008.

OFWAT. *Service and delivery – performance of the water companies in England and Wales 2009-10*. Water Services Regulation Authority. 2010.

PSR Energy Report. *Segurança de Suprimento: Assobiando no Escuro?*. Ed. 70. Outubro. 2012.

QUEIROZ, Leonardo M. O. *Assessing the overall performance of brazilian electric distribution companies*. School of Business and Public Management. The George Washington University. Washington, DC. Abril. 2012.

SHARPE, Andrew. *Literature Review of Frameworks for Macro-indicators*. Centre for the Study of Living Standards. CSLS Research Report 2004-03. Ottawa. Canada. February 2004.

SHLEIFER, A. A Theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics*. 16, 319–327. 1985.

TRATA BRASIL. *Ranking do Saneamento - Instituto Trata Brasil resultados com base no SNIS 2011*. GO Associados. Setembro, 2013.

Apêndice A – Dados primários dos subindicadores
Apêndice A.1

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2012	CLFM	D25	8.285.000	15.246.178	1,77%	0,00%	5,82	11,80	5,66	12,20	22,01	11,53	0,83%	1,95	0,00
2012	CPEE	D34	12.578.000	20.658.457	5,84%	2,11%	8,26	12,00	6,55	11,00	19,76	13,36	3,33%	2,25	0,01
2012	MUX-Energia	D61	1.579.000	2.502.768	5,28%	1,75%	2,69	14,00	2,70	12,00	1,16	1,36	1,69%	0,07	0,00
2012	CSPE	D37	14.720.000	22.749.349	6,22%	0,22%	10,90	10,81	9,01	10,81	22,74	30,60	0,83%	2,50	0,00
2012	RGE	D62	213.457.000	323.870.419	7,69%	4,41%	14,33	15,47	8,75	12,63	7,27	41,72	18,69%	2,41	2,51
2012	ELEKTRO	D45	390.182.000	590.329.104	4,42%	0,92%	9,80	9,49	5,33	8,34	17,00	22,73	4,67%	2,21	0,02
2012	CJE	D24	9.252.000	13.620.496	10,72%	1,64%	4,48	9,99	4,62	10,00	17,89	16,86	3,33%	0,29	0,00
2012	COSERN	D33	156.361.000	209.080.783	8,60%	6,43%	14,49	16,66	7,91	13,28	33,67	20,19	5,74%	0,22	0,01
2012	CLFSC	D26	40.541.000	53.009.733	12,01%	0,00%	5,27	12,09	5,82	13,36	7,25	10,29	5,36%	8,24	0,02
2012	COELCE	D30	384.882.000	475.133.910	8,20%	3,62%	8,06	14,67	4,62	12,18	10,14	7,84	3,24%	0,29	0,12
2012	COELBA	D29	669.427.000	811.088.192	15,69%	12,70%	19,98	19,26	8,87	12,29	17,37	10,75	10,00%	2,45	0,61
2012	DEMEI	D38	8.031.000	9.706.325	6,13%	4,41%	12,55	13,00	15,47	14,00	6,89	1,75	8,93%	0,25	0,04
2012	CPFL - Piratininga	D35	247.611.000	293.822.002	9,12%	3,69%	5,64	7,83	4,23	7,13	5,82	18,61	2,86%	1,62	0,10
2012	EPB	D53	208.347.000	241.230.259	11,98%	12,39%	18,32	27,80	11,10	18,19	7,61	11,01	9,89%	0,81	1,04
2012	EMG	D50	87.586.000	99.209.735	3,13%	0,96%	10,15	11,95	8,87	11,76	7,74	2,97	5,69%	0,61	0,02
2012	BANDEIRANTE	D04	282.199.000	318.176.992	19,48%	13,23%	9,42	9,57	6,03	8,37	3,18	11,01	3,81%	1,43	0,01
2012	CELPE	D14	445.283.000	499.061.758	29,20%	14,00%	19,32	17,38	8,06	13,95	16,28	17,65	6,17%	0,54	0,10
2012	EBO	D40	29.918.000	33.289.371	9,54%	12,61%	9,15	15,16	6,72	13,41	4,05	11,51	11,02%	0,72	0,32
2012	CEMAR	D16	310.628.000	342.152.567	20,32%	16,22%	21,64	29,38	10,91	21,02	30,42	14,78	18,10%	3,81	0,72
2012	AES-SUL	D01	247.119.000	268.424.431	9,99%	5,53%	14,11	14,37	8,41	12,40	31,31	19,74	24,28%	5,24	2,68
2012	ESCELSA	D54	253.673.000	274.188.840	21,84%	12,07%	9,88	10,81	6,37	8,52	6,71	18,76	4,43%	2,37	0,15
2012	LIGHT	D60	672.509.000	709.208.822	49,42%	31,82%	18,15	9,37	8,39	7,52	8,79	26,48	1,42%	0,18	0,01
2012	CPFL - Paulista	D36	695.611.000	732.157.650	6,50%	7,97%	7,48	8,26	5,37	7,53	6,21	18,27	1,83%	0,15	0,00
2012	CNEE	D27	29.336.000	30.425.952	4,63%	0,03%	7,38	10,26	9,29	11,53	10,45	6,80	4,68%	0,84	0,02

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2012	CELTINS	D15	153.473.000	158.459.965	5,54%	1,04%	38,50	35,83	23,16	28,47	35,50	10,05	4,79%	0,67	0,15
2012	HIDROPAN	D57	5.561.000	5.716.933	2,28%	0,00%	17,09	21,00	19,28	18,00	1,15	0,86	7,21%	0,76	0,02
2012	ELFSM	D49	24.376.000	24.842.361	7,57%	4,41%	7,59	13,07	6,79	10,91	7,07	1,28	1,25%	1,15	0,00
2012	AMPLA	D03	436.752.000	441.156.058	29,54%	22,31%	16,93	13,58	9,04	12,51	5,51	33,18	1,95%	0,09	0,00
2012	CHESP	D23	10.057.000	9.881.895	0,96%	0,00%	16,50	18,22	31,46	25,39	3,13	3,88	17,77%	0,63	0,04
2012	FORCEL	D56	3.543.000	3.470.874	15,89%	0,00%	3,62	13,00	9,68	12,00	1,43	4,62	11,67%	0,41	0,02
2012	UHENPAL	D64	4.549.000	4.436.961	6,05%	0,44%	19,61	18,00	11,24	17,00	1,99	25,08	4,17%	0,14	0,01
2012	ENERSUL	D51	263.280.000	255.615.976	18,08%	8,59%	12,73	14,49	8,08	12,00	11,60	20,75	6,27%	3,90	0,03
2012	EDEVP	D41	49.062.000	46.107.503	1,65%	0,05%	5,88	11,48	6,46	11,23	8,45	7,99	6,73%	1,17	0,21
2012	ESE	D55	141.151.000	129.260.878	11,93%	13,38%	15,72	15,53	11,64	13,23	3,75	5,34	7,19%	1,55	0,24
2012	IENERGIA	D58	12.555.000	11.401.589	11,11%	4,80%	36,09	13,00	34,36	12,00	6,80	5,91	6,58%	0,62	0,22
2012	COCEL	D28	14.202.000	12.835.017	2,64%	0,00%	12,39	12,81	9,14	9,60	3,55	7,17	3,33%	0,35	0,01
2012	CEMAT	D17	367.677.000	328.142.634	16,96%	8,27%	33,75	29,32	24,22	24,57	15,31	19,04	8,10%	4,44	0,02
2012	CELG	D12	631.733.000	559.700.285	7,94%	3,88%	35,72	17,94	24,21	17,68	10,95	26,68	0,00%	0,04	-
2012	CFLO	D22	16.000.000	14.145.373	1,05%	0,00%	5,01	8,40	5,07	8,40	7,16	6,50	1,22%	0,19	0,00
2012	CEMIG-D	D18	1.873.436.000	1.655.480.464	12,57%	8,67%	14,73	12,59	7,03	8,89	15,85	5,33	4,00%	0,36	0,01
2012	COOPERALIANÇA	D31	8.169.000	7.145.920	6,32%	0,98%	5,24	5,00	4,22	5,00	26,65	87,65	13,88%	1,47	1,18
2012	CEPISA	D19	281.082.000	244.886.716	30,66%	19,74%	34,16	25,89	26,08	20,55	37,24	17,02	43,23%	5,24	3,71
2012	ENF	D52	26.303.000	22.682.216	2,44%	0,73%	9,17	13,32	7,60	11,85	10,69	4,73	7,63%	0,28	0,02
2012	EEB	D42	42.932.000	36.930.543	3,03%	0,00%	14,43	11,46	11,40	14,70	10,51	9,24	7,87%	1,57	0,02
2012	SULGIPE	D63	30.013.000	25.783.696	12,62%	5,82%	16,99	19,52	13,31	14,72	1,88	7,43	1,49%	0,20	0,00
2012	ELETROCAR	D47	15.149.000	12.744.335	3,67%	1,00%	15,63	15,07	16,16	15,48	11,28	0,50	12,15%	0,63	0,42
2012	EFLUL	D44	4.838.000	3.979.160	5,69%	0,00%	10,37	15,00	8,58	13,00	4,83	1,31	1,92%	0,17	0,01
2012	CELPA	D13	542.204.000	442.465.832	65,22%	41,54%	102,00	37,87	51,01	38,65	90,52	29,24	10,00%	7,71	0,16
2012	COPEL	D32	1.200.246.000	918.217.330	6,18%	3,14%	10,25	13,17	7,84	11,12	13,56	18,05	3,99%	0,12	0,00
2012	ELETROPAULO	D48	1.426.218.000	1.041.003.960	10,34%	10,56%	8,35	8,64	4,65	6,84	5,46	17,98	8,58%	1,41	0,41
2012	DMEPC	D39	26.262.000	18.523.328	3,18%	1,58%	3,32	8,00	3,25	8,00	5,98	27,70	1,25%	0,08	0,00

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2012	CEB	D09	292.256.000	200.595.589	6,92%	4,45%	20,16	12,14	17,98	12,08	16,71	1,48	15,97%	0,88	0,22
2012	CERON	D20	225.387.000	153.101.784	37,17%	13,93%	31,40	31,54	26,03	30,46	9,93	13,76	28,95%	5,98	3,95
2012	CELESC	D11	793.527.000	534.466.273	3,79%	2,83%	16,51	16,62	11,81	13,41	195,92	37,43	5,81%	0,53	0,17
2012	CEAL	D08	257.666.000	172.308.389	48,02%	19,84%	26,24	17,59	20,03	15,31	2,95	13,09	53,51%	7,46	6,41
2012	EFLJC	D43	1.674.000	1.059.902	0,00%	0,00%	2,44	11,00	2,16	10,00	2,74	2,92	3,39%	0,17	0,01
2012	CAIUÁ	D06	79.549.000	48.993.893	3,41%	1,14%	7,20	9,12	7,47	10,46	22,70	11,47	2,66%	3,41	0,01
2012	AME	D02	361.224.000	222.448.185	113,13%	31,82%	65,20	61,10	51,12	61,53	26,74	43,23	9,29%	6,15	0,22
2012	CEEE	D10	575.226.000	285.686.463	28,60%	12,65%	19,36	15,37	12,96	15,22	16,31	10,19	23,79%	5,93	5,53
2012	ELETRACRE	D46	115.976.000	55.734.629	20,44%	14,72%	65,94	44,21	55,28	38,87	1,41	257,54	10,14%	5,42	1,88
2012	Boa Vista	D05	74.925.000	23.382.903	21,62%	10,17%	12,19	22,42	23,94	26,19	#N/D	#N/D	5,81%	3,42	0,24
2011	CEMIG-D	D18	1.700.789.000	1.473.198.243	10,76%	8,86%	14,32	12,99	7,00	9,05	28,23	3,28	3,67%	0,17	0,01
2011	ELETRPAULO	D48	1.192.545.000	1.001.438.805	11,06%	11,56%	10,36	8,74	5,45	6,99	17,31	26,72	8,75%	1,51	0,50
2011	COPEL	D32	1.095.141.000	871.379.651	4,74%	3,14%	10,64	13,62	8,26	12,02	13,69	26,94	7,56%	0,16	0,01
2011	CELESC	D11	795.102.000	486.550.364	5,20%	4,27%	17,15	17,66	11,82	14,34	488,47	35,76	6,83%	0,93	0,45
2011	CELG	D12	644.809.000	491.273.190	8,56%	3,88%	22,27	18,74	18,51	18,51	7,95	24,37	0,00%	0,09	-
2011	LIGHT	D60	639.982.000	637.776.308	42,56%	33,61%	16,73	9,68	7,76	8,15	11,18	31,61	0,92%	0,17	0,01
2011	CPFL - Paulista	D36	639.178.000	662.349.275	6,59%	7,97%	6,76	8,65	5,36	7,81	4,07	34,86	1,50%	0,41	0,00
2011	COELBA	D29	538.910.000	745.587.857	12,15%	13,01%	22,86	20,23	10,28	13,62	44,41	11,49	9,56%	2,17	0,51
2011	CEEE	D10	453.665.000	257.970.643	28,77%	14,09%	17,57	16,04	13,21	15,99	58,24	10,36	23,53%	8,60	2,57
2011	AME	D02	444.961.000	192.695.689	136,87%	34,28%	54,89	60,92	51,23	62,47	12,88	33,15	16,03%	8,71	1,45
2011	AMPLA	D03	420.568.000	403.208.715	29,24%	23,92%	19,24	14,51	9,83	13,57	6,71	52,64	3,24%	0,08	0,02
2011	CELPA	D13	416.061.000	422.413.466	53,67%	41,54%	99,55	28,48	53,04	28,62	49,71	25,46	7,26%	7,14	0,08
2011	ELEKTRO	D45	399.164.000	570.045.253	2,16%	0,92%	9,05	9,63	5,39	8,40	7,57	57,71	5,23%	3,30	0,03
2011	CELPE	D14	372.645.000	449.628.949	22,14%	14,78%	16,79	18,56	6,83	15,80	14,32	25,05	12,92%	1,38	0,48
2011	COELCE	D30	336.346.000	464.250.623	6,49%	3,62%	9,31	14,98	6,04	12,64	0,63	17,32	2,24%	0,17	0,09
2011	CEMAT	D17	297.963.000	289.750.816	20,53%	9,32%	29,23	31,24	20,79	26,31	16,33	42,83	6,89%	4,95	0,03
2011	CEMAR	D16	279.939.000	301.147.576	19,90%	18,86%	21,44	34,18	11,60	23,52	33,77	25,66	25,60%	6,10	3,16

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2011	BANDEIRANTE	D04	279.656.000	317.471.352	20,21%	14,63%	9,43	9,66	6,17	8,39	24,59	17,68	4,88%	2,23	0,02
2011	CEB	D09	272.312.000	172.450.423	6,42%	5,77%	15,68	12,92	13,00	13,79	18,00	1,29	22,08%	2,21	0,53
2011	ESCELSA	D54	250.284.000	255.460.196	19,17%	13,79%	10,48	11,21	6,38	8,99	5,58	32,69	4,43%	1,85	0,25
2011	CEAL	D08	247.944.000	149.653.627	58,27%	23,14%	25,66	18,72	16,71	16,14	1,82	39,85	45,49%	5,96	6,36
2011	CPFL - Piratininga	D35	242.961.000	305.358.655	8,14%	3,69%	6,45	7,90	4,86	7,16	4,52	41,54	4,17%	1,36	0,21
2011	AES-SUL	D01	242.314.000	242.779.274	10,62%	6,27%	15,35	14,73	9,27	12,79	140,68	31,36	30,29%	5,76	3,23
2011	CEPISA	D19	241.746.000	199.292.471	75,92%	21,10%	41,83	27,23	29,96	23,08	42,61	13,87	44,75%	6,40	5,20
2011	ENERSUL	D51	227.280.000	224.512.505	21,54%	10,02%	11,97	14,94	8,34	12,44	15,39	22,67	6,71%	3,50	0,21
2011	RGE	D62	205.493.000	281.524.838	6,46%	4,64%	15,08	16,35	9,40	13,17	23,13	90,99	17,73%	2,63	2,66
2011	CERON	D20	205.108.000	126.142.229	40,40%	16,25%	38,48	32,77	28,90	32,77	11,18	10,79	19,13%	6,87	2,84
2011	EPB	D53	192.388.000	207.842.504	13,40%	14,11%	28,99	30,09	15,79	20,99	18,67	9,01	11,43%	1,89	1,92
2011	COSERN	D33	134.645.000	187.418.815	7,12%	6,71%	15,24	17,58	9,07	14,47	13,61	27,31	5,07%	0,22	0,01
2011	ESE	D55	121.963.000	117.292.539	11,75%	14,39%	22,28	16,53	14,58	14,38	13,91	5,37	8,54%	2,05	0,19
2011	CELTINS	D15	120.532.000	136.996.537	3,79%	9,00%	42,17	37,19	25,57	29,83	24,49	11,07	3,91%	0,41	0,03
2011	ELETROACRE	D46	112.219.000	49.716.915	25,73%	16,53%	46,23	46,42	45,25	40,78	6,79	38,17	6,32%	4,56	1,02
2011	EMG	D50	85.932.000	91.463.860	2,65%	1,23%	9,80	12,06	8,66	12,27	27,46	3,39	5,04%	1,03	0,07
2011	Boa Vista	D05	72.825.000	20.142.209	15,16%	11,87%	14,88	24,17	21,27	27,45	#N/D	#N/D	4,58%	1,34	0,42
2011	CAIUÁ	D06	50.700.000	41.473.859	4,13%	2,60%	6,48	9,54	7,16	11,39	14,56	11,75	2,93%	1,63	0,00
2011	EDEVP	D41	42.107.000	42.861.199	1,74%	0,47%	4,85	11,96	5,25	12,43	11,69	8,94	2,59%	0,10	0,00
2011	CLFSC	D26	40.919.000	49.498.701	2,39%	2,57%	8,44	12,57	8,13	15,35	8,89	8,75	5,36%	7,40	0,03
2011	EEB	D42	36.350.000	32.406.552	2,18%	0,00%	12,32	12,33	8,92	15,78	12,88	9,39	5,00%	0,18	0,01
2011	SULGIPE	D63	28.224.000	23.479.623	11,62%	11,32%	15,45	21,77	14,26	16,69	3,00	3,66	1,79%	0,14	0,00
2011	EBO	D40	27.382.000	29.820.309	9,15%	12,61%	14,65	16,05	11,84	15,13	9,48	10,79	5,17%	0,45	0,43
2011	CNEE	D27	26.612.000	27.753.674	1,67%	0,44%	8,58	10,95	9,23	11,77	13,59	9,96	1,24%	0,62	0,00
2011	DMEPC	D39	26.257.000	19.387.351	2,84%	1,32%	4,09	9,00	4,33	9,00	8,17	28,03	2,92%	0,25	0,01
2011	ENF	D52	25.190.000	22.018.784	2,03%	3,88%	13,36	14,59	10,33	12,96	35,20	3,87	3,08%	0,16	0,01
2011	ELFSM	D49	24.670.000	23.298.270	5,43%	7,87%	10,33	13,67	7,70	12,15	6,69	1,25	3,33%	3,61	0,60

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2011	CSPE	D37	13.767.000	21.432.000	6,77%	2,96%	9,08	11,21	5,71	11,82	11,57	10,70	0,00%	0,16	-
2011	CFLO	D22	13.389.000	12.391.902	0,00%	0,00%	4,84	8,40	6,06	8,40	11,40	8,36	2,89%	0,17	0,00
2011	CPEE	D34	13.212.000	19.722.460	7,14%	4,21%	9,67	12,00	6,16	11,00	9,36	10,78	0,83%	0,21	0,00
2011	COCEL	D28	13.097.000	11.061.505	0,28%	0,30%	11,63	12,82	9,41	9,61	9,47	3,55	5,42%	0,48	0,01
2011	ELETROCAR	D47	11.794.000	11.127.438	6,50%	1,00%	21,54	15,94	17,13	17,50	5,29	1,33	7,82%	0,27	0,01
2011	IENERGIA	D58	10.041.000	9.944.387	11,14%	6,01%	10,91	13,00	14,12	13,00	6,86	4,44	0,69%	0,07	0,00
2011	CHESP	D23	9.888.000	9.050.129	1,86%	0,83%	15,59	18,68	39,63	27,15	6,47	6,99	7,59%	1,02	0,62
2011	COOPERALIANÇA	D31	9.773.000	6.738.627	7,96%	0,98%	4,03	5,00	3,90	5,00	25,72	42,07	20,83%	1,82	1,52
2011	CJE	D24	9.631.000	14.648.431	5,93%	1,64%	7,00	10,50	5,09	11,00	8,27	12,07	0,42%	0,17	0,00
2011	CLFM	D25	9.530.000	14.111.034	1,99%	0,31%	5,96	12,79	5,23	13,19	12,15	9,18	0,42%	0,08	0,00
2011	DEMEI	D38	7.889.000	8.563.012	6,27%	5,15%	22,66	14,00	22,49	15,00	15,27	1,40	14,63%	0,63	0,07
2011	HIDROPAN	D57	4.942.000	5.147.204	2,16%	0,00%	8,33	25,00	15,11	22,00	4,48	1,45	8,28%	0,21	0,01
2011	UHENPAL	D64	4.569.000	3.931.841	3,07%	0,44%	12,13	19,00	7,74	19,00	1,14	38,56	5,56%	0,19	0,02
2011	EFLUL	D44	4.461.000	3.535.518	4,46%	0,00%	9,80	16,00	9,11	14,00	17,81	0,17	2,88%	0,12	0,00
2011	FORCEL	D56	3.148.000	3.209.194	11,65%	0,00%	1,26	14,00	4,15	13,00	2,44	4,79	25,83%	0,02	0,04
2011	EFLJC	D43	1.713.000	947.560	1,13%	0,00%	12,44	11,00	6,72	10,00	0,79	5,63	6,09%	0,31	0,01
2011	MUX-Energia	D61	1.567.000	2.182.784	2,37%	1,97%	1,89	15,00	1,33	13,00	1,91	1,92	0,00%	0,04	-
2010	CEMIG-D	D18	1.586.500.000	1.369.441.647	12,67%	9,05%	12,99	13,19	6,55	9,35	4,82	4,82	5,75%	0,44	0,02
2010	ELETROPAULO	D48	1.169.907.000	950.779.041	13,01%	16,50%	10,60	9,52	5,43	7,50	24,68	37,85	9,58%	1,82	0,72
2010	COPEL	D32	969.313.000	742.541.333	4,90%	3,14%	11,46	14,05	9,46	12,84	14,88	30,15	2,66%	0,12	0,00
2010	CELESC	D11	813.296.000	435.077.915	4,55%	4,27%	13,53	18,67	10,22	15,15	713,74	29,58	11,69%	1,69	1,67
2010	CELG	D12	649.268.000	445.248.535	8,85%	3,88%	20,84	19,39	16,03	19,16	8,06	35,63	1,30%	0,14	0,00
2010	LIGHT	D60	622.172.000	553.682.460	44,38%	35,40%	11,33	9,97	5,76	8,78	7,06	23,45	2,30%	0,07	0,00
2010	CPFL - Paulista	D36	574.058.000	593.368.625	5,54%	7,97%	5,65	9,04	5,05	8,08	7,12	37,65	1,67%	0,15	0,00
2010	CEEE	D10	441.819.000	225.729.280	31,52%	15,81%	21,63	16,59	15,03	16,66	10,66	9,84	26,32%	10,85	2,31
2010	COELBA	D29	429.828.000	654.243.933	11,22%	13,32%	26,60	21,80	11,16	15,32	54,05	11,80	5,58%	1,49	0,37
2010	AMPLA	D03	416.855.000	367.970.035	32,89%	25,52%	23,81	15,38	12,74	14,70	7,96	67,84	1,30%	0,15	0,00

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2010	CELPE	D14	397.920.000	399.746.884	17,81%	15,56%	17,15	19,19	7,27	18,02	20,99	31,73	12,13%	1,48	0,62
2010	CELPA	D13	381.717.000	395.790.879	50,58%	31,82%	101,86	29,74	53,02	29,90	25,96	25,27	20,71%	10,69	0,49
2010	ELEKTRO	D45	369.088.000	538.452.769	3,31%	2,81%	9,48	10,09	5,74	8,78	4,30	66,95	4,43%	2,52	0,20
2010	COELCE	D30	317.152.000	438.672.682	7,66%	7,52%	7,54	16,73	5,61	14,67	0,25	10,96	3,45%	0,23	0,06
2010	AME	D02	306.887.000	168.147.521	134,58%	36,74%	68,30	61,01	55,79	63,26	14,74	75,98	10,74%	6,58	0,43
2010	CEB	D09	257.610.000	152.558.550	8,42%	6,07%	14,81	13,63	14,79	15,50	17,48	0,96	30,00%	3,66	2,31
2010	BANDEIRANTE	D04	251.324.000	298.305.780	22,56%	16,12%	12,21	10,15	7,09	8,79	15,66	27,51	3,93%	0,35	0,01
2010	CEMAT	D17	241.707.000	258.495.214	18,39%	10,37%	28,66	32,74	21,90	27,74	32,31	20,87	5,65%	4,13	0,02
2010	CEMAR	D16	238.838.000	257.234.926	20,78%	21,51%	21,41	40,10	13,79	26,01	16,36	31,98	27,14%	6,35	4,01
2010	ESCELSA	D54			19,47%	15,52%	9,16	11,55	6,35	9,15	14,45	64,80	3,64%	3,27	0,14
2010	CEPISA	D19	222.960.000	167.136.723	40,93%	22,47%	40,81	28,22	32,15	25,27	20,31	9,41	63,56%	10,11	9,53
2010	CPFL - Piratininga	D35	221.622.000	275.479.608	8,54%	4,87%	6,88	8,19	5,22	7,73	6,82	57,85	2,62%	0,80	0,04
2010	AES-SUL	D01	212.686.000	220.343.484	11,19%	7,01%	18,02	15,09	10,09	13,20	33,33	26,61	20,51%	3,55	1,67
2010	CEAL	D08	212.295.000	136.563.374	67,82%	26,45%	20,58	19,36	14,31	16,72	2,48	80,92	40,57%	6,37	4,94
2010	ENERSUL	D51	203.947.000	193.128.991	24,48%	11,45%	10,23	15,10	7,16	12,86	13,88	41,61	6,81%	3,06	0,24
2010	RGE	D62	203.781.000	254.630.033	4,97%	4,87%	14,71	16,38	9,66	13,52	9,94	98,67	19,52%	2,86	2,91
2010	EPB	D53	177.750.000	180.287.257	18,89%	15,84%	29,24	32,56	15,97	24,95	32,99	32,02	26,28%	2,52	2,93
2010	CERON	D20	175.945.000	111.996.967	41,62%	18,58%	31,37	36,32	29,76	36,93	6,60	11,02	27,65%	12,08	4,05
2010	COSERN	D33	131.248.000	160.770.965	9,54%	6,99%	12,70	18,85	6,98	15,65	49,60	28,91	4,65%	0,35	0,01
2010	CELTINS	D15	121.512.000	118.502.781	4,68%	9,90%	46,45	38,07	33,03	30,78	29,58	10,02	10,69%	1,92	1,21
2010	ESE	D55	108.417.000	104.642.072	14,24%	15,39%	23,66	17,53	12,11	15,77	5,42	5,57	6,85%	2,16	0,18
2010	EMG	D50	76.687.000	83.137.585	3,07%	1,23%	12,54	12,41	13,07	12,54	119,37	6,79	4,60%	0,26	0,16
2010	Boa Vista	D05	64.842.000	17.862.384	11,56%	13,56%	17,89	34,03	24,26	32,05	#N/D	#N/D	5,83%	4,13	0,10
2010	ELETROACRE	D46	60.272.000	44.589.963	25,72%	18,34%	44,62	48,73	43,85	42,61	4,94	19,52	8,11%	6,22	1,04
2010	CAIUÁ	D06	43.137.000	38.992.081	4,49%	2,60%	6,98	9,61	9,01	13,11	5,03	38,73	1,19%	2,90	0,00
2010	CLFSC	D26	37.755.000	43.793.337	2,29%	2,57%	5,49	13,15	6,52	17,24	5,73	69,09	5,36%	6,47	0,03
2010	EDEVP	D41	35.620.000	39.963.780	2,53%	0,47%	6,20	12,52	5,97	13,64	2,69	39,38	3,27%	0,21	0,07

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2010	EEB	D42	30.303.000	28.517.776	3,70%	0,00%	11,43	13,20	10,67	16,84	5,00	35,82	3,27%	0,49	0,00
2010	EBO	D40	26.366.000	25.614.980	11,26%	12,61%	13,58	16,91	9,90	17,27	5,15	25,86	13,20%	0,25	0,35
2010	SULGIPE	D63	25.336.000	19.985.898	12,86%	11,32%	13,76	23,94	12,81	19,25	5,44	4,13	3,57%	0,22	0,00
2010	DMEPC	D39	24.106.000	19.068.212	4,35%	1,32%	3,12	10,00	3,47	10,00	6,56	14,92	4,17%	0,15	0,01
2010	CNEE	D27	23.712.000	25.090.131	2,10%	0,44%	8,23	11,10	11,52	12,21	3,31	31,96	2,50%	0,52	0,00
2010	ENF	D52	21.748.000	20.241.375	1,92%	3,88%	13,48	15,11	11,78	14,36	48,23	8,67	3,04%	0,11	0,00
2010	ELFSM	D49	20.254.000	20.456.860	6,82%	8,99%	9,35	14,74	8,59	13,46	0,27	30,34	1,68%	1,07	0,00
2010	CFLO	D22	13.629.000	11.002.334	1,54%	0,00%	5,31	9,28	5,44	9,33	2,95	32,62	1,25%	0,12	0,00
2010	CSPE	D37	12.586.000	18.272.273	5,66%	2,96%	9,21	12,59	7,75	13,60	23,73	5,84	3,75%	0,14	0,01
2010	CPEE	D34	11.924.000	15.918.284	5,48%	4,21%	8,28	12,00	7,69	11,44	15,10	5,49	2,08%	0,10	0,00
2010	COCEL	D28	11.235.000	10.298.386	0,60%	0,30%	13,03	14,00	9,71	10,00	17,65	2,52	7,08%	0,87	0,35
2010	ELETROCAR	D47	10.796.000	10.295.457	4,81%	1,00%	13,08	16,79	14,25	20,26	12,07	3,41	10,74%	0,27	0,02
2010	COOPERALIANÇA	D31	9.435.000	6.561.533	7,51%	0,98%	3,52	5,41	3,40	5,26	35,38	35,38	26,69%	1,88	1,61
2010	CJE	D24	9.021.000	11.454.963	2,00%	1,64%	9,24	11,00	7,81	12,00	11,88	2,88	2,92%	0,14	0,00
2010	IENERGIA	D58	9.013.000	9.079.851	9,18%	6,87%	11,65	13,70	13,57	12,65	3,77	5,87	2,78%	0,09	0,00
2010	CHESP	D23	8.549.000	8.232.170	3,47%	0,83%	11,92	20,52	25,45	31,30	0,82	7,02	4,17%	0,08	0,01
2010	CLFM	D25	8.475.000	12.719.255	1,85%	0,31%	4,59	13,15	4,52	14,15	11,24	6,16	0,42%	0,07	0,00
2010	DEMEI	D38	7.915.000	7.622.971	6,96%	5,89%	9,92	14,00	9,08	16,00	8,28	2,79	7,95%	0,29	0,02
2010	UHENPAL	D64	4.913.000	3.545.683	3,71%	0,44%	11,03	20,23	8,30	21,96	74,58	22,34	2,80%	0,14	0,00
2010	HIDROPAN	D57	4.472.000	4.562.084	1,57%	0,00%	10,89	29,11	13,42	26,11	2,26	1,11	9,66%	0,70	0,36
2010	EFLUL	D44	3.480.000	2.620.125	0,00%	0,00%	11,49	17,00	10,13	14,00	0,92	0,17	2,78%	0,11	0,00
2010	FORCEL	D56	2.806.000	2.759.069	7,46%	0,00%	0,97	15,00	0,98	15,00	4,06	7,98	30,16%	0,01	0,05
2010	MUX-Energia	D61	1.512.000	2.103.271	5,90%	2,19%	3,66	17,74	3,91	14,44	14,34	2,57	1,96%	0,10	0,00
2010	EFLJC	D43	1.364.000	893.455	1,61%	0,00%	2,95	11,00	4,43	11,00	1,06	3,05	4,03%	0,19	0,01
2009	CEMIG-D	D18	1.678.325.000	1.259.271.157	13,53%	9,24%	14,09	13,25	6,76	9,71	-	-	4,59%	0,25	0,01
2009	ELETROPAULO	D48	1.097.096.000	895.032.662	14,05%	16,98%	16,12	10,20	7,21	7,93	-	-	10,42%	2,00	1,01
2009	COPEL	D32	895.905.000	666.912.747	4,61%	3,14%	12,91	14,02	11,03	13,52	-	-	2,18%	0,12	0,00

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2009	CELESC	D11	660.356.000	405.407.061	5,78%	4,27%	13,56	19,53	9,79	15,66	-	-	13,17%	1,96	2,80
2009	CELG	D12	632.852.000	515.818.368	6,69%	3,88%	24,90	20,15	20,72	20,61	-	-	4,63%	0,28	0,01
2009	LIGHT	D60	500.471.000	540.034.674	47,62%	37,19%	14,03	10,28	7,13	9,47	-	-	1,16%	0,16	0,01
2009	CPFL - Paulista	D36	418.825.000	549.891.166	5,82%	7,97%	7,62	9,43	5,77	8,35	-	-	2,50%	0,17	0,00
2009	AMPLA	D03	390.226.000	366.373.507	32,32%	27,13%	19,47	16,21	11,92	16,42	-	-	2,26%	0,12	0,00
2009	COELBA	D29	387.360.000	594.885.001	9,15%	13,63%	14,97	23,15	7,47	17,24	-	-	6,07%	1,14	0,26
2009	CELPA	D13	372.928.000	367.672.887	49,97%	35,96%	83,43	30,58	48,40	30,82	-	-	23,69%	12,89	1,11
2009	ELEKTRO	D45	369.466.000	507.132.234	5,85%	2,81%	11,09	10,62	6,60	9,19	-	-	5,51%	3,15	0,26
2009	CEEE	D10	352.610.000	220.657.761	30,85%	17,52%	26,99	18,40	15,18	18,63	-	-	34,92%	10,72	2,94
2009	CELPE	D14	309.459.000	404.204.553	20,97%	16,34%	16,59	20,38	6,99	19,99	-	-	14,17%	1,58	1,25
2009	COELCE	D30	290.365.000	393.944.893	6,99%	7,52%	7,67	18,90	5,91	16,80	-	-	3,61%	0,20	0,01
2009	CEMAT	D17	248.531.000	237.493.541	15,74%	11,42%	29,28	34,08	22,86	29,29	-	-	5,07%	3,89	0,19
2009	BANDEIRANTE	D04	235.126.000	274.904.914	23,63%	17,99%	12,78	11,25	6,44	9,36	-	-	3,00%	2,51	0,01
2009	ESCELSA	D54			28,11%	17,24%	11,55	11,75	6,95	9,72	-	-	6,69%	3,41	0,52
2009	CEB	D09	204.224.000	150.301.469	8,19%	6,38%	16,26	14,52	15,21	17,39	-	-	26,43%	2,41	0,81
2009	CEAL	D08	203.378.000	170.192.872	66,44%	29,75%	20,82	20,42	15,68	18,94	-	-	34,97%	6,92	5,30
2009	AME	D02	195.071.000	117.833.198	154,86%	39,20%	51,77	24,93	31,16	24,82	-	-	10,65%	8,89	1,69
2009	CEPISA	D19	190.635.000	174.758.923	57,96%	23,83%	43,62	28,99	32,80	25,90	-	-	60,00%	9,46	6,94
2009	AES-SUL	D01	189.826.000	211.345.837	8,63%	7,74%	20,78	15,47	11,90	13,60	-	-	20,67%	3,98	1,39
2009	CEMAR	D16	187.388.000	279.757.495	27,14%	24,16%	23,45	46,24	15,10	29,70	-	-	35,24%	8,12	4,97
2009	ENERSUL	D51	182.585.000	171.364.744	26,36%	12,89%	12,35	14,99	9,09	13,31	-	-	10,37%	5,46	0,20
2009	CPFL - Piratininga	D35	166.867.000	269.514.653	8,06%	4,87%	11,02	8,95	6,41	8,17	-	-	2,14%	0,21	0,00
2009	EPB	D53	155.052.000	225.153.737	20,76%	17,56%	46,10	35,32	21,57	29,26	-	-	24,36%	2,51	1,55
2009	RGE	D62	150.414.000	233.354.005	5,52%	5,10%	14,43	16,41	8,80	14,23	-	-	21,09%	3,28	4,88
2009	CERON	D20	149.502.000	126.232.792	37,77%	20,90%	36,26	41,33	39,90	42,86	-	-	26,52%	9,70	3,38
2009	COSERN	D33	110.364.000	149.060.435	7,69%	7,27%	14,22	19,82	7,90	16,73	-	-	5,24%	0,34	0,01
2009	CELTINS	D15	109.008.000	108.974.209	7,22%	10,79%	52,23	39,15	39,32	32,09	-	-	12,92%	1,60	0,75

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2009	ESE	D55	92.041.000	97.508.859	15,95%	16,39%	16,66	18,23	11,24	17,57	-	-	1,67%	0,26	0,00
2009	EMG	D50	66.137.000	76.735.286	2,87%	1,23%	19,01	12,44	13,62	13,08	-	-	4,43%	0,42	0,01
2009	Boa Vista	D05	58.703.000	27.461.072	15,65%	15,26%	9,80	29,17	21,10	30,62	-	-	5,42%	5,92	0,25
2009	ELETROACRE	D46	55.887.000	41.855.373	26,50%	20,15%	36,74	51,10	40,96	44,91	-	-	7,34%	4,12	1,03
2009	CAIUÁ	D06	39.346.000	37.912.272	2,79%	2,60%	7,30	10,02	6,96	14,81	-	-	1,78%	3,95	0,00
2009	EDEVP	D41	34.842.000	36.378.180	1,93%	0,47%	7,14	13,11	7,75	15,26	-	-	5,64%	1,21	0,20
2009	EEB	D42	28.888.000	28.020.129	4,62%	0,00%	11,23	14,11	8,80	17,92	-	-	3,87%	0,92	0,01
2009	CLFSC	D26	26.626.000	41.770.097	0,69%	2,57%	5,47	13,54	7,56	19,62	-	-	5,65%	5,25	0,01
2009	EBO	D40	25.319.000	25.307.285	10,64%	12,61%	14,98	17,97	11,66	18,27	-	-	5,36%	0,11	0,06
2009	SULGIPE	D63	23.145.000	19.931.654	16,06%	11,32%	17,60	26,52	18,82	22,05	-	-	3,27%	0,38	0,02
2009	CNEE	D27	22.983.000	22.706.651	0,95%	0,44%	7,30	11,89	9,59	13,19	-	-	2,90%	1,92	0,00
2009	ENF	D52	20.642.000	18.869.887	3,75%	3,88%	24,01	16,31	15,83	16,33	-	-	3,03%	0,08	0,00
2009	DMEPC	D39	20.338.000	17.959.177	1,72%	1,32%	3,50	11,00	2,85	11,00	-	-	0,42%	0,11	0,00
2009	ELFSM	D49	20.303.000	19.920.056	10,05%	10,12%	14,64	15,25	9,99	14,83	-	-	7,50%	5,83	1,25
2009	IENERGIA	D58	12.657.000	9.128.889	8,75%	7,73%	8,15	13,74	12,57	12,63	-	-	9,72%	0,02	0,02
2009	CFLO	D22	12.269.000	10.597.524	0,84%	0,00%	4,62	9,28	5,26	10,28	-	-	1,22%	0,06	0,01
2009	COCEL	D28	11.122.000	9.648.257	6,07%	0,30%	13,92	14,00	8,96	10,00	-	-	4,60%	1,54	0,10
2009	COOPERALIANÇA	D31	9.630.000	8.707.339	9,25%	0,98%	4,63	5,40	5,43	5,26	-	-	44,64%	1,73	0,20
2009	ELETROCAR	D47	9.335.000	11.115.849	11,38%	1,00%	18,34	17,42	15,48	22,02	-	-	5,06%	0,24	0,01
2009	CPEE	D34	9.129.000	15.617.015	7,00%	4,21%	11,30	13,00	10,73	12,43	-	-	4,17%	0,12	0,01
2009	CSPE	D37	9.054.000	17.183.839	3,83%	2,96%	8,93	12,74	7,36	14,42	-	-	1,67%	0,10	0,00
2009	CHESP	D23	8.596.000	8.467.749	5,89%	0,83%	17,01	20,52	30,36	32,41	-	-	4,86%	0,43	0,40
2009	CJE	D24	7.388.000	11.102.749	3,05%	1,64%	10,61	11,51	6,06	13,01	-	-	1,25%	0,14	0,00
2009	DEMEI	D38	6.723.000	8.370.947	9,31%	6,62%	9,56	14,00	11,72	16,70	-	-	5,30%	0,22	0,01
2009	CLFM	D25	5.814.000	11.464.938	1,78%	0,31%	8,20	14,15	8,29	15,15	-	-	1,67%	0,06	0,00
2009	HIDROPAN	D57	4.792.000	5.039.915	0,00%	0,00%	8,43	33,77	12,08	29,89	-	-	9,03%	0,17	0,02
2009	UHENPAL	D64	4.579.000	4.297.439	1,72%	0,44%	6,23	21,01	6,24	24,45	-	-	4,86%	0,13	0,01

Ano	Empresa	Cód.	Custo Oper. Realizado	Custo Oper. Regulatório	PNT/BT (REAL)	PNT/BT (REG.)	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite	DER	FER	ICC	DRPe	DRCe
2009	EFLUL	D44	3.505.000	2.730.416	5,82%	0,00%	13,40	18,00	11,30	14,00	-	-	2,08%	0,10	0,00
2009	FORCEL	D56	2.780.000	2.544.477	6,25%	0,00%	0,86	16,00	2,33	16,00	-	-	27,74%	0,02	0,05
2009	MUX-Energia	D61	1.441.000	2.585.280	5,94%	2,42%	6,35	18,75	6,94	15,45	-	-	0,00%	0,06	-
2009	EFLJC	D43	1.356.000	864.620	0,00%	0,00%	8,11	9,00	4,51	10,00	-	-	1,32%	0,12	0,00

Apêndice A.2

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2012	CLFM	D25	90.415.769	40.865.387	470	597	8.776.274	14.937.728	28.700.782
2012	CPEE	D34	89.433.880	51.091.489	764	714	(3.121.275)	11.164.263	64.893.248
2012	MUX-Energia	D61	6.700.424	5.799.285	-	-	2.406.189	2.765.322	(5.551.786)
2012	CSPE	D37	139.845.544	75.192.577	1.946	2.184	14.475.724	25.799.008	45.434.487
2012	RGE	D62	2.684.130.228	1.538.587.021	18.884	15.415	355.240.801	601.475.558	1.263.616.266
2012	ELEKTRO	D45	4.887.416.024	2.080.271.300	33.181	54.087	316.928.259	686.191.980	1.088.564.700
2012	CJE	D24	80.912.906	34.669.043	171	49	4.497.363	11.761.044	47.874.570
2012	COSERN	D33	1.605.824.406	903.413.357	42.595	52.525	211.592.443	339.749.931	461.629.905
2012	CLFSC	D26	280.368.355	105.376.342	2.321	1.767	20.244.770	45.098.961	109.059.449
2012	COELCE	D30	3.194.165.575	1.919.448.868	165.124	173.490	205.299.376	500.093.071	853.928.909
2012	COELBA	D29	7.448.899.305	3.951.441.905	590.345	495.460	500.492.871	1.352.125.064	2.955.787.796
2012	DEMEI	D38	20.818.036	11.907.623	-	-	3.689.584	3.577.547	(4.345.408)
2012	CPFL - Piratininga	D35	2.542.040.980	1.272.526.763	1.500	1.532	178.765.830	345.454.541	1.152.747.290
2012	EPB	D53	1.272.705.524	783.768.201	64.413	61.267	229.450.204	309.383.681	395.151.738
2012	EMG	D50	592.209.579	232.064.034	22.135	27.097	41.591.448	73.017.502	230.419.006
2012	BANDEIRANTE	D04	3.000.231.610	1.544.529.600	7.417	10.349	168.233.835	343.911.206	767.352.382
2012	CELPE	D14	3.970.027.449	2.208.908.014	90.237	98.132	28.759.123	308.427.196	1.344.652.410
2012	EBO	D40	119.332.343	64.756.854	2.850	2.339	35.573.377	38.308.048	30.297.914
2012	CEMAR	D16	3.196.900.970	1.900.883.271	383.834	322.300	330.931.310	471.826.433	1.181.763.787

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2012	AES-SUL	D01	2.554.517.441	1.454.175.720	16.700	28.254	229.525.081	420.701.390	677.372.357
2012	ESCELSA	D54	2.809.328.511	1.573.982.831	23.594	50.542	118.226.622	340.945.119	1.067.875.977
2012	LIGHT	D60	11.468.149.535	6.429.324.996	1.000	1.001	143.372.305	1.009.668.854	4.793.396.767
2012	CPFL - Paulista	D36	7.517.694.473	3.346.155.451	7.500	7.635	887.895.869	1.286.604.096	3.799.103.786
2012	CNEE	D27	114.937.780	50.665.111	600	387	10.805.595	29.131.881	66.643.785
2012	CELTINS	D15	753.992.026	240.182.765	116.988	67.138	(9.633.466)	91.905.990	431.342.100
2012	HIDROPAN	D57	23.173.162	20.148.267	-	-	1.596.145	3.385.600	11.683.920
2012	ELFSM	D49	178.500.998	108.288.185	3.490	9.706	22.544.922	35.980.104	7.727.848
2012	AMPLA	D03	7.362.346.066	4.917.294.930	10.477	17.463	641.312.990	1.096.890.003	1.795.587.836
2012	CHESP	D23	51.903.847	31.664.994	1.101	1.405	6.789.345	9.673.246	7.561.032
2012	FORCEL	D56	7.410.335	4.287.103	-	-	(1.245.379)	707.996	5.596.889
2012	UHENPAL	D64	17.929.722	8.814.919	320	475	2.904.044	3.528.854	(62.409)
2012	ENERSUL	D51	1.971.231.037	1.163.246.134	36.204	37.633	(24.912.486)	167.835.364	704.710.291
2012	EDEVP	D41	164.769.401	66.400.558	1.100	970	873.868	25.987.561	31.407.870
2012	ESE	D55	868.458.542	491.045.242	31.724	51.274	71.681.406	167.337.792	462.771.461
2012	IENERGIA	D58	29.488.736	13.556.216	1.097	1.373	239.622	2.813.902	5.040.208
2012	COCEL	D28	55.286.671	21.360.355	650	1.339	4.584.166	8.241.059	(31.587)
2012	CEMAT	D17	2.658.553.151	1.646.240.868	107.019	122.212	66.905.748	360.611.729	1.467.790.616
2012	CELG	D12	3.228.070.360	1.524.073.399	61.111	39.680	(615.023.289)	373.314.939	768.952.341
2012	CFLO	D22	38.683.377	15.796.928	350	411	(200.926)	5.662.083	24.163.731
2012	CEMIG-D	D18	15.666.850.553	5.874.701.479	202.100	296.944	599.045.555	1.594.488.335	5.715.455.922
2012	COOPERALIANÇA	D31	48.596.769	31.290.987	-	-	776.718	4.573.932	15.093.856
2012	CEPISA	D19	692.063.344	345.302.131	271.177	132.413	(52.264.802)	17.243.261	701.875.850
2012	ENF	D52	126.869.300	73.586.430	404	498	4.253.145	10.493.724	46.584.010
2012	EEB	D42	178.288.528	90.061.239	2.266	3.777	3.166.735	36.750.361	141.729.357
2012	SULGIPE	D63	86.313.154	38.995.399	13.722	14.460	14.483.440	14.148.751	(8.897.029)
2012	ELETROCAR	D47	24.872.466	16.450.244	43	75	(2.845.425)	131.896	23.343.201

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2012	EFLUL	D44	19.241.296	12.945.039	-	-	819.912	1.681.691	1.557.027
2012	CELPA	D13	2.338.348.218	1.472.151.767	454.218	333.986	(760.569.582)	(401.145.666)	2.481.861.452
2012	COPEL	D32	8.174.784.350	2.713.279.872	71.500	76.817	181.564.717	275.160.162	1.764.347.963
2012	ELETROPAULO	D48	10.570.739.878	4.375.371.780	-	-	(228.296.273)	431.536.687	3.270.124.466
2012	DMEPC	D39	115.958.150	79.091.522	-	-	13.177.534	11.032.564	(70.767.511)
2012	CEB	D09	1.459.373.704	795.766.950	-	-	(64.900.622)	47.309.902	485.762.730
2012	CERON	D20	748.739.764	423.016.551	93.206	69.446	56.050.283	103.763.568	1.360.770.061
2012	CELESC	D11	4.580.229.343	2.409.183.723	18.574	39.618	(185.426.867)	(92.892.604)	1.571.557.626
2012	CEAL	D08	1.094.787.135	461.767.357	89.336	90.873	(90.164.904)	(77.594.713)	572.352.767
2012	EFLJC	D43	1.740.085	1.259.918	-	-	45.189	206.056	159.225
2012	CAIUÁ	D06	240.080.386	103.676.216	1.300	1.083	(51.409.704)	13.452.896	180.647.678
2012	AME	D02	479.330.862	320.439.718	159.114	83.172	(939.575.859)	(625.524.215)	702.181.716
2012	CEEE	D10	2.691.360.070	1.275.247.559	23.321	27.735	(182.905.665)	(221.910.231)	491.926.958
2012	ELETROACRE	D46	392.127.146	238.911.893	79.159	39.113	(53.671.008)	(619.254)	112.764.501
2012	Boa Vista	D05	173.272.706	135.030.551	2.903	2.122	(140.641.186)	(105.149.389)	148.453.082
2011	CEMIG-D	D18	15.806.518.833	6.214.772.637	202.100	296.944	837.923.135	1.572.505.504	4.423.050.263
2011	ELETROPAULO	D48	12.208.001.483	4.974.238.179	-	-	2.062.832.228	2.497.161.858	2.437.300.608
2011	COPEL	D32	8.368.728.766	2.814.803.206	71.500	76.817	276.648.347	548.486.287	(180.213.986)
2011	CELESC	D11	4.602.134.812	2.416.332.833	18.574	39.618	207.568.225	399.970.159	1.080.817.979
2011	CELG	D12	3.146.686.514	1.546.432.699	61.111	39.680	(645.208.788)	(79.260.355)	1.575.307.879
2011	LIGHT	D60	11.181.089.117	6.363.311.268	1.000	1.001	154.819.427	1.080.408.433	4.018.306.022
2011	CPFL - Paulista	D36	7.512.931.831	3.357.084.950	7.500	7.635	838.680.558	1.165.508.267	2.998.150.122
2011	COELBA	D29	7.346.530.677	3.962.731.872	590.345	495.460	634.919.938	1.331.240.346	2.503.520.192
2011	CEEE	D10	2.791.327.453	1.356.126.799	23.321	27.735	(261.609.630)	(49.406.711)	1.165.335.601
2011	AME	D02	650.854.936	412.433.627	159.114	83.172	(668.615.824)	(344.813.670)	566.223.886
2011	AMPLA	D03	6.699.427.573	4.541.918.854	10.477	17.463	329.371.444	734.346.814	1.898.917.574
2011	CELPA	D13	2.617.738.502	1.640.181.314	454.218	333.986	(479.537.609)	190.643.450	2.691.224.679

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2011	ELEKTRO	D45	5.446.082.443	2.317.710.844	33.181	54.087	425.231.704	767.303.472	967.467.767
2011	CELPE	D14	3.941.254.026	2.228.280.380	90.237	98.132	174.057.253	536.173.036	1.416.602.846
2011	COELCE	D30	3.584.745.804	2.150.796.416	165.124	173.490	468.832.048	666.421.014	840.126.743
2011	CEMAT	D17	2.546.208.651	1.582.017.057	107.019	122.212	63.552.205	381.290.260	1.508.749.870
2011	CEMAR	D16	3.095.873.931	1.753.140.777	383.834	322.300	271.390.857	421.282.008	948.888.431
2011	BANDEIRANTE	D04	3.305.822.253	1.700.752.919	7.417	10.349	231.514.792	463.722.387	673.733.891
2011	CEB	D09	1.456.684.792	779.016.162	-	-	(60.353.674)	162.799.208	613.190.854
2011	ESCELSA	D54	2.869.783.599	1.588.092.332	23.594	50.542	87.073.977	306.676.529	853.439.559
2011	CEAL	D08	1.102.028.008	482.381.353	89.336	90.873	(85.129.871)	(64.278.379)	375.465.319
2011	CPFL - Piratininga	D35	2.801.947.389	1.401.238.025	1.500	1.532	338.885.919	506.315.555	1.028.869.751
2011	AES-SUL	D01	2.562.255.524	1.388.419.051	16.700	28.254	144.518.339	350.286.612	508.159.906
2011	CEPISA	D19	747.547.657	376.789.689	271.177	132.413	74.841.934	103.369.461	567.170.200
2011	ENERSUL	D51	1.965.098.963	1.165.183.372	36.204	37.633	213.616.691	345.376.662	615.706.697
2011	RGE	D62	2.745.908.578	1.525.295.753	18.884	15.415	248.437.743	496.265.070	893.887.601
2011	CERON	D20	750.896.245	428.439.327	93.206	69.446	(106.114.263)	(50.000.647)	713.088.149
2011	EPB	D53	1.215.409.434	745.537.751	64.413	61.267	145.182.852	216.989.534	381.862.346
2011	COSERN	D33	1.595.545.230	886.004.225	42.595	52.525	179.378.278	307.246.024	440.336.232
2011	ESE	D55	856.096.447	480.947.698	31.724	51.274	59.474.603	157.846.133	423.940.036
2011	CELTINS	D15	777.524.108	264.067.039	116.988	67.138	36.937.399	116.292.619	293.255.589
2011	ELETROACRE	D46	387.985.694	233.775.114	79.159	39.113	(88.622.360)	(37.569.044)	96.648.733
2011	EMG	D50	576.542.197	237.322.953	22.135	27.097	48.095.721	83.719.081	203.589.271
2011	Boa Vista	D05	164.608.934	132.405.267	2.903	2.122	(188.207.666)	(144.415.934)	376.647.737
2011	CAIUÁ	D06	242.613.501	109.581.517	1.300	1.083	(54.087.129)	23.299.649	215.466.680
2011	EDEVP	D41	170.258.086	72.004.163	1.100	970	15.993.444	37.050.403	58.075.631
2011	CLFSC	D26	291.645.261	112.483.100	2.321	1.767	39.508.640	55.949.394	87.689.917
2011	EEB	D42	181.886.331	96.802.997	2.266	3.777	(2.912.738)	27.190.940	193.513.040
2011	SULGIPE	D63	87.929.572	40.012.862	13.722	14.460	3.965.708	6.177.060	(6.342.290)

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2011	EBO	D40	115.435.294	61.886.485	2.850	2.339	23.477.463	27.189.417	16.968.256
2011	CNEE	D27	111.290.861	52.099.938	600	387	9.282.102	18.451.121	64.928.406
2011	DMEPC	D39	134.712.575	87.091.330	-	-	17.495.333	16.081.476	(75.573.392)
2011	ENF	D52	125.707.272	73.864.089	404	498	7.507.307	14.247.148	36.096.372
2011	ELFSM	D49	172.660.976	107.778.242	3.490	9.706	9.125.667	22.996.247	16.992.253
2011	CSPE	D37	136.045.771	74.550.624	1.946	2.184	21.109.808	28.293.740	34.144.340
2011	CFLO	D22	40.104.545	16.973.409	350	411	5.302.566	6.896.539	15.044.600
2011	CPEE	D34	89.161.787	52.219.589	764	714	21.259.574	29.675.396	54.771.398
2011	COCEL	D28	56.719.527	22.250.782	650	1.339	4.268.192	7.764.764	(785.670)
2011	ELETROCAR	D47	24.247.700	15.647.518	43	75	1.222.584	2.658.993	12.328.530
2011	IENERGIA	D58	29.588.822	14.175.509	1.097	1.373	3.210.263	5.763.701	1.776.688
2011	CHESP	D23	46.509.856	28.874.736	1.101	1.405	4.046.976	6.782.212	7.926.221
2011	COOPERALIANÇA	D31	46.057.083	29.750.587	-	-	(1.113.542)	1.255.734	13.983.397
2011	CJE	D24	78.531.783	36.436.689	171	49	17.727.570	21.374.786	14.253.147
2011	CLFM	D25	77.744.600	38.830.714	470	597	7.908.742	11.887.614	22.528.455
2011	DEMEI	D38	18.775.016	11.143.552	-	-	4.132.455	3.277.612	(7.967.106)
2011	HIDROPAN	D57	19.852.114	16.146.011	-	-	3.081.862	3.998.672	1.132.244
2011	UHENPAL	D64	17.455.420	8.705.882	320	475	2.826.313	3.201.725	301.670
2011	EFLUL	D44	15.678.403	10.438.141	-	-	314.638	942.772	1.423.832
2011	FORCEL	D56	7.735.754	4.417.363	-	-	1.328.060	1.313.192	(2.860.509)
2011	EFLJC	D43	1.749.680	1.246.199	-	-	(111.465)	38.362	(6.127)
2011	MUX-Energia	D61	7.026.282	5.945.492	-	-	2.576.256	2.709.581	(4.961.863)
2010	CEMIG-D	D18	15.947.432.241	6.574.529.627	202.100	296.944	412.318.695	1.133.691.001	3.967.290.757
2010	ELETROPAULO	D48	12.923.512.367	5.386.507.794	-	-	1.957.807.278	2.054.284.921	2.561.035.513
2010	COPEL	D32	8.567.274.458	2.920.125.258	71.500	76.817	196.500.354	248.092.260	(377.737.640)
2010	CELESC	D11	4.624.145.047	2.423.503.157	18.574	39.618	303.094.473	402.075.747	1.253.721.029
2010	CELG	D12	3.067.354.460	1.569.120.028	61.111	39.680	(397.284.647)	153.405.773	1.052.026.427

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2010	LIGHT	D60	10.901.214.138	6.297.975.342	1.000	1.001	580.198.410	1.075.835.962	3.356.022.435
2010	CPFL - Paulista	D36	7.508.172.207	3.368.050.148	7.500	7.635	1.093.046.683	1.157.549.338	2.161.312.243
2010	CEEE	D10	2.895.008.007	1.442.135.593	23.321	27.735	(220.168.715)	(92.647.169)	1.285.960.116
2010	COELBA	D29	7.245.568.879	3.974.054.097	590.345	495.460	1.120.371.388	1.369.573.761	1.962.026.862
2010	AMPLA	D03	6.096.199.419	4.195.198.207	10.477	17.463	353.955.069	642.606.369	1.575.065.012
2010	CELPE	D14	3.912.689.142	2.247.822.643	90.237	98.132	386.050.857	637.045.793	1.363.811.260
2010	CELPA	D13	2.510.721.090	1.558.241.425	454.218	333.986	(107.063.565)	354.386.421	2.089.943.837
2010	ELEKTRO	D45	5.512.830.308	2.415.415.156	33.181	54.087	659.469.344	866.549.822	881.420.506
2010	COELCE	D30	3.497.519.763	2.136.718.323	165.124	173.490	566.754.006	758.042.725	809.344.008
2010	AME	D02	883.757.298	530.837.742	159.114	83.172	(1.585.457.762)	(1.152.604.182)	480.962.052
2010	CEB	D09	1.454.000.834	762.617.976	-	-	(46.266.015)	40.625.351	614.706.389
2010	BANDEIRANTE	D04	3.318.130.140	1.724.221.363	7.417	10.349	436.941.878	512.138.059	560.447.995
2010	CEMAT	D17	2.438.611.578	1.520.298.770	107.019	122.212	41.663.138	338.951.021	1.553.526.401
2010	CEMAR	D16	2.998.039.504	1.616.881.284	383.834	322.300	350.847.107	461.618.540	802.805.683
2010	ESCELSA	D54	2.931.539.645	1.602.328.314	23.594	50.542	154.105.971	279.438.312	783.200.493
2010	CEPISA	D19	807.480.276	411.148.549	271.177	132.413	(90.263.672)	(23.769.102)	498.611.460
2010	CPFL - Piratininga	D35	2.809.732.455	1.425.105.161	1.500	1.532	477.149.544	530.537.652	847.067.294
2010	AES-SUL	D01	2.570.017.047	1.325.635.846	16.700	28.254	147.573.352	301.308.556	554.157.734
2010	CEAL	D08	1.109.316.772	503.915.589	89.336	90.873	(82.225.819)	(53.562.752)	293.280.062
2010	ENERSUL	D51	1.958.985.966	1.167.123.836	36.204	37.633	139.999.838	248.373.088	569.234.957
2010	RGE	D62	2.809.108.827	1.512.119.302	18.884	15.415	287.142.885	487.249.762	1.003.514.324
2010	EPB	D53	1.160.692.763	709.172.096	64.413	61.267	143.353.769	188.594.436	349.291.934
2010	CERON	D20	753.058.937	433.931.619	93.206	69.446	25.497.876	39.692.205	512.935.720
2010	COSERN	D33	1.585.331.853	868.930.573	42.595	52.525	254.052.024	295.303.759	449.740.749
2010	CELTINS	D15	801.790.625	290.326.414	116.988	67.138	96.893.427	126.006.786	242.285.424
2010	ESE	D55	843.910.320	471.057.794	31.724	51.274	60.672.637	134.000.859	417.417.948
2010	EMG	D50	561.289.307	242.701.047	22.135	27.097	100.010.896	109.782.076	166.529.613

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2010	Boa Vista	D05	156.378.357	129.831.025	2.903	2.122	(133.237.890)	(90.530.091)	257.432.284
2010	ELETROACRE	D46	383.887.981	228.748.780	79.159	39.113	4.753.915	26.218.323	59.519.722
2010	CAIUÁ	D06	245.173.342	115.823.179	1.300	1.083	(16.093.767)	35.348.819	223.072.853
2010	CLFSC	D26	303.375.743	120.069.150	2.321	1.767	37.230.208	47.004.756	72.166.702
2010	EDEVP	D41	175.929.607	78.080.661	1.100	970	8.977.722	32.658.827	61.191.432
2010	EEB	D42	185.556.737	104.049.425	2.266	3.777	3.625.332	28.940.932	220.451.305
2010	EBO	D40	111.665.512	59.143.347	2.850	2.339	20.748.641	20.922.626	4.621.268
2010	SULGIPE	D63	89.576.261	41.056.872	13.722	14.460	6.601.842	7.610.760	(1.267.591)
2010	DMEPC	D39	120.523.002	82.110.030	-	-	(412.290)	(3.346.425)	(59.870.176)
2010	CNEE	D27	107.759.658	53.575.398	600	387	14.824.290	18.296.199	61.024.546
2010	ENF	D52	124.555.888	74.142.796	404	498	14.101.116	20.554.664	22.412.772
2010	ELFSM	D49	167.012.022	107.270.700	3.490	9.706	23.631.125	29.790.395	15.059.330
2010	CFLO	D22	41.577.924	18.237.508	350	411	25.232.306	22.609.283	17.476.151
2010	CSPE	D37	132.349.243	73.914.152	1.946	2.184	22.999.046	25.399.896	22.670.731
2010	CPEE	D34	88.890.523	53.372.597	764	714	21.379.446	26.777.459	35.508.413
2010	COCEL	D28	58.189.517	23.178.328	650	1.339	4.215.652	7.135.019	(1.702.311)
2010	ELETROCAR	D47	23.638.628	14.883.962	43	75	2.130.496	3.458.698	9.327.479
2010	COOPERALIANÇA	D31	43.650.121	28.286.018	-	-	502.488	1.550.902	13.548.687
2010	CJE	D24	76.220.732	38.294.461	171	49	18.365.206	19.511.811	6.168.645
2010	IENERGIA	D58	29.689.248	14.823.094	1.097	1.373	3.075.460	4.248.364	2.889.598
2010	CHESP	D23	41.676.424	26.330.351	1.101	1.405	2.581.946	5.828.296	9.477.413
2010	CLFM	D25	66.849.211	36.897.346	470	597	13.152.597	14.404.820	14.200.314
2010	DEMEI	D38	16.932.491	10.428.508	-	-	4.924.083	3.806.023	(8.583.710)
2010	UHENPAL	D64	16.993.665	8.598.194	320	475	1.947.326	2.346.896	1.136.865
2010	HIDROPAN	D57	17.007.020	12.938.764	-	-	2.704.264	3.291.685	(73.452)
2010	EFLUL	D44	12.775.247	8.416.721	-	-	332.586	1.544.800	1.511.258
2010	FORCEL	D56	8.075.464	4.551.581	-	-	1.177.252	1.189.577	(2.664.923)

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2010	MUX-Energia	D61	7.367.987	6.095.386	-	-	2.280.817	2.158.673	(3.970.871)
2010	EFLJC	D43	1.759.328	1.232.629	-	-	111.424	97.345	(311.620)
2009	CEMIG-D	D18	16.089.601.877	6.955.112.012	202.100	296.944	559.272.546	1.012.452.121	3.095.377.850
2009	ELETROPAULO	D48	13.680.959.339	5.832.946.709	-	-	1.732.485.278	1.573.374.370	3.377.994.588
2009	COPEL	D32	8.770.530.590	3.029.388.167	71.500	76.817	244.726.278	414.816.327	(237.977.483)
2009	CELESC	D11	4.646.260.548	2.430.694.759	18.574	39.618	115.906.004	191.368.436	794.767.406
2009	CELG	D12	2.990.022.471	1.592.140.196	61.111	39.680	(116.837.689)	64.784.933	1.172.387.806
2009	LIGHT	D60	10.628.344.738	6.233.310.259	1.000	1.001	853.306.209	1.013.598.842	4.499.720.227
2009	CPFL - Paulista	D36	7.503.415.599	3.379.051.161	7.500	7.635	830.836.242	857.172.760	1.922.932.161
2009	AMPLA	D03	5.547.286.980	3.874.945.494	10.477	17.463	435.578.505	654.149.933	1.357.526.034
2009	COELBA	D29	7.145.994.577	3.985.408.671	590.345	495.460	1.061.551.673	1.212.621.499	1.212.279.612
2009	CELPA	D13	2.408.078.725	1.480.395.075	454.218	333.986	111.789.576	274.656.312	1.978.612.131
2009	ELEKTRO	D45	5.580.396.242	2.517.238.245	33.181	54.087	777.164.815	752.375.784	832.510.377
2009	CEEE	D10	3.002.539.651	1.533.599.270	23.321	27.735	(209.102.100)	(109.685.939)	1.134.852.201
2009	CELPE	D14	3.884.331.288	2.267.536.294	90.237	98.132	510.942.766	677.636.032	1.154.733.596
2009	COELCE	D30	3.412.416.156	2.122.732.379	165.124	173.490	501.815.627	605.384.850	898.289.201
2009	CEMAT	D17	2.335.561.317	1.460.988.263	107.019	122.212	229.794.128	354.899.211	1.358.993.085
2009	BANDEIRANTE	D04	3.330.483.850	1.748.013.645	7.417	10.349	377.973.875	457.005.455	521.306.322
2009	ESCELSA	D54	2.858.609.717	1.552.438.843	23.594	50.542	143.825.874	299.770.791	745.130.001
2009	CEB	D09	1.451.321.821	746.564.970	-	-	23.626.119	116.316.485	624.276.420
2009	CEAL	D08	1.116.653.743	526.411.146	89.336	90.873	77.945	36.923.551	194.410.087
2009	AME	D02	1.200.001.597	683.234.078	159.114	83.172	(77.204.922)	169.964.566	347.071.930
2009	CEPISA	D19	872.217.830	448.640.540	271.177	132.413	(79.780.551)	45.780.455	395.868.678
2009	AES-SUL	D01	2.577.802.081	1.265.691.647	16.700	28.254	146.135.552	262.389.274	653.032.369
2009	CEMAR	D16	2.903.296.797	1.491.212.298	383.834	322.300	355.227.490	455.380.955	862.869.834
2009	ENERSUL	D51	1.952.891.984	1.169.067.532	36.204	37.633	137.353.447	242.130.874	608.857.883
2009	CPFL - Piratinga	D35	2.817.539.153	1.449.378.823	1.500	1.532	328.882.614	356.302.318	571.382.497

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2009	EPB	D53	1.108.439.389	674.580.276	64.413	61.267	215.284.296	242.394.869	318.809.659
2009	RGE	D62	2.873.763.702	1.499.056.679	18.884	15.415	177.244.466	395.883.646	799.963.574
2009	CERON	D20	755.227.859	439.494.318	93.206	69.446	8.025.738	54.711.572	120.599.147
2009	COSERN	D33	1.575.183.853	852.185.938	42.595	52.525	239.841.808	267.489.900	299.889.111
2009	CELTINS	D15	826.814.501	319.197.076	116.988	67.138	75.910.140	75.186.871	217.595.028
2009	ESE	D55	831.897.658	461.371.259	31.724	51.274	209.393.726	118.948.009	436.776.503
2009	EMG	D50	546.439.946	248.201.016	22.135	27.097	59.267.482	66.784.658	165.517.366
2009	Boa Vista	D05	148.559.315	127.306.831	2.903	2.122	4.769.564	(6.512.021)	125.449.862
2009	ELETROACRE	D46	379.833.547	223.830.516	79.159	39.113	(10.669.573)	13.578.971	26.375.879
2009	CAIUÁ	D06	247.760.193	122.420.360	1.300	1.083	165.707	41.652.733	214.202.848
2009	EDEVP	D41	181.790.053	84.669.960	1.100	970	19.523.040	37.767.984	88.054.591
2009	EEB	D42	189.301.210	111.838.303	2.266	3.777	10.005.348	26.121.197	200.218.073
2009	CLFSC	D26	315.578.046	128.166.816	2.321	1.767	49.916.493	49.899.626	34.383.148
2009	EBO	D40	108.018.840	56.521.799	2.850	2.339	20.050.290	21.695.078	9.660.479
2009	SULGIPE	D63	91.253.788	42.128.122	13.722	14.460	12.023.892	11.752.068	(12.928.078)
2009	CNEE	D27	104.340.497	55.092.643	600	387	922.069	1.079.459	81.971.961
2009	ENF	D52	123.415.050	74.422.555	404	498	16.885.504	17.436.693	22.206.575
2009	DMEPC	D39	113.998.947	79.727.262	-	-	15.204.915	(7.475.925)	(115.305.209)
2009	ELFSM	D49	161.547.886	106.765.548	3.490	9.706	29.891.705	31.198.600	13.057.092
2009	IENERGIA	D58	29.790.014	15.500.263	1.097	1.373	(2.439.161)	(1.469.009)	5.305.747
2009	CFLO	D22	43.105.432	19.595.752	350	411	7.606.377	3.374.192	14.556.527
2009	COCEL	D28	59.697.606	24.144.540	650	1.339	1.908.626	4.574.658	(849.659)
2009	COOPERALIANÇA	D31	41.368.949	26.893.547	-	-	853.757	1.211.341	(1.843.453)
2009	ELETROCAR	D47	23.044.854	14.157.666	43	75	1.996.077	4.088.071	3.162.867
2009	CPEE	D34	88.620.084	54.551.064	764	714	23.320.835	25.269.246	19.630.968
2009	CSPE	D37	128.753.155	73.283.114	1.946	2.184	22.626.341	23.751.036	12.961.803
2009	CHESP	D23	37.345.296	24.010.172	1.101	1.405	4.225.550	5.054.373	5.508.755

Ano	Empresa	Cód.	BRRB (preços junho 2013)	BRRL (preços junho 2013)	PLpT meta	PLpT ligações	Lucro Líquido (preços junho 2013)	Ebitda	Dívida Líquida
2009	CJE	D24	73.977.691	40.246.954	171	49	14.623.445	16.149.653	649.281
2009	DEMEI	D38	15.270.787	9.759.347	-	-	6.325.479	5.637.105	(9.125.134)
2009	CLFM	D25	57.480.738	35.060.241	470	597	16.062.622	14.045.515	1.890.471
2009	HIDROPAN	D57	14.569.669	10.368.605	-	-	2.823.166	3.167.204	(638.164)
2009	UHENPAL	D64	16.544.125	8.491.839	320	475	1.084.005	1.485.461	419.558
2009	EFLUL	D44	10.409.666	6.786.764	-	-	(610.123)	381.501	92.155
2009	FORCEL	D56	8.430.092	4.689.877	-	-	466.709	649.523	(2.429.032)
2009	MUX-Energia	D61	7.726.310	6.249.058	-	-	2.229.237	1.619.485	(3.743.573)
2009	EFLJC	D43	1.769.029	1.219.207	-	-	(216.575)	(109.125)	30.147

Apêndice B – Nomes e siglas das distribuidoras

Distribuidora	Sigla	Cód.
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	AES-SUL	D01
	AES SUL	D01
Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AME	D02
	ADESA	D02
	ELETROBRÁS AMAZONAS ENERGIA	D02
	AMAZONAS ENERGIA	D02
	ELETROBRÁS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS	D02
	Eletrobras Amazonas Energia	D02
	AMAZONAS_CAPITAL	D02A
	MANAUS	D02
	AMAZONAS CAPITAL	D02A
	AMAZONAS_INTERIOR	D02B
	MANAUS-ENERGIA	D02
	AMAZONAS INTERIOR	D02B
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S/A	AMPLA	D03
	CERJ	D03
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	BANDEIRANTE	D04
	EBE	D04
Boa Vista - Boa Vista Energia S/A	Boa Vista	D05
	BOVESA	D05
	BOA_VISTA_ENERGIA	D05
	BOA VISTA ENERGA	D05
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	CAIUÁ	D06
	CAIUÁ-D	D06
	CAIUÁ	D06
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA	D07
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	CEAL	D08
	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS	D08
	ELETROBRÁS ALAGOAS	D08

Distribuidora	Sigla	Cód.
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica	CPEE	D34
	CPFL Leste Paulista	D34
CPFL- Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL - Piratininga	D35
	CPFL- PIRATININGA	D35
	CPFL PIRATININGA	D35
	PIRATININGA	D35
CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL - Paulista	D36
	CPFL PAULISTA	D36
	CPFL	D36
	CPFL-Paulista	D36
	PAULISTA	D36
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	CSPE	D37
	CPFL Sul Paulista	D37
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	DEMEI	D38
DMEPC - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	DMEPC	D39
	DME-PC	D39
	DMED	D39
	DEMED	D39
	DME PC	D39
EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	EBO	D40
	BORBOREMA	D40
	CELB	D40
	ENERGISA BORBOREMA	D40
	ENE. BORBOREMA	D40
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	EDEVP	D41
	VALE PARANAPANEMA	D41
	PARANAPANEMA	D41
	EVP	D41
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S/A.	EEB	D42

CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	CEB	D09		BRAGANTINA	D42
	CEB-DIS	D09	EFLJC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	EFLJC	D43
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	CEEE	D10		JOAO CESA	D43
	CEEE-D	D10		JOÃO CESA	D43
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	CELESC	D11	EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	EFLUL	D44
	CELESC-DIS	D11		URUSSANGA	D44
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	CELG	D12	ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	ELEKTRO	D45
	CELG-D	D12	ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	ELETROACRE	D46
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	CELPA	D13		ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ACRE	D46
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	CELPE	D14		ELETROBRÁS ACRE	D46
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	CELTINS	D15	ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	ELETROCAR	D47
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	CEMAR	D16	ELETROPAULO-Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	ELETROPAULO	D48
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	CEMAT	D17	ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.	ELFSM	D49
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	CEMIG-D	D18		SANTA MARIA	D49
	CEMIG	D18	EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	EMG	D50
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	CEPISA	D19		CFLCL	D50
	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUI	D19		ENERGISA MINAS GERAIS	D50
	ELETROBRÁS PIAUI	D19		ENE. MINAS GERAIS	D50
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	CERON	D20	ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	ENERSUL	D51
	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA	D20	ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	ENF	D52
	ELETROBRÁS RONDÔNIA	D20		CENF	D52
CERR - Companhia Energética de Roraima	CER	D21		ENERGISA NOVA FRIBURGO	D52
	ELETROBRÁS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA	D21		ENE. NOVA FRIBURGO	D52
	Eletrobras Distribuição RORAIMA	D21	EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	EPB	D53
	CERR	D21		SAELPA	D53
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO	D22		ENERGISA PARAÍBA	D53
	OESTE	D22		ENE. PARAÍBA	D53
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP	D23	ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	ESCELSA	D54
CJE - Companhia Jaguarí de Energia	CJE	D24	ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	ESE	D55

	JAGUARI	D24		ENERGIPE	D55
	CPFL Jaguari	D24		ENERGISA SERGIPE	D55
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	CLFM	D25		ENE. SERGIPE	D55
	CPFL Mococa	D25	FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	FORCEL	D56
	MOCOCA	D25	HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	HIDROPAN	D57
CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	CLFSC	D26		PANAMBI	D57
	CPFL Santa Cruz	D26	IENERGIA - Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	IENERGIA	D58
	SANTA CRUZ	D26		IGUAÇU	D58
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE	D27		IGUAÇU ENERGIA	D58
	NACIONAL	D27	LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A.	LIGHT	D60
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	COCEL	D28	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	MUX-Energia	D61
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA	D29		MUXEnergia	D61
COELCE - Companhia Energética do Ceará	COELCE	D30		MUXFELDT	D61
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	COOPERALIANÇA	D31	RGE - Rio Grande Energia S/A.	RGE	D62
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A	COPEL	D32	SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE	D63
	COPEL-DIS	D32	UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	UHENPAL	D64
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN	D33		NOVA PALMA	D64

Apêndice C – Notas de indicadores e subindicadores das distribuidoras referentes ao ranking de Indicador de Desempenho Global

Distribuidora	Posição	Nota	Eficiência	Qualidade	Atualidade	Regularidade	CO	P	EC	DEC	FEC	ICC	IASC	I	U	E	L
MUX-Energia	1	8,9740	0,64519	0,96165	1,00000	0,98276	0,9862	0,8582	0,0911	0,9238	0,9366	1,0000	0,9862	1,0000	1,0000	1,0000	0,9655
HIDROPAN	2	8,3049	0,56545	0,91331	0,98328	0,85993	0,7288	0,8954	0,0722	1,0000	0,8806	0,7848	0,9878	0,9666	1,0000	0,9604	0,7595
COSERN	3	8,1190	0,89626	0,76134	0,70893	0,88107	0,9035	0,8989	0,8864	0,5761	0,7681	0,8833	0,8178	0,4179	1,0000	0,9382	0,8240
COELCE	4	8,1136	0,81882	0,79341	0,77457	0,85864	0,9094	0,8879	0,6592	0,7411	0,8519	0,9429	0,6377	0,5491	1,0000	0,9391	0,7782
CLFM	5	7,8057	0,65479	0,87357	0,68183	0,91210	1,0000	0,8922	0,0722	0,6871	0,8072	1,0000	1,0000	0,3637	1,0000	0,9448	0,8794
DMEPC	6	7,5867	0,51167	0,81371	0,85423	0,85507	0,4576	0,8917	0,1858	0,6535	0,7083	0,9706	0,9224	0,7085	1,0000	1,0000	0,7101
CPFL - Piratininga	7	7,4818	0,83501	0,64540	0,65549	0,85682	0,8954	0,8179	0,7917	0,4418	0,4984	0,9484	0,6930	0,3110	1,0000	0,9062	0,8074
COELBA	8	7,4790	0,96973	0,62680	0,54203	0,85303	0,9382	0,9710	1,0000	0,4132	0,6594	0,8064	0,6281	0,4000	0,6841	0,9257	0,7803
ELEKTRO	9	7,4698	0,87526	0,66607	0,57394	0,87263	0,9550	0,8790	0,7917	0,4171	0,5297	0,8895	0,8281	0,1479	1,0000	0,9444	0,8008
BANDEIRANTE	10	7,4669	0,85914	0,61421	0,67038	0,84301	0,8115	0,7659	1,0000	0,3807	0,4942	0,9204	0,6615	0,3408	1,0000	0,9357	0,7503
EPB	11	7,4480	0,76569	0,60502	0,73089	0,87758	0,8119	0,9018	0,5834	0,4442	0,7780	0,5086	0,6892	0,5578	0,9040	0,9316	0,8235
ELFSM	12	7,4374	0,65910	0,63734	0,80355	0,87496	0,6902	0,9498	0,3373	0,5617	0,6248	0,9339	0,4290	0,6071	1,0000	0,9801	0,7699
CPEE	13	7,4091	0,62818	0,75309	0,69263	0,88973	0,9889	0,8614	0,0343	0,5283	0,5740	0,9584	0,9517	0,5139	0,8714	0,9148	0,8647
AMPLA	14	7,3842	0,77170	0,53300	0,86098	0,78798	0,6525	0,7573	0,9053	0,2145	0,5586	0,9706	0,3882	0,7220	1,0000	0,9040	0,6719
DEMEI	15	7,3839	0,55894	0,62391	0,77070	1,00000	0,7857	0,8912	0,0000	0,4160	0,4047	0,7655	0,9094	0,5414	1,0000	1,0000	1,0000
CSPE	16	7,3694	0,65073	0,68896	0,71076	0,89730	1,0000	0,8421	0,1100	0,5056	0,6612	0,9889	0,6002	0,4215	1,0000	0,9495	0,8452
ENF	17	7,3453	0,79564	0,57558	0,75490	0,81201	0,6024	0,9549	0,8296	0,4060	0,5054	0,9119	0,4790	0,5098	1,0000	0,9081	0,7159
EBO	18	7,3324	0,73405	0,71124	0,51094	0,97673	0,7323	1,0000	0,4698	0,5507	0,7063	0,7806	0,8073	0,3743	0,6476	0,9742	0,9792
CELPE	19	7,3180	0,73738	0,66817	0,73006	0,79160	0,8081	0,7259	0,6781	0,4697	0,9165	0,7029	0,5836	0,4601	1,0000	0,8892	0,6940
UHENPAL	20	7,2867	0,55224	0,80276	0,65182	0,90785	0,5678	0,8463	0,2426	0,7064	1,0000	0,9075	0,5971	0,3036	1,0000	0,9923	0,8234
CHESP	21	7,1860	0,67464	0,56524	0,79532	0,83921	0,6664	0,8688	0,4888	0,5827	0,2097	0,7832	0,6853	0,5906	1,0000	0,9495	0,7289
CEMAR	22	7,1527	0,83162	0,63978	0,55336	0,83631	0,8177	0,8854	0,7917	1,0000	1,0000	0,2593	0,2998	0,4218	0,6849	0,9050	0,7676
ESCELSA	23	7,1492	0,80880	0,58082	0,70786	0,76221	0,7420	0,7222	0,9621	0,4556	0,5107	0,8943	0,4626	0,4157	1,0000	0,8726	0,6518
ENERSUL	24	7,1311	0,70978	0,60489	0,75825	0,77954	0,6664	0,5954	0,8675	0,5358	0,6199	0,8141	0,4497	0,5165	1,0000	0,8872	0,6718
EFLUL	25	7,0812	0,43250	0,79433	0,83691	0,76876	0,4741	0,8234	0,0000	0,6231	0,5904	0,9639	1,0000	0,6738	1,0000	0,9544	0,5832
RGE	26	7,0131	0,88391	0,56996	0,52309	0,82829	0,9428	0,8983	0,8106	0,4738	0,6056	0,4715	0,7290	0,4072	0,6390	0,9094	0,7472
CPFL - Paulista	27	6,9992	0,66983	0,67517	0,58853	0,86616	0,7744	0,9925	0,2426	0,4919	0,5091	0,9797	0,7199	0,1771	1,0000	0,8897	0,8427
EFLJC	28	6,9489	0,38356	0,73925	0,88806	0,76869	0,1846	0,9128	0,0532	0,5741	0,6951	0,9262	0,7616	0,7761	1,0000	1,0000	0,5374
CFLO	29	6,9391	0,55799	0,69010	0,56942	0,95814	0,5741	0,9141	0,1858	0,5693	0,5717	0,9864	0,6330	0,1388	1,0000	0,9163	1,0000
SULGIPE	30	6,8889	0,51472	0,74159	0,59894	0,90032	0,5352	0,8421	0,1669	0,6934	0,5564	0,9606	0,7560	0,1979	1,0000	1,0000	0,8006
ELETROCAR	31	6,8511	0,60182	0,62597	0,80837	0,70426	0,6720	0,7773	0,3562	0,3791	0,5381	0,7731	0,8135	0,6167	1,0000	0,7890	0,6195
FORCEL	32	6,8162	0,43989	0,72752	0,72702	0,83206	0,6773	0,6406	0,0017	0,9277	0,9201	0,3373	0,7250	0,4540	1,0000	1,0000	0,6641

Distribuidora	Posição	Nota	Eficiência	Qualidade	Atualidade	Regularidade	CO	P	EC	DEC	FEC	ICC	IASC	I	U	E	L
COPEL	33	6,7973	0,75151	0,65697	0,50000	0,81045	0,4484	0,8818	0,9243	0,5093	0,5477	0,9148	0,6561	0,0000	1,0000	0,9705	0,6504
ESE	34	6,7589	0,61431	0,54668	0,71847	0,82410	0,6772	0,9799	0,1858	0,3076	0,5258	0,8574	0,4960	0,4369	1,0000	0,8636	0,7846
EMG	35	6,7264	0,62487	0,64361	0,55938	0,86270	0,7822	0,8877	0,2047	0,3864	0,4404	0,8901	0,8574	0,1188	1,0000	0,8959	0,8295
CEMIG-D	36	6,7176	0,76130	0,62858	0,53698	0,76018	0,5389	0,8397	0,9053	0,3717	0,5011	0,9030	0,7386	0,0740	1,0000	0,8534	0,6670
CELESC	37	6,7011	0,66436	0,64801	0,67747	0,69060	0,1566	0,9122	0,9243	0,5307	0,5766	0,7605	0,7243	0,3549	1,0000	0,7635	0,6177
CLFSC	38	6,6381	0,67332	0,78753	0,28817	0,90621	0,8894	0,8690	0,2615	0,6807	0,9011	0,8757	0,6925	0,0455	0,5309	0,9306	0,8818
AES-SUL	39	6,6160	0,68470	0,47210	0,68316	0,80644	0,7457	0,8386	0,4698	0,3266	0,5393	0,3347	0,6878	0,3663	1,0000	0,9188	0,6941
EDEVP	40	6,5556	0,60016	0,74772	0,45637	0,81800	0,7222	0,8925	0,1858	0,6638	0,7518	0,9013	0,6739	0,1450	0,7677	0,9190	0,7170
EEB	41	6,5177	0,54959	0,69535	0,70369	0,65846	0,6220	0,8410	0,1858	0,4299	0,7277	0,8883	0,7356	0,4074	1,0000	0,7123	0,6046
CEMAT	42	6,5166	0,52165	0,56798	0,79067	0,72636	0,6734	0,7058	0,1858	0,4778	0,6228	0,8466	0,3247	0,5813	1,0000	0,8142	0,6385
IENERGIA	43	6,4782	0,63351	0,52787	0,63700	0,79290	0,5986	0,8321	0,4698	0,2789	0,0133	0,8900	0,9294	0,2740	1,0000	0,9401	0,6457
ELETROPAULO	44	6,4407	0,61191	0,53908	0,55197	0,87331	0,4891	0,9904	0,3562	0,3293	0,4561	0,7617	0,6093	0,1039	1,0000	0,9195	0,8271
LIGHT	45	6,2833	0,52901	0,52002	0,73408	0,73020	0,7000	0,6066	0,2805	0,2028	0,4325	0,9922	0,4526	0,4682	1,0000	0,8194	0,6410
COCEL	46	6,1594	0,49363	0,57291	0,52793	0,86928	0,5894	0,8761	0,0154	0,4396	0,3911	0,8852	0,5758	0,0559	1,0000	1,0000	0,7386
CJE	47	6,0830	0,61157	0,74514	0,13136	0,94513	0,9520	0,8295	0,0532	0,5301	0,6843	0,9767	0,7895	0,2627	0,0000	0,9546	0,9357
COOPERALIANÇA	48	6,0008	0,41646	0,48142	0,81915	0,68331	0,4641	0,7427	0,0426	0,4470	0,4137	0,2595	0,8055	0,6383	1,0000	0,7850	0,5816
CEB	49	5,9890	0,71161	0,38198	0,68346	0,61855	0,2675	0,8863	0,9811	0,2754	0,3307	0,3440	0,5778	0,3669	1,0000	0,7115	0,5256
CNEE	50	5,8380	0,59741	0,67810	0,28112	0,77859	0,7254	0,8811	0,1858	0,5405	0,4926	0,9517	0,7275	0,2600	0,3023	0,8143	0,7429
CAIUÁ	51	5,2753	0,52560	0,66290	0,44161	0,48001	0,4947	0,8963	0,1858	0,5166	0,6376	0,9720	0,5255	0,2113	0,6719	0,6681	0,2919
CELTINS	52	5,2259	0,77002	0,43482	0,08126	0,80424	0,7266	1,0000	0,5834	0,1208	0,3638	0,7984	0,4563	0,0000	0,1625	0,8689	0,7395
Boa Vista	53	4,7320	0,48841	0,66877	0,73562	0,00000	0,0000	0,8439	0,6213	0,9652	0,7318	0,8764	0,1017	1,0000	0,4712	0,0000	0,0000
CELG	54	4,3667	0,52501	0,47365	0,30662	0,44141	0,4664	0,8195	0,2892	0,1368	0,3121	0,9912	0,4544	0,3025	0,3108	0,5960	0,2868
CEEE	55	4,2373	0,45497	0,39163	0,63995	0,20838	0,0090	0,5074	0,8485	0,2207	0,5077	0,2411	0,5970	0,2799	1,0000	0,0000	0,4168
CERON	56	4,0324	0,37058	0,39124	0,48350	0,36762	0,3153	0,3077	0,4888	0,4576	0,6269	0,2872	0,1932	0,4680	0,4990	0,1723	0,5629
CEAL	57	3,7226	0,38459	0,29791	0,58688	0,21966	0,3052	0,0000	0,8485	0,2402	0,3680	0,0000	0,5835	0,1738	1,0000	0,0000	0,4393
CELPA	58	3,2336	0,42997	0,14597	0,53113	0,18637	0,6612	0,4430	0,1858	0,0000	0,0000	0,5839	0,0000	0,5825	0,4798	0,0000	0,3727
ELETROACRE	59	2,9845	0,38028	0,33905	0,26675	0,20772	0,0718	0,7318	0,3373	0,3821	0,1018	0,8013	0,0709	0,5278	0,0057	0,0000	0,4154
AME	60	2,3716	0,26390	0,36808	0,31664	0,00000	0,0000	0,0000	0,7917	0,0898	0,6894	0,6932	0,0000	0,5713	0,0620	0,0000	0,0000
CEPISA	61	2,2004	0,27592	0,04846	0,15671	0,39908	0,5372	0,0833	0,2072	0,0000	0,0000	0,0000	0,1939	0,3134	0,0000	0,3129	0,4853