

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

REGULAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA
SOB O FOCO DO CONSUMIDOR

ANTONIO CEZAR JANNUZZI

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 302A/07

BRASÍLIA/DF: ABRIL – 2007

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**REGULAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA
SOB O FOCO DO CONSUMIDOR**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

APROVADA POR:

Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Doutor (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. José Eduardo Pinheiro Santos Tanure, Doutor (USP)
(Examinador Externo)

Prof. Fernando Monteiro de Figueiredo, Doutor (USP)
(Examinador Interno)

BRASÍLIA/DF, 27 DE ABRIL DE 2007

FICHA CATALOGRÁFICA

JANNUZZI, ANTONIO CEZAR

Regulação da Qualidade de Energia Elétrica Sob o Foco do Consumidor [Distrito Federal] 2007

xviii, 216p, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2007)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Qualidade de energia elétrica

2. Energia elétrica

3. Regulação no Brasil

4. Consumidor

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

JANNUZZI, A. C. (2007). Regulação da Qualidade de Energia Elétrica sob o Foco do Consumidor. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Publicação PPGENE.DM - 302A/07, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xviii, 216p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Antonio Cezar Jannuzzi.

TÍTULO: Regulação da Qualidade de Energia Elétrica Sob o Foco do Consumidor.

GRAU: Mestre

ANO: 2007

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

Antonio Cezar Jannuzzi
SQN 210 Bloco J Ap. 507 – Asa Norte.
70.862-100 Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

Dedico a meu Filho Denis Perez Jannuzzi e também Engenheiro Eletricista para que continue a perseverar na pesquisa, como forma de importante contribuição ao Brasil e a todos os atores do setor elétrico nacional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus porquanto Senhor da Vida e em reconhecimento de que Nele venci todas as dificuldades para concluir esta contribuição.

Ao Prof. Dr. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, pela enorme paciência, pelo imensurável estímulo, pelas sábias palavras, qualidades sem as quais jamais teria conseguido concluir esta dissertação.

Ao André Ruelli, pelo apoio, sugestões e disponibilidade, registro minha gratidão.

Aos Colegas Engenheiros Eletricistas Alexandre Mancuso e Carlos Alberto Calixto Mattar, pelas oportuníssimas sugestões técnicas.

Ao Dr. Jaconias de Aguiar, referência de profissionalismo no Setor Elétrico Brasileiro, pela capacidade de discutir no mais alto nível as idéias e os ideais, de construir relacionamentos e de harmonizar justos interesses.

RESUMO

REGULAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA SOB O FOCO DO CONSUMIDOR

Autor: Antonio Cezar Jannuzzi

Orientador: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, abril de 2007

Este trabalho apresenta uma proposta de nova resolução passível de ser aproveitada e publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) versando sobre a qualidade da energia elétrica fornecida às unidades consumidoras do Brasil. Nesse sentido, a abordagem da qualidade da energia elétrica é analisada e tratada prioritariamente sob o foco do consumidor, isto é, considerando as suas reais necessidades técnicas, os seus direitos e deveres e ainda, em estrita consonância com a verdadeira missão da concessionária e do órgão Regulador: prestar um serviço adequado.

O contexto da matéria cotejada neste trabalho considera a vinculação direta da qualidade da energia elétrica à conformidade da tensão elétrica disponibilizada, isto é, a Tensão de Fornecimento no ponto de entrega das unidades consumidoras em relação aos parâmetros indicadores ou de referência.

Com vistas a oferecer adequada visão do setor elétrico e pavimentar a construção do modelo da nova resolução, na parte inicial o trabalho apresenta o registro dos principais fatos que marcaram a evolução da prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil, sempre com a atenção direcionada à qualidade da energia elétrica. Assim, a leitura acurada permite constatar aspectos como a preocupação inicial do consumidor em ter disponível a energia elétrica, a evolução da legislação setorial incluindo os principais atos regulatórios (leis, decretos, Portarias e Resoluções), a alternância dos modelos de capital predominante dos agentes concessionários, a situação da matriz de energia elétrica e as maiores usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 1.000 MW, os diferentes tipos de consumidores no ambiente atual e, do lado dos agentes concessionários, as preocupações com a competitividade, a reformatação, a gestão e o mercado.

No contexto da regulação, o trabalho desenvolve análise do cenário histórico e, com fundamento na fidelidade da legislação vigente, esclarece a diferenciação conceitual da continuidade do fornecimento e da qualidade da energia elétrica, bem como da energia elétrica como produto ou serviço, além de analisar os atos regulatórios específicos sobre a qualidade de energia elétrica, isto é, a Portaria DNAEE nº 047/78 e a Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001.

Na seqüência, com o conhecimento de todo esse cenário, e alicerçado na metodologia da verificação, julgamento e ação, o trabalho desenvolve e apresenta a proposta de nova resolução sobre a qualidade da energia elétrica, a qual revisa toda a Resolução ANEEL nº 505/2001 vigente e acrescenta os Capítulos referentes a Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), Transitórios, Desequilíbrios e Assimetrias, Distorções Harmônicas e Flutuações de Tensão, definindo indicadores e inserindo critérios de prazos e penalidades aplicáveis ao responsável pela ocorrência do distúrbio.

Finalmente, cabe elencar os principais pontos a serem objeto de futuras providências: i) ANEEL: estimular fabricantes e entidades de pesquisa a desenvolver medidores eletrônicos com os atributos fixados na minuta de resolução; ii) ANEEL: analisar a minuta de resolução proposta, efetuar os ajustes julgados necessários e disponibilizar o texto revisado para audiência pública presencial; iii) ANEEL: consolidar as contribuições recebidas, publicar nova resolução sobre qualidade de energia elétrica; iv) ANEEL, ABRADDEE e concessionárias: implementar alternativas técnico-econômicas de alterações nos sistemas elétricos de distribuição que visem melhorar a qualidade da tensão de fornecimento; v) ANEEL: estabelecer em resolução específica, critérios para a determinação de um Índice ANEEL de Qualidade de Energia Elétrica (IAQEE) para cada concessionária, o qual reúna e consolide todos os demais indicadores de qualidade de energia elétrica fornecida;vi) ANEEL e órgão regulador similar do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC): desenvolver estudos com vistas à publicação de Portaria ou Resolução, conjunta ou não, estabelecendo critérios e procedimentos com vistas a garantir ao consumidor o ressarcimento a que tiver direito em função de redução de vida útil especificada pelo fabricante autorizado do equipamento eletroeletrônico, sob condições normais de utilização.

ABSTRACT

REGULAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA SOB O FOCO DO CONSUMIDOR

Author: Antonio Cezar Jannuzzi

Supervisor: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, abril de 2007

This work introduces a proposal of resolution to be implemented by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) on the quality of the electric energy supplied to consumer units in Brazil. In this direction, the quality of the electric energy is analyzed and considered mainly under the consumer's point of view, that is, considering their real technical needs, their rights and duties and still, in strict accordance to the true mission of the concessionaire and the Regulating agency: to give an adequate service.

The context under discussion in this paper takes into consideration the direct relationship between quality of energy and the available electric tension, that is, the Tension of Supply in the point of delivery to the consumer unit in relation to the referenced parameters at this point.

In order to offer an adequate vision of the electric sector and to pave the road to this new model of resolution, in the initial part the work presents the main facts related to the evolution of the electric energy public service in Brazil, focusing on the quality of the electric energy. The accurate reading sheds light on aspects such as the consumer's initial concern in having electric energy available, the evolution of its legislation, including the main regulation acts (laws and Resolutions), the switching of the concessionary agents' models of predominant capital, the electric energy source situation, the biggest power plants installed with power superior to 1,000 MW, the different types of consumers nowadays and, on the concessionary agents' side, the concerns to competitiveness, re-arrangement, management and marketing.

Concerning the regulation, this paper develops an analysis of the historical scenario and, based on the current legislation, clarifies the conceptual differences between the continuity of supply and the quality of the electric energy, as well as discussing electric energy as product or service, and analyzing the specific regulatory framework on the quality of the electric energy, which are the Portaria DNAEE 047/78, and Resolution ANEEL n° 505, of November 26, 2001.

Having sketched all this scenario, and based on the methodology of verification, judgment and action, the work presents and develops the new proposal of resolution on the quality of the electric energy, which revises all ANEEL's n° 505/2001 Normative Resolution and adds Chapters referring to the Variations of Tension of Short Term (VTCD), Transitory, Disequilibrium and Asymmetries, Harmonic Distortions and Tension Fluctuations, defining indicators and adding criteria determining deadlines and penalties to the responsible for the disturbance.

Finally, it is important to outline the main conclusions of this work for future consideration: (i) ANEEL to support and foster R&D initiatives in order to develop electronic energy meters considering the technical features included in proposed regulation; (ii) ANEEL to analyze the proposed regulation, make the deemed necessary adjustments and open specific public hearing process for discussion; (iii) ANEEL to take into consideration the contributions from the public hearing process and issue a new Resolution for quality of energy; (iv) ANEEL, ABRADDEE and concessionaires to implement technical and economic measures in the distribution systems aiming to improve quality in the tension of supply; (v) ANEEL to issue resolution establishing specific criteria determining the Quality of Energy Index (IAQEE) for each concessionaire, consolidating other existing quality of energy indicators; (vi) ANEEL and Ministry of Industry, Development and Foreign Trade (MDIC) to develop and issue joint regulations establishing criteria and procedures to reimburse costumers that had the life of their electronic equipment diminished due to bad quality of supplied electricity.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO.....	1
2 – A REGULAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL....	4
2.1 – HISTÓRICO DA ELETRICIDADE NO BRASIL.....	4
2.1.1 – Considerações Iniciais.....	4
2.1.2 – Primeira fase: do Império à República.....	4
2.1.3 – Segunda fase: dos primórdios da República a Getúlio Vargas.....	7
2.1.4 – Terceira fase: de Getúlio Vargas a Juscelino Kubitschek.....	11
2.1.5 – Quarta fase: Juscelino Kubitschek ao início do período militar.....	15
2.1.6 – Quinta fase: do período militar a Fernando Henrique Cardoso.....	17
2.1.7 – Linha do tempo.....	23
2.2 - REGULAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA.....	29
2.3 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	34
3 - MATERIAL E MÉTODOS.....	36
3.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	36
3.2 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA SOB O “FOCO DO CONSUMIDOR”.....	36
3.3 – VISÃO E QUALIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES.....	37
3.4 – VISÃO E AMBIENTE ATUAL DA CONCESSIONÁRIA.....	40
3.5 – ASPECTOS CONCEITUAIS RELATIVOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	41
3.6 – QUALIDADE E CONTINUIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
3.7 – PORTARIA DNAEE Nº 47/1978 E RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001: CRÍTICA E PROJEÇÃO.....	49
3.8 – SIMULAÇÕES COM AUXÍLIO DO MATLAB.....	54
3.9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	56
4.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	56
4.2 – PARTE INICIAL: EMENTA, PREÂMBULO, ARTIGOS 1º, 2º E 3.....	56
4.3 – CAPÍTULO I: VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO.....	73

4.4 – CAPÍTULO II: VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	94
4.5 – CAPÍTULO III: TRANSITÓRIOS DE TENSÃO.....	97
4.6 – CAPÍTULO IV: DESEQUILÍBRIOS E ASSIMETRIAS DE TENSÃO.....	99
4.7 – CAPÍTULO V: DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	104
4.8 – CAPÍTULO VI: FLUTUAÇÕES DE TENSÃO.....	110
4.9 – DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS.....	115
4.10 – PROCEDIMENTOS DE REDE – PRODIST.....	122
4.11 – SIMULAÇÕES DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS.....	126
4.11.1 – Compensação por Serviço Inadequado – CSI e Compensação por Tensão Inadequada – CTI.....	126
4.11.2 – Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT.....	129
4.11.3 – Compensação por Distorção Harmônica – CDH.....	130
4.11.4 – Compensação por Flutuação de Tensão – CFT.....	132
4.12 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	133
5 – CONCLUSÕES.....	135
6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	140
 ANEXOS	
ANEXO I – MINUTA DE RESOLUÇÃO SOBRE A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA FORNECIDA.....	142
ANEXO II - RESUMO COM INFORMAÇÕES SOBRE CAUSAS, EFEITOS E SOLUÇÕES PARA DISTÚRBIOS ELÉTRICOS.....	171
ANEXO III – SIMULAÇÕES MATLAB.....	174

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Matriz de energia elétrica. Fonte ANEEL.....	19
Tabela 2.2 - As 25 maiores Usinas Hidrelétricas em operação no Brasil com Potência individual superior a 1.000 MW.....	20

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Aumento Percentual da Participação em Geração de Concessionárias federais/estaduais, da segunda para a terceira fase.....	14
Figura 4.1 - Comparação da Compensação por Serviço Inadequado – CSI e Compensação por Tensão Inadequada – CTI.....	87
Figura 4.2 - Simulação da Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT.....	88
Figura 4.3 - Simulação da Compensação por Distorção Harmônica – CDH.....	90
Figura 4.4 - Simulação da Compensação por Flutuação de Tensão – CFT.....	92

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AMFORP	<i>American and Foreign Power Company</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAEEB	Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas
CBE	Companhia Brasileira de Engenharia
CBEE	Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CCBFE	Companhia Central Brasileira de Força Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CEB	Companhia de Eletricidade de Brasília
CEEE	Comissão Estadual de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CELG	Centrais Elétricas de Goiás S.A.
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CELUSA	Centrais Elétricas do Urubupungá S.A.
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CER	Companhia Energética de Roraima
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
CESP	Centrais Elétricas de São Paulo
CHERP	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CHEVAP	Companhia Hidrelétrica do Vale do Rio Paraíba
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRC	Conta de Resultados a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM	Departamento Nacional da Produção Mineral
EFE	Empresa Fluminense de Energia Elétrica
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELETROPAULO	Eletricidade de São Paulo S. A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S.A.
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FURNAS	Central Elétrica de Furnas S.A.
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ITAIPU	Itaipu Binacional
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
LIGHT - RJ	Rio de Janeiro <i>Tramway, Light and Power Company</i>
LIGHT - SP	São Paulo <i>Tramway Railway, Light and Power Company Limited</i>
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S. A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PND	Plano Nacional de Desestatização
PROCON	Procuradoria de Proteção e Defesa do Consumidor
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração

RGG	Reserva Global de Garantia
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SENDI	Seminário Nacional de Distribuição
TRACTEBEL	Tractebel Energia S. A.
USELPA	Usinas Elétricas do Paranapanema S.A.
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
A2	Subgrupo de unidades consumidoras com TF de 88 kV a 138 kV
A3	Subgrupo de unidades consumidoras com TF de 69 kV
A3a	Subgrupo de unidades consumidoras com TF de 30 kV a 44 kV
A4	Subgrupo de unidades consumidoras com TF de 2,3 kV a 25 kV
CDH	Compensação por Distorção Harmônica: [R\$];
CDT	Compensação por Desequilíbrio de Tensão: [R\$];
CFT	Compensação por Flutuação de Tensão: [R\$];
CSI	Compensação por Serviço Inadequado: [R\$];
CTI	Compensação por Tensão Inadequada: [R\$];
DHIh	Distorção Harmônica Individual de ordem h: [%];
DHIh _M	Índice Máximo da Distorção Harmônica Individual de ordem h: [%];
DHIht	Valor da Distorção Harmônica Individual de ordem h expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento: [%];
DHT	Distorção Harmônica Total: [%];
DHT _M	Índice Máximo da Distorção Harmônica Total: [%];
DHTt	Valor da Distorção Harmônica Total expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento: [%];
Fa	Fator de ajuste
FDT	Fator de Desequilíbrio de Tensão: [%]
FT	Fator de Transferência: [%];
FDT _M	Índice Máximo do Fator de Desequilíbrio de Tensão:[%];
FDTt	Valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento: [%];
ICTC	Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica: [%];

ICTC _E	Índice Coletivo de Tensões Críticas Equivalente: [%];
ICTP	Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Precária: [%];
ICTP _E	Índice Coletivo de Tensões Precárias Equivalente: [%];
ITC	Índice de Tensões Críticas: [%];
ITC _M	Índice Máximo de Tensões Críticas: [%];
ITP	Índice de Tensões Precárias: [%];
ITP _M	Índice Máximo de Tensões Precárias: [%];
IUSE	Importe de Uso do Sistema Elétrico: [R\$/kWh];
Ki	Constante de ajuste
KDC	Constante Diária Crítica
KSC	Constante Semanal Crítica
kV	quilovolts: [kV];
kW	quilowatts: [kW];
MW	megawatts : [MW];
N	número total de unidades consumidoras da concessionária
<i>n_{lc}</i>	número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas críticas
<i>n_{lp}</i>	número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas precárias
<i>n_{uc}</i>	número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de fornecimento situadas na faixa crítica
<i>n_{up}</i>	número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de fornecimento situadas na faixa precária;
<i>n_{ut}</i>	número total de unidades consumidoras da amostra trimestral
Plt	Índice de Severidade de Longa Duração
PltS95%	Índice Semanal de Severidade de Longa Duração
PltS95%C	Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa crítica
PltS95% ^{máx} _{Adeq}	Índice Semanal de Severidade de Longa Duração máximo, situado na faixa adequada
PltS95%P	Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária
Pst	Índice de Severidade de Curta Duração

PstD95%	Índice Diário de Severidade de Curta Duração
PstD95%C	Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica
PstD95% ^{máx Adeq}	Índice Diário de Severidade de Curta Duração máximo, situado na faixa adequada
PstD95%P	Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária
pu	por unidade
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TF	Tensão de Fornecimento: [V];
TN	Tensão Nominal: [V];
V	Volts [V];
V-	Valor eficaz da tensão de fase de seqüência negativa: [V];
V+	Valor eficaz da tensão de fase de seqüência positiva: [V];
Vab	Valor eficaz da tensão entre as fases A e B: [V];
Vac	Valor eficaz da tensão entre as fases A e C: [V];
Vbc	Valor eficaz da tensão entre as fases B e C: [V];
V ₁	Tensão Fundamental: [V];
V _h	Tensão Harmônica de ordem h: [V];
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
VTLD	Variações de Tensão de Longa Duração
β	Fator de relação de tensões de linha

1 - INTRODUÇÃO

A análise da história da eletricidade no Brasil permite identificar diferentes estágios desde a sua origem até os dias atuais. Em sua gênese, a energia elétrica foi disponibilizada em apenas algumas partes das 5 (cinco) regiões do país e nestas apresentou concentração mais forte nas regiões sul e sudeste, em função, basicamente, dos mercados então existentes. Com o desenvolvimento de atividades vinculadas à formação de novos parques industriais e fronteiras agrícolas, bem como a transferência da capital do país para o seu interior, o sistema elétrico nacional, integrado pelas áreas de geração, transmissão e distribuição, experimentou gradativa expansão.

Assim, naqueles tempos iniciais a preocupação básica dos consumidores e dos agentes responsáveis pela oferta do serviço foi, respectivamente, “ter energia elétrica” e “disponibilizar energia elétrica”.

Com o avanço do tempo e havendo energia elétrica, as preocupações dos agentes do setor (concessionárias, permissionárias e operador nacional do sistema elétrico), e em especial, dos consumidores, sinalizaram atenção gradativamente mais centrada na qualidade da energia elétrica fornecida/consumida.

Entretanto, em que pesem as boas ações promovidas ao longo dos tempos, especialmente nos últimos 10 anos, em função da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a regulamentação sobre o tema qualidade da energia elétrica ainda é tecnicamente insuficiente para atender aos anseios e aos verdadeiros direitos dos consumidores, e ainda, sob o prisma do mesmo vetor e no mesmo contexto de deveres, exigir dos agentes a promoção de ações direcionadas à oferta de um serviço de qualidade efetiva, realmente percebida. Os agentes do setor elétrico devem receber sinalização clara da ANEEL que existem em função de seus consumidores, de seu mercado, e assim, perceber a necessidade de mudar o foco, isto é, em vez de “**foco no cliente**”, adotar o “**foco DO cliente**”. No caso do Brasil, obviamente, devemos ajustar este postulado, em respeito e orgulho de todo o acervo da maravilhosa obra da legislação e da regulamentação do Setor Elétrico desde a sua origem para: “**FOCO DO CONSUMIDOR!**”

Neste cenário, urge a definição de critérios e procedimentos que venham a provocar a evolução qualitativa da prestação do serviço público de energia elétrica, consubstanciando aspectos que, observado sempre o interesse público, respeitem os direitos do consumidor de receber energia elétrica de qualidade que garanta a boa operação e a vida útil de seus equipamentos elétricos, e ainda, sinalizem, de forma clara, aos agentes do setor a necessidade de adequarem os sistemas elétricos aos requisitos previstos na nova regulamentação.

Para o atendimento desses anseios, elencam-se os seguintes objetivos desta dissertação: i) apresentar a título de contribuição às concessionárias de distribuição e demais agentes do setor elétrico, aos consumidores, às Universidades, às indústrias de produtos eletroeletrônicos, aos pesquisadores, ao poder público, aos consultores, aos engenheiros eletricitistas, eletrotécnicos e eletricitistas e demais segmentos da sociedade interessados na matéria, uma análise histórica do conjunto da legislação no Brasil (Leis, Decretos, Portarias e Resoluções) referente ao tema **SERVIÇO ADEQUADO E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**, desde a edição do Código de Águas até o momento atual, esclarecendo, de vez, o tratamento legal e conceitual da qualidade de energia elétrica, notadamente diferenciada em relação à continuidade do fornecimento e à qualidade do atendimento; ii) analisar o estágio de desenvolvimento da regulação sobre o tema **SERVIÇO ADEQUADO E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA** no Brasil e em outros países, caso existam; iii) apresentar uma minuta de Resolução à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL versando sobre novos critérios, procedimentos, responsabilidades, prazos de correção, penalidades, compensações, bem como o tempo ótimo para validação dos níveis de conformidades aceitáveis dos distúrbios da tensão elétrica; iv) prever, na minuta referida no item anterior, um cronograma de implementação de adequações no sistema elétrico de distribuição brasileiro, incluindo-se sistemas de monitoramento dos distúrbios e novos medidores de energia elétrica, de forma a viabilizar aplicação da resolução sobre o tema.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica detalhando a evolução da prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil, registrando a expansão das instalações de geração, transmissão e distribuição, bem como os principais atos regulatórios relativos à qualidade de energia elétrica.

Visando contextualizar os fundamentos para a elaboração de uma nova resolução sobre qualidade de energia elétrica, o Capítulo 3 apresenta os métodos utilizados e analisa o perfil e a visão do consumidor e da concessionária, evidencia os aspectos conceituais da qualidade da energia elétrica e da continuidade do fornecimento, bem como efetua uma avaliação da regulamentação produzida pelo órgão regulador.

Na seqüência, o Capítulo 4 apresenta os resultados produzidos com a discussão pertinente a cada tópico, revendo e consolidando a regulamentação atual e ampliando com o tratamento dos distúrbios referentes a Variações de Tensão de Curta Duração, Transitórios, Desequilíbrios e Assimetria, Harmônicos e Flutuação de Tensão. Além dos critérios e procedimentos, da fixação de prazos, do estabelecimento de responsabilidades da concessionária e do consumidor, a proposta de nova resolução apresenta a formulação das penalidades financeiras sob a denominação de Compensação com as respectivas simulações matemáticas.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões aplicáveis ao contexto do tema qualidade de energia elétrica no Brasil, elencando as próximas providências a serem implementadas.

2 – A REGULAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Para o desenvolvimento do presente trabalho, é necessário conhecer a evolução da prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil e verificar como se encontra atualmente o referido serviço sob a ótica da qualidade da energia recebida/fornecida às unidades consumidoras.

2.1 - HISTÓRICO DA ELETRICIDADE NO BRASIL

2.1.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para o perfeito entendimento do contexto da matéria tratada neste trabalho, para constatar a validade da proposta, e ao final, para conferir o alcance dos objetivos colimados, é fundamental conhecer a história da eletricidade no Brasil. Entretanto, considerando também a necessidade de não desviar o foco do trabalho, optou-se por inserir, equilibradamente, o mínimo necessário e suficiente dessa história.

2.1.2 – PRIMEIRA FASE: DO IMPÉRIO A REPÚBLICA

No início, a história registra o interesse e a preocupação do governo com a implementação do serviço público de energia elétrica no Brasil. O ator é D. Pedro II, ano 1879, quando concedeu a Thomas Alva Edison o privilégio de implementar no país aparelhos e processos de sua invenção, destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. Este foi o “momento da concepção”. Para facilitar a leitura e melhor visualização dos principais eventos, vamos enumerá-los e efetuar breve relato dos mesmos quando necessário:

1 – 1879: Concessão de D. Pedro II a Thomas Alva Edison para implantação de serviço de iluminação pública (ELETROBRÁS, 2006);

2 – 1879: Inauguração da primeira “iluminação pública” permanente da Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro. A energia elétrica era gerada por um dínamo acionado por locomóveis. Observa-se que, considerando a definição da regulamentação atual, esta foi a primeira “**unidade consumidora**” do Brasil e não seria hoje considerada iluminação pública, porquanto eram instalações internas da referida Estação (ELETROBRÁS, 2006);

3 – 1881: Instalação da primeira Iluminação Pública “externa”, em um trecho do Jardim do Campo da Aclamação, atual Praça da República, Rio de Janeiro, obra promovida pela Diretoria Geral dos Correios. É oportuno observar que esta segunda “unidade consumidora” foi a primeira iluminação pública mesmo. Ainda em 1881, na inauguração da Exposição Industrial, a energia elétrica foi utilizada para iluminar instalações internas do prédio do Ministério da Viação situado no Largo do Paço e que atualmente é a Praça XV, também no Rio de Janeiro (ELETROBRÁS, 2006);

4 – 1883: Início de operação da primeira Usina Hidrelétrica do Brasil, localizada em Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha, destinada ao fornecimento de força motriz a serviços de mineração em Diamantina/MG (ELETROBRÁS, 2006);

5 – 1883: Inauguração por D. Pedro II, do primeiro serviço público municipal de Iluminação Pública do Brasil e da América do Sul, na cidade de Campos, norte do Estado do Rio de Janeiro, com 39 lâmpadas, alimentadas pela primeira usina termelétrica, com capacidade de 52 kW, movida a vapor proveniente de caldeira a lenha (ELETROBRÁS, 2006);

6 – 1885: Início de operação da Usina Hidrelétrica da Companhia Fiação e Tecidos São Silvestre, no município de Viçosa/MG, em regime de autoprodução (FUSP, 2006);

7 – 1887: Vários empreendimentos de energia elétrica são implementados, os quais estão listados a seguir:

a) Início de operação da Usina Hidrelétrica Ribeirão dos Macacos/MG (FUSP, 2006);

b) Início de operação da Usina Hidrelétrica da *Compagnie des Mines d’Or du Faria*, em Nova Lima/MG, em regime de autoprodução (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006);

c) Início de operação da Usina Termelétrica Velha em Porto Alegre/RS (FUSP, 2006);

d) Criação da Companhia de Força e Luz para fornecer iluminação pública a alguns pontos do centro da cidade do Rio de Janeiro, a partir de energia gerada de uma pequena central termelétrica instalada num prédio do largo São Francisco (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006);

e) Início de um serviço permanente de fornecimento de luz a consumidores particulares, com energia proveniente de uma termelétrica de 160 kW da Companhia *Fiat Lux*, em Porto Alegre/RS (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006);

8 – 1888: Criação da Companhia Mineira de Eletricidade, concessionária de serviço público de propriedade de Bernardo Mascarenhas, com o objetivo de fornecer iluminação pública e particular a Juiz de Fora/MG e força motriz a sua fábrica e a outras da região (ELETROBRÁS, 2006), (CEMIG, 2006);

9 - 1889: Início de operação da Usina Hidrelétrica Marmelos-Zero, a primeira de maior porte do Brasil com 250 kW de potência (ou 0,25 MW), que iniciou operação em 1889, sendo expandida para 375 kW (0,375 MW) em 1892, usina esta da Companhia Mineira de Eletricidade, de propriedade do industrial Bernardo Mascarenhas (ELETROBRÁS, 2006);

A leitura desta primeira fase da história da eletricidade no Brasil, permite constatar a característica de construção de um grande número de pequenas usinas geradoras, com vistas ao fornecimento de energia elétrica aos serviços públicos das cidades e aplicações industriais, isto é, iluminação pública e transportes públicos coletivos, este especificamente nos bondes elétricos, e para as necessidades de força motriz nas indústrias predominantemente têxteis.

No que respeita às concessões, observa-se que os primeiros concessionários eram pequenos produtores e distribuidores, os quais se organizavam em empresas de âmbito municipal, em geral fazendeiros, comerciantes e empresários locais, vinculados à agricultura de exportação, serviços urbanos (iluminação pública e transportes) e à indústria.

Porém, a crescente demanda por iluminação, água, transportes e telefonia aliada às dificuldades ou mesmo impossibilidade de atender essa demanda pela própria administração pública, determinaram a instituição do regime de concessões para prestações desses serviços.

2.1.3 – SEGUNDA FASE: DOS PRIMÓRDIOS DA REPÚBLICA A GETÚLIO VARGAS

Nessa fase continuam os investimentos em geração e observam-se as primeiras ações estruturais, a formação de concessionárias nacionais e estrangeiras, em especial a LIGHT no Rio de Janeiro e em São Paulo e ainda, as primeiras leis e Decretos. Ao fim dessa fase surge o domínio de Getúlio Vargas e o projeto nacionalista.

Os principais eventos dessa fase foram:

10 - 1892: Inauguração da primeira linha de bondes elétricos de caráter permanente, pela Companhia Ferro-Caril do Jardim Botânico, Rio de Janeiro (ELETROBRÁS, 2006);

11 – 1899: Constituição em Toronto/Canadá da *The São Paulo Tramway Railway, Light and Power Company Limited*, com vistas a implantar e operar a primeira linha paulistana de bondes elétricos alimentados a partir de uma termelétrica da própria Companhia. Marca o início de investimento estrangeiro no Brasil, no caso, com os capitais canadenses (ELETROBRÁS, 2006);

12 – 1903 e 1904: Publicação, respectivamente, da primeira lei sobre energia elétrica, Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, e do primeiro Decreto, de nº 5.704, de 10 de dezembro de 1904, os quais regulamentaram, em termos gerais, a concessão, o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos, sendo facultado o uso dos excedentes para autoconsumo em atividades agroindustriais. Essa lei foi de pouca eficácia, visto que os concessionários continuaram a firmar contratos e sendo regulamentados pelos estados e municípios. Há, entretanto, muitas manifestações interpretando que essa lei foi a semente, a “certidão de batismo” da regulamentação federal da indústria de energia elétrica no Brasil (ELETROBRÁS, 2006);

13 – 1904: Criação da *The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Limited*, de forma idêntica à empresa de São Paulo, visando à exploração de praticamente todos os serviços urbanos de utilidades públicas (bondes e ônibus, iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade, gás canalizado e telefonia) (ELETROBRÁS, 2006);

14 – 1908: Início de operação da Usina de Fontes Velha, da Light, cuja potência atingiu 24.000 kW (24 MW) em 1909, o que significou 20% da potência instalada naquela época no Brasil (ELETROBRÁS, 2006);

15 – 1909: Criação da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) (FUSP, 2006);

16 – 1912: Criação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) (FUSP, 2006) e da *Brazilian Traction Light and Power*, que unificou as empresas do Grupo LIGHT como uma forma de controlar a expansão acionária das subsidiárias, em especial da empresa do Rio de Janeiro (ELETROBRÁS, 2006);

17 – 1913: Início de operação da Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia, primeira do Nordeste, construída para aproveitar o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso no Rio São Francisco (ELETROBRÁS, 2006);

18 – 1927: Início das atividades da *American and Foreign Power Company (AMFORP)*, subsidiária da *Bond and Share Co.*, a qual adquiriu várias pequenas empresas no interior do Estado de São Paulo e, três anos depois, passou a operar em nove capitais, além de São Gonçalo/RJ, Petrópolis/RJ e Pelotas/RS (ELETROBRÁS, 2006);

19 – 1933: Criação da Divisão de Águas vinculada ao Ministério da Agricultura, denominada Serviço de Águas, no ano seguinte, e novamente Divisão de Águas, a partir de 1939, com as atribuições de promover o estudo das águas no país, sob o ponto de vista de sua aplicação ao desenvolvimento da riqueza nacional, e de atuar na fiscalização e no controle dos serviços de energia elétrica (FUSP, 2006);

20 – 1934: Promulgação do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, o chamado de Código de Águas, o qual se constitui em marco regulatório importantíssimo e que ainda está em vigor (ELETROBRÁS, 2006), (FUSP, 2006), (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006);

No contexto da seqüência dos acontecimentos, em consonância com a Constituição de 1891, as referidas “concessões eram outorgadas pelas prefeituras municipais, especialmente no tocante ao segmento de distribuição, cabendo aos governos estaduais o

poder concedente com relação ao aproveitamento e à utilização das quedas d'água” (FUSP, 2006).

Com a entrada em operação da *The São Paulo Railway Light and Power Company Ltda.* em 1899, o Brasil passou a conviver com o capital estrangeiro, o qual foi aumentando significativamente, fato que norteou a monopolização e desnacionalização do setor elétrico (FUSP, 2006).

Nesse processo o Grupo LIGHT incorporou empresas do interior do estado de São Paulo, a exemplo das concessões a Ataliba Vale, Fonseca Rodrigues e Ramos de Azevedo. Nesse mesmo compasso, a *AMFORP* passou a controlar as empresas de Armando Sales de Oliveira e do Grupo Silva Prado e a CPFL. Esse cenário perdurou até meados dos anos 1960 (FUSP, 2006).

Na década de 1920, o debate em torno do assunto monopolização e desnacionalização foi fortemente intensificado, configurando-se a crise definida pela contestação da preponderância das políticas dirigidas para o atendimento dos interesses cafeeiros, manifestada a partir dos setores ligados às atividades urbanas e industriais e pelas oligarquias agrárias tradicionalmente aliadas do pacto da chamada "política dos governadores".(FUSP, 2006).

Essa crise demonstrou com clareza o esgotamento do modelo agroexportador e a urgência de redefinir a política econômica e o papel do Estado naquele processo. Mesmo liderando, o setor agroexportador passou a conviver com o emergente grupo ligado às atividades urbano-industriais. Essa nova correlação de forças foi determinante para a reformulação das políticas econômicas, que passaram a contemplar as demandas da nova classe. Nesse cenário adicionou-se a crise da superprodução de café, resultante das ações protecionistas anteriores e agravada pela retração do mercado externo na Grande Depressão (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006).

Na década de 1920, foi “criado o primeiro órgão oficial relacionado à política setorial - a Comissão Federal de Forças Hidráulicas, do Ministério da Agricultura - no bojo de um processo que culminaria com a promulgação do Código de Águas, em 1934”, comentado nos próximos itens (FUSP, 2006).

No que respeita à legislação federal para o setor elétrico até as primeiras décadas do século XX, verifica-se que era muito genérica e os contratos eram assinados diretamente com os estados e municípios, gerando um modelo institucional fundamentado em concessões descentralizadas, empreendimentos privados com hegemonia do capital internacional e tarifas que asseguravam a rentabilidade dos investimentos. Para garantir essa rentabilidade, aceitava-se tarifas reguladas pela cláusula ouro, onde parte da energia era paga em função da cotação internacional desse metal. A cláusula ouro consiste na estipulação em que o valor da obrigação é expresso em ouro ou moeda estrangeira, de modo a excluir ou limitar, em seus efeitos, a própria moeda nacional. O Brasil autorizou a utilização da cláusula ouro para contratos em que o credor ou o devedor tivesse domicílio legal no exterior.

Assim, ao fim dessa segunda fase, caracterizada por uma forte dinâmica de acontecimentos, os quais mesmo quando parecem denotar algo negativo, foram, na verdade, vetores de grandes transformações, o que permite a verificação de que a energia elétrica teve sua produção e utilização acelerada, num período em que o Brasil experimentou, paralelamente, acentuado desenvolvimento político, econômico e social. A república consolidava-se e começava a experimentar transformações de cunho doutrinário. Houve crescimento da economia em função da agroexportação e também foram criadas as condições para a industrialização. O Brasil assistiu ao fortalecimento de novos segmentos e à inovação dos costumes, oriunda do progresso tecnológico, com a superação da iluminação a gás e da tração animal dos bondes, nas cidades. A energia elétrica foi disponibilizada fundamentalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil a um só tempo, como consequência e como condição das transformações da vida nacional (FUSP, 2006).

O Código de Águas materializou o projeto intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica ao submeter, ao instituto das concessões e autorizações, a exploração da energia hidráulica, assim como os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. Assim, a União passou a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica antes regidos apenas por contratos assinados com estados, os municípios e o Distrito Federal. A nova política setorial reviu os critérios para estabelecimento de preços dos serviços e determinou que a tarifa fosse fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão e, ainda, a justa

remuneração do capital investido. A remuneração do capital investido recairia sobre o custo histórico das instalações (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006).

O Código de Águas, ao mudar a relação do Estado com a indústria de eletricidade e estabelecer princípios reguladores mais rígidos, gerou resistências entre as principais empresas do setor. A LIGHT, na época, a maior companhia de energia elétrica, centrava suas críticas na questão tarifária. Opondo-se à remuneração do capital pelo custo histórico dos investimentos, defendia que se adotasse o custo de reprodução ou reposição. Embora houvesse resistência à adoção do custo histórico, na prática esse princípio não tinha influência sobre a determinação das tarifas, em virtude de pressões políticas e de dificuldades operacionais e regulatórias para implementá-lo. Ao estabelecer em seu artigo 195 que as “autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil”, o Código de Águas refreou a participação de companhias internacionais no setor (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006).

Com a vitória da revolução de 1930, crescem as tentativas de adaptação do setor elétrico às novas realidades da nação comandada por um Governo Federal forte, de feições nacionalistas, que buscava acelerar o desenvolvimento industrial. Em 1933, foi revogada a cláusula ouro dos contratos de modo que as tarifas valorizassem a moeda nacional.

O Código de Águas apresentou os seguintes principais pontos: i) a incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União, com a concessão de uso tornando-se uma prerrogativa do Governo Federal; ii) o estabelecimento do princípio do serviço pelo custo histórico com lucro limitado, mas assegurado; iii) a nacionalização do serviço, restringindo a concessão a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil (art. 195 do referido Código, Disposições Gerais).

2.1.4 – TERCEIRA FASE: DE GETÚLIO VARGAS A JUSCELINO KUBITSCHEK

Verifica-se a continuidade do processo estrutural, com ênfase nos campos institucional e expansionista, destacando-se os seguintes eventos:

21 – 1939: Criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), com o escopo de atuar em todos os assuntos pertinentes ao setor elétrico, desde questões

tributárias até planos de interligação de usinas geradoras, e que viria a se configurar como o principal órgão do governo federal para a política setorial até a criação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), no início da década de 1960 (ELETROBRÁS, 2006);

22 – 1945: Criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), com o objetivo de realizar o aproveitamento do potencial hidráulico da cachoeira de Paulo Afonso, e que viria a ser constituída efetivamente apenas em março de 1948 (ELETROBRÁS, 2006);

23 – 1950: Elaboração do Plano de Eletrificação de Minas Gerais, desenvolvido pela Companhia Brasileira de Engenharia (CBE), o qual teve como consequência a organização da Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (CEMIG), depois denominada Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), criada em 1952 (FUSP, 2006);

24 – 1953: Criação, em função do Plano de Eletrificação do Estado de São Paulo, das Usinas Elétricas do Paranapanema S.A. (USELPA), da Usina Hidrelétrica Lucas Nogueira Garcez (70 MW) e da Usina Hidrelétrica Jurumirim (97,7 MW); da Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (CHERP), em 1955, responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Armando de Salles Oliveira Limoeiro (32 MW) e da Usina Hidrelétrica Euclides da Cunha (108,8 MW) e da Centrais Elétricas do Urubupungá S.A. (CELUSA), que iniciou os projetos da Usina Hidrelétrica Eng. Souza Dias (1.551,2 MW) e da Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira (3.444 MW) (FUSP, 2006);

25 – 1953 a 1956 (período provável): Criação da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) e da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA). No Rio Grande do Sul, a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) procedeu à expansão do parque gerador, dando continuidade à execução do Plano de Eletrificação e construindo a Usina Hidrelétrica Passo do Inferno, a Usina Hidrelétrica Canastra e a Usina Termelétrica Candiota (FUSP, 2006);

26 – 1954: Criação da Empresa Fluminense de Energia Elétrica (EFE) (FUSP, 2006);

27 - 1955: Criação da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) e da Centrais Elétricas de Goiás S.A. (CELG) (FUSP, 2006);

28 – 1956: Criação da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) e da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT) (FUSP, 2006);

29 - 1957: Criação da Central Elétrica de Furnas S.A. posteriormente denominada Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS), responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Furnas, com o objetivo expresso de aproveitar o potencial hidrelétrico do Rio Grande para solucionar a crise de energia na Região Sudeste (ELETROBRÁS, 2006);

No período imediato ao pós-guerra (Segunda Guerra Mundial), a produção já não acompanhava a demanda por eletricidade. O sistema elétrico entrou em crise, os racionamentos eram constantes, cresceu a participação da autoprodução. Tornaram-se necessárias ações governamentais visando à capitalização do setor, sendo então instituído o Fundo Federal de Eletrificação e criado o Imposto Único sobre Energia Elétrica –IUEE, ambos por meio da Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954.

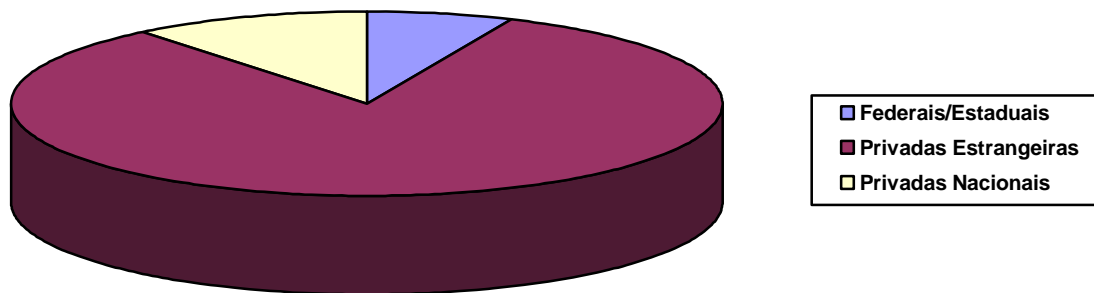
A partir do governo de Juscelino Kubitschek (31/01/1956-31/01/1961), verificou-se novo impulso para o crescimento da economia brasileira, pautado pela estratégia desenvolvimentista, constituindo o recurso ao capital externo a principal base do financiamento da industrialização brasileira. Verificou-se um incremento até então inédito com relação aos índices de crescimento da produção industrial, destacando-se os setores de equipamentos de transporte, de material elétrico e de comunicações, mecânico e siderúrgico, como os setores mais modernos e dinâmicos da indústria brasileira (FUSP, 2006).

Com relação às concessionárias privadas, verificou-se a expansão do parque gerador das empresas do Grupo LIGHT, que promoveu a construção da Usina Hidrelétrica Henry Borden II e da Usina Termelétrica Piratininga, no estado de São Paulo, e da Usina Hidrelétrica Nilo Peçanha e da Usina Hidrelétrica Pereira Passos, no estado do Rio de Janeiro (FUSP, 2006).

O parque gerador das empresas do Grupo *AMFORP* foi expandido com a construção da Usina Hidrelétrica Avanhandava, da Usina Hidrelétrica Americana e da Usina Termelétrica Carioba, no estado de São Paulo, da Usina Hidrelétrica Guaricana, no Paraná, e da Usina Hidrelétrica Alberto Torres, no estado do Rio de Janeiro (FUSP, 2006).

Ao final dessa fase, configurou-se uma alteração radical no perfil do setor de energia elétrica brasileiro, verificando-se o aumento do peso das empresas federais e estaduais na geração, em termos percentuais, de 7 % para 31 %, entre 1952 e 1962. A participação das concessionárias privadas, com predominância dos investimentos estrangeiros, caiu no mesmo período de 82 % para 55 %, conforme ilustrado nos gráficos da Figura 2.1 (FUSP, 2006).

Situação no final da segunda fase:



Situação no final de terceira fase:

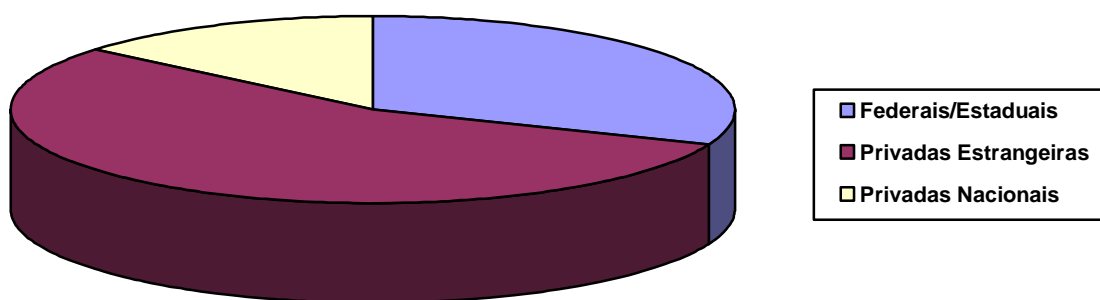


Figura 2.1 – Aumento Percentual da Participação em Geração de Concessionárias federais/estaduais, da segunda para a terceira fase.

2.1.5 – QUARTA FASE: JUSCELINO KUBITSCHek AO INÍCIO DO PERÍODO MILITAR

Início marcado por importante marco regulatório, seguido de incremento do processo de estatização. Destacam-se os principais eventos dessa fase:

30 – 1957: Publicação do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, o qual estabeleceu o Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica. Trata-se de um importante marco regulatório no setor elétrico, na medida em que estabeleceu todas as bases conceituais e estruturais que nortearam a prestação do serviço público de energia elétrica e que ainda está em plena vigência (BRASIL, 2006);

31 – 1958: Criação da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) (FUSP, 2006);

32 – 1960: Criação do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. Anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura (ELETROBRÁS, 2006);

33 - 1960: Criação da Companhia Hidrelétrica do Vale do Rio Paraíba (CHEVAP), com o objetivo de promover a construção da Usina Hidrelétrica Funil (FUSP, 2006), (FURNAS, 2006);

34 – 1960: Criação da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), da Empresa Energética de Sergipe S.A. (ENERGIPE) e da Companhia Energética de Alagoas (CEAL) (FUSP, 2006);

35 -1961: Criação da Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (ELETROBRÁS), a qual somente foi organizada de modo efetivo em 1964 (ELETROBRÁS, 2006);

36 – 1962 a 1986: Criação de empresas estatais no segmento de distribuição de energia elétrica e com áreas de concessão que eram delimitadas, na maior parte das empresas, pelos limites dos estados, com controle acionário predominante dos governos estaduais, a exemplo de: Companhia Energética do Piauí (CEPISA) (1962), Centrais Elétricas do Pará (CELPA) (1962), Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) (1962),

Companhia Energética do Amazonas (CEAM) (1963), Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (SAELPA) (1964), Centrais Elétricas de São Paulo (CESP) (1966), Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB) (1968), Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) (1969), Centrais Elétricas de Rondônia (CERON) (1969), Companhia Energética de Roraima (CER) (1969), Companhia de Eletricidade do Acre (ELETROACRE) (1965), Companhia Energética do Ceará (COELCE) (1971), Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (ENERSUL) (1979), e a Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS) (1986) (FUSP, 2006);

37 – 1964: Organização da ELETROBRÁS, que passou a atuar como empresa *holding* das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal e, ainda, no planejamento setorial, voltando suas atividades para a expansão do sistema elétrico brasileiro, com estudos e projetos e construção de usinas e linhas de transmissão. Faziam parte do sistema ELETROBRÁS, a partir de 1968, a Espírito Santo Centrais Elétricas S. A. (ESCELSA), oriunda da fusão de uma empresa da *AMFORP*, a Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE) com a antiga empresa estadual que também se intitulava ESCELSA (FUSP, 2006);

38 – 1965: Criação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) com a missão de realizar estudos hidrológicos, fiscalizar, dar concessões e controlar os aproveitamentos das águas e dos serviços de eletricidade. Em 1964 foi feita uma reavaliação dos ativos e estabelecida sua permanente atualização pela correção monetária, ao mesmo tempo em que era assegurada a rentabilidade de 10% a 12% ao ano (ELETROBRÁS, 2006);

O setor elétrico expandia-se com o aumento da participação do poder público, constituindo novas empresas e tornando-se acionista de concessionárias (criação da CHESF, FURNAS, associando-se a LIGHT, CPFL), verificando-se também a criação, pelos governos estaduais, das suas empresas e autarquias. Em 1962 foi criada a ELETROBRÁS, que, além de assumir o papel de empresa *holding* gerindo vultosos recursos, assumiu a responsabilidade pelo planejamento, coordenação da construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Apesar do crescimento da participação estatal na indústria de energia elétrica, até o fim dessa fase observou-se a predominância do capital estrangeiro nas empresas.

2.1.6 – QUINTA FASE: DO PERÍODO MILITAR A FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Nessa fase observam-se, no início, a aceleração do processo de estatização, seguido de um modelo centralizado com tarifas equalizadas, e uma remuneração limitada, fatos principais que não estimulavam a eficiência operacional das concessionárias. Assim, ao final dessa fase, o Brasil experimenta novo processo de desestatização (ou privatização) restando atualmente apenas 6 (seis) concessionárias distribuidoras sob domínio predominante de capital dos respectivos estados: CEB (DF), CELG (GO), CEMIG (MG), COPEL (PR), CELESC (SC) e CEEE (RS). Ao final destaca-se, pela sua importância, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, além dos seguintes demais eventos:

39 – 1968 a 1972: formação do sistema de empresas controladas atuantes em âmbito regional responsáveis pela geração em grosso e pela operação do sistema hidrelétrico interligado, tais como a CHESF (1945), FURNAS (1957), ELETROSUL (1968) e ELETRONORTE (1973) (ELETROBRÁS, 2006), (FUSP, 2006);

40 – 1978: publicação da Portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978, que estabeleceu as disposições relativas à continuidade de serviço no fornecimento de energia elétrica e da Portaria DNAEE nº 047, de 17 de abril de 1978, que determinou critérios quanto às tensões de fornecimento;

41 – 1979: Aquisição, pelo governo federal, das empresas do Grupo LIGHT, fato que originou a Light Serviços de Eletricidade, subsidiária no Rio de Janeiro e Eletricidade de São Paulo (ELETROPAULO), esta controlada pelo Governo do Estado de São Paulo (ELETROBRÁS, 2006);

42 – 1984 a 1985: Início de operação de grandes hidrelétricas em função do crescimento vertiginoso do consumo anual de energia elétrica, destacando-se a Usina Hidrelétrica de Tucuruí (6.495 MW), sob a responsabilidade da ELETRONORTE (1973) e a Usina Hidrelétrica Itaipu (14.000 MW), por intermédio da Itaipu Binacional (1973), bem como da Usina Termo Nuclear Angra I (1985), em parceria com a Alemanha (ELETROBRÁS, 2006);

43 - 1996: Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (FUSP, 2006), (GOMES, ABARCA, FARIA, FERNANDES, 2006);

44 – 2001: publicação da Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, que estabeleceu, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

O desenvolvimento econômico foi acelerado, especialmente entre 1968 e 1974, apelidado de “milagre brasileiro” com índices de crescimento de 11%, com vultosos investimentos no setor de infra-estrutura (FUSP, 2006).

O processo de nacionalização foi implementado com a aquisição pelo Governo Federal, das empresas do Grupo *AMFORP*, passando a Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas (CAEEB), que já atuava como empresa de serviços na centralização e na supervisão das operações administrativas, de engenharia, jurídicas e contábeis das concessionárias da *AMFORP*, a gerir as concessionárias filiadas. Em 1968 as antigas empresas da *AMFORP* foram incorporadas, em sua maioria, às concessionárias públicas estaduais (FUSP, 2006).

Em 1970, com a criação de ITAIPU, estabeleceu-se uma hierarquia funcional com concessionárias federais sendo supridoras regionais, concessionárias estaduais sendo supridoras de área e outras concessionárias estaduais e empresas privadas sendo responsáveis pela distribuição de energia elétrica, caracterizando o início do processo de centralização.

Com a criação da Centrais Elétricas de São Paulo S.A. (CESP) – depois denominada Companhia Energética de São Paulo (CESP) foram executados importantes projetos hidrelétricos, como a Usina Hidrelétrica Barra Bonita (140,76 MW), a Usina Hidrelétrica Ministro Álvaro de Souza Lima (143,1 MW), a Usina Hidrelétrica Mário Lopes Leão (264 MW), a Usina Hidrelétrica Xavantes (414 MW), a Usina Hidrelétrica Rosana (376,2 MW) e a Usina Hidrelétrica Senador José Ermírio de Moraes (1.396,2 MW), entre outros (FUSP, 2006).

Da mesma forma, a CEMIG desenvolveu similares iniciativas em Minas Gerais, sendo necessário destacar a execução dos projetos da Usina Hidrelétrica Jaguará (424 MW), da Usina Hidrelétrica Volta Grande (380 MW), da Usina Hidrelétrica São Simão (1.710 MW), da Usina Hidrelétrica Emborcação (1.192 MW) e da Usina Hidrelétrica Nova Ponte (510 MW); no Paraná, verificou-se a construção da Usina Hidrelétrica Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (1.676 MW) e da Usina Hidrelétrica Gov. Parigot de Souza (252 MW), da COPEL; e a execução dos projetos da Usina Hidrelétrica Itaúba (512,4 MW) e da Usina Hidrelétrica Passo Real (158 MW), da CEEE, no Rio Grande do Sul (FUSP, 2006).

Atualmente (31/05/2007), considerando todas as fontes e a importação de outros países, a matriz de energia elétrica brasileira apresenta o quadro descrito na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Matriz de energia elétrica. Fonte ANEEL

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		643	76.250.138	71,23	643	76.250.138	71,23
Gás	Natural	76	9.868.324	9,22	103	10.806.882	10,10
	Processo	27	938.558	0,88			
Petróleo	Óleo Diesel	557	2.875.935	2,69	577	4.313.165	4,03
	Óleo Residual	20	1.437.230	1,34			
Biomassa	Bagaço de Cana	229	2.810.301	2,63	272	3.846.220	3,59
	Licor Negro	13	785.262	0,73			
	Madeira	26	224.207	0,21			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	2	6.420	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	1,88	2	2.007.000	1,88
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,32	7	1.415.000	1,32
Eólica		15	236.850	0,22	15	236.850	0,22
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46	8.170.000	8.170.000	7,63
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.619	107.045.255	100	1.619	107.045.255	100

Em resumo, as 25 maiores Usinas Hidrelétricas em Operação no Brasil com Potência individual superior a 1.000 MW e em ordem decrescente, estão apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 2.2 - As 25 maiores Usinas Hidrelétricas em operação no Brasil com Potência individual superior a 1.000 MW

Item	Usina	Potência (MW)	Proprietário	Município	Rio
1	<u>Tucuruí I e II</u>	8.125	100% ELETRONORTE	Tucuruí - PA	Tocantins
2	<u>Itaipu (Parte Brasileira)(*)</u>	7.000	100% <u>ITAIPU Binacional</u>	Foz do Iguaçu - PR	Paraná
3	<u>Ilha Solteira</u>	3.444	100% <u>CESP</u>	Ilha Solteira - SP Selvíria - MS	Paraná
4	<u>Xingó</u>	3.162	100% <u>CHESF</u>	Canindé de São Francisco - SE Piranhas - AL	São Francisco
5	<u>Paulo Afonso I a IV</u>	3879,6	100% <u>CHESF</u>	Delmiro Gouveia - AL Paulo Afonso - BA	São Francisco
6	<u>Itumbiara</u>	2.082	100% <u>FURNAS</u>	Araporã - MG Itumbiara - GO	Paranaíba
7	<u>São Simão</u>	1.710	100% <u>CEMIG</u>	Santa Vitória - MG São Simão - GO	Paranaíba
8	<u>Foz do Areia</u>	1.676	100% <u>COPEL GERAÇÃO S/A</u>	Pinhão - PR	Iguaçu
9	<u>Jupia</u>	1.551	100% <u>CESP</u>	Castilho - SP Três Lagoas - MS	Paraná
10	<u>Itaparica</u>	1.479	100% <u>CHESF</u>	Glória - BA Jatobá - PE	São Francisco
11	<u>Itá</u>	1.450	60,5% <u>ITÁ</u> 39,5% <u>TRACTEBEL</u>	Aratiba - RS Itá - SC	Uruguai
12	<u>Marimbondo</u>	1.440	100% <u>FURNAS</u>	Fronteira - MG Icém - SP	Grande
13	<u>Porto Primavera</u>	1.540	100% <u>CESP</u>	Anaurilândia - MS Teodoro Sampaio - SP	Paraná
14	<u>Salto Santiago</u>	1.420	100% <u>TRACTEBEL</u>	Saudade do Iguaçu - PR	Iguaçu
15	<u>Água Vermelha</u>	1.396	100% <u>AES TIETÊ S/A</u>	Indiaporã - SP Iturama - MG	Grande
16	<u>Três Irmãos</u>	1.292	100% <u>CESP</u>	Pereira Barreto - SP	Tietê
17	<u>Serra da Mesa</u>	1.275	100% <u>FURNAS</u>	Cavalcante - GO Minaçu - GO	Tocantins

18	<u>Segredo</u>	1.260	100% <u>COPEL</u> <u>GERAÇÃO S/A</u>	Mangueirinha - PR	Iguaçu
19	<u>Salto Caxias</u>	1.240	100% <u>COPEL</u> <u>GERAÇÃO S/A</u>	Capitão Leônidas Marques - PR	Iguaçu
20	<u>Furnas</u>	1.216	100% <u>FURNAS</u>	Alpinópolis - MG	Grande
21	<u>Emborcação</u>	1.192	100% <u>CEMIG</u> <u>GERAÇÃO E</u> <u>TRANSMISSÃO</u> <u>S/A</u>	Cascalho Rico - MG Catalão - GO	Parnaíba
22	<u>Machadinho</u>	1.140	Vários (**)	Maximiliano de Almeida - RS Piratuba - SC	Pelotas
23	<u>Salto Osório</u>	1.078	100% <u>TRACTEBEL</u>	Quedas do Iguaçu - PR	Iguaçu
24	<u>Sobradinho</u>	1.050,3	100% <u>CHESF</u>	Juazeiro - BA	São Francisco
25	<u>Estreito</u>	1.050	100% <u>FURNAS</u>	Rifaina - SP Sacramento - MG	Grande

Observações:

(*) - Itaipu é uma usina binacional (Brasil/Paraguai), de forma que Tucuruí, situada no Pará, é a maior hidrelétrica inteiramente nacional. A capacidade instalada de Itaipu é de 14.000 MW, com 20 unidades geradoras de 700 MW cada uma.

(**) - 22,61% ALCOA; 4,63% Camargo Corrêa Cimentos S/A; 12,16% CELESC; 4,93% Cimento Rio Branco S/A; 24,18% Companhia Brasileira de Alumínio; 4,86% CEEE; 2,41% DMP; 16,94% TRACTEBEL; 7,28% Valesul Alumínio S/A.

A partir de 1971 a centralização foi intensificada com a assunção pela ELETROBRÁS de todos os recursos do Fundo Global de Reversão. Em 1974 foi introduzida a equalização tarifária em todo o território nacional, acompanhada da câmara de compensação intra-setorial (RGG, depois RENCOR), que repassava o excedente de receita de algumas empresas para outras deficitárias.

O modelo setorial pautado pela organização do sistema ELETROBRÁS garantiu a expansão expressiva dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica ao longo dos anos 1960 e 1970, tendência que viria a ser revertida, na década de 1980, tanto como reflexo das mudanças nas regras dos mercados financeiros internacionais, como dos obstáculos à continuidade da captação interna de recursos (FUSP, 2006).

Assim, nos anos 80, o modelo começou a mostrar suas deficiências repercutindo negativamente na situação econômico-financeira das concessionárias, sendo ameaçada a sobrevivência da maioria delas. Foram alteradas as condições básicas de remuneração: a

correção monetária dos ativos passou a ser fixada abaixo da inflação, foi criada a “Remuneração Média do Setor”, como base para o cálculo da equalização tarifária, o que fez com que a remuneração das empresas fosse fixada em níveis inferiores aos 10% a 12%, previstos na lei.

O sistema de tarifas equalizadas teve o efeito de estímulo à ineficiência administrativa, uma vez que penalizava as empresas mais eficientes, transferindo os recursos para as empresas menos eficientes por meio do mecanismo da RGG. As tarifas tiveram seu valor real fortemente deprimido uma vez que o Governo Federal utilizou a compensação tarifária como instrumento de combate à inflação. Algumas empresas também viram sua receita ser reduzida por conta de subsídios para exportação e para setores específicos.

O primeiro grande conflito dava-se entre as funções da ELETROBRÁS e do DNAEE e o segundo surgiu devido aos atritos das concessionárias recolhedoras e receptoras dos fundos de reversão e de compensação (RGG), conforme explicitado nos parágrafos anteriores.

Iniciou-se então, um período alcunhado de “ciranda de calotes” em função do surgimento da Conta de Resultados a Compensar – CRC, a conseqüente crise de inadimplência e a convivência com dívidas acumuladas da ordem de U\$\$ 28 a 30 bilhões.

Diante desse contexto, o Brasil passou a experimentar nova onda de privatização a partir de 1992, quando foi proposto o Plano Nacional de Desestatização (PND) do governo de Fernando Collor de Mello (1990-1992), tendo sido definida como prioridade a venda das distribuidoras, facilitada no período de 1992 a 1994, por meio da Lei nº 8.631/1993 e implementada no período do governo seguinte (FUSP, 2006).

Com o advento da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, organizada como autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia e que sucedeu o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, a mesma passou a atuar, de forma mais forte nos setores de concessão, regulação, mediação e ainda na fiscalização dos serviços concedidos. As atribuições da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL são: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do

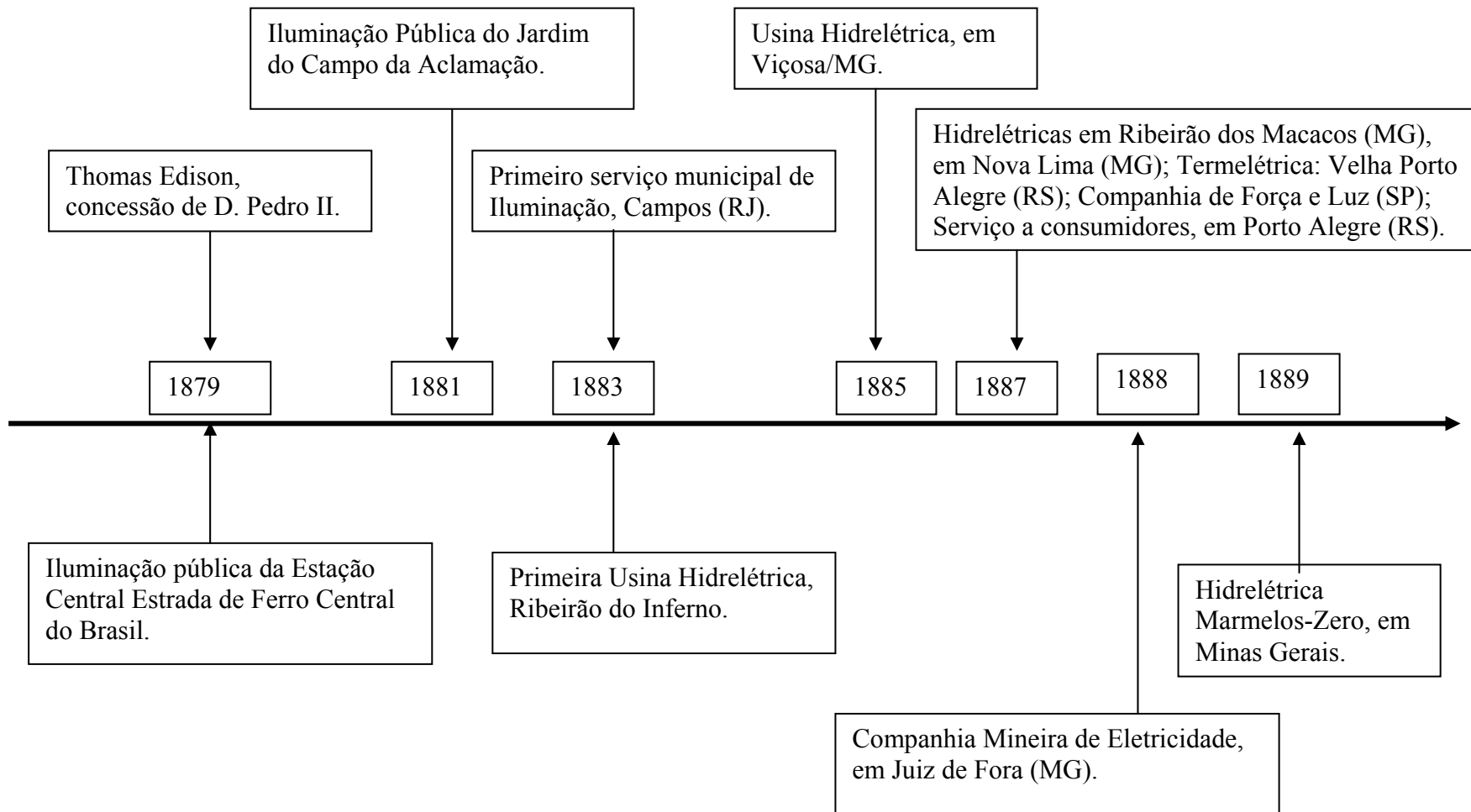
setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; **zelar pela qualidade do serviço**; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

No que respeita à alternância entre períodos privatizantes e estatais verifica-se que a indústria de energia elétrica no Brasil experimentou 3 (três) etapas: i) a primeira, privatizante, que predominou até o início da década de 1960, isto é, da primeira fase até a quarta fase; ii) a segunda, fortemente marcada pela presença do estado, tanto federal quanto estadual, e que vigiu do início da década de 1960 até 1992, ou seja, na maior parte da quinta fase; iii) o terceiro, novamente privatizante, iniciado em 1992 e ora vigente.

Finalmente, especificamente no contexto do objeto deste trabalho, regulação da qualidade de energia elétrica, destacam-se os seguintes marcos iniciais importantes: o Decreto nº 24.643/1934 e o Decreto nº 41.019/1957, os quais serão objeto de análise mais detalhada no subitem 2.2, bem como os demais atos subsequentes da legislação e da regulamentação sobre a matéria.

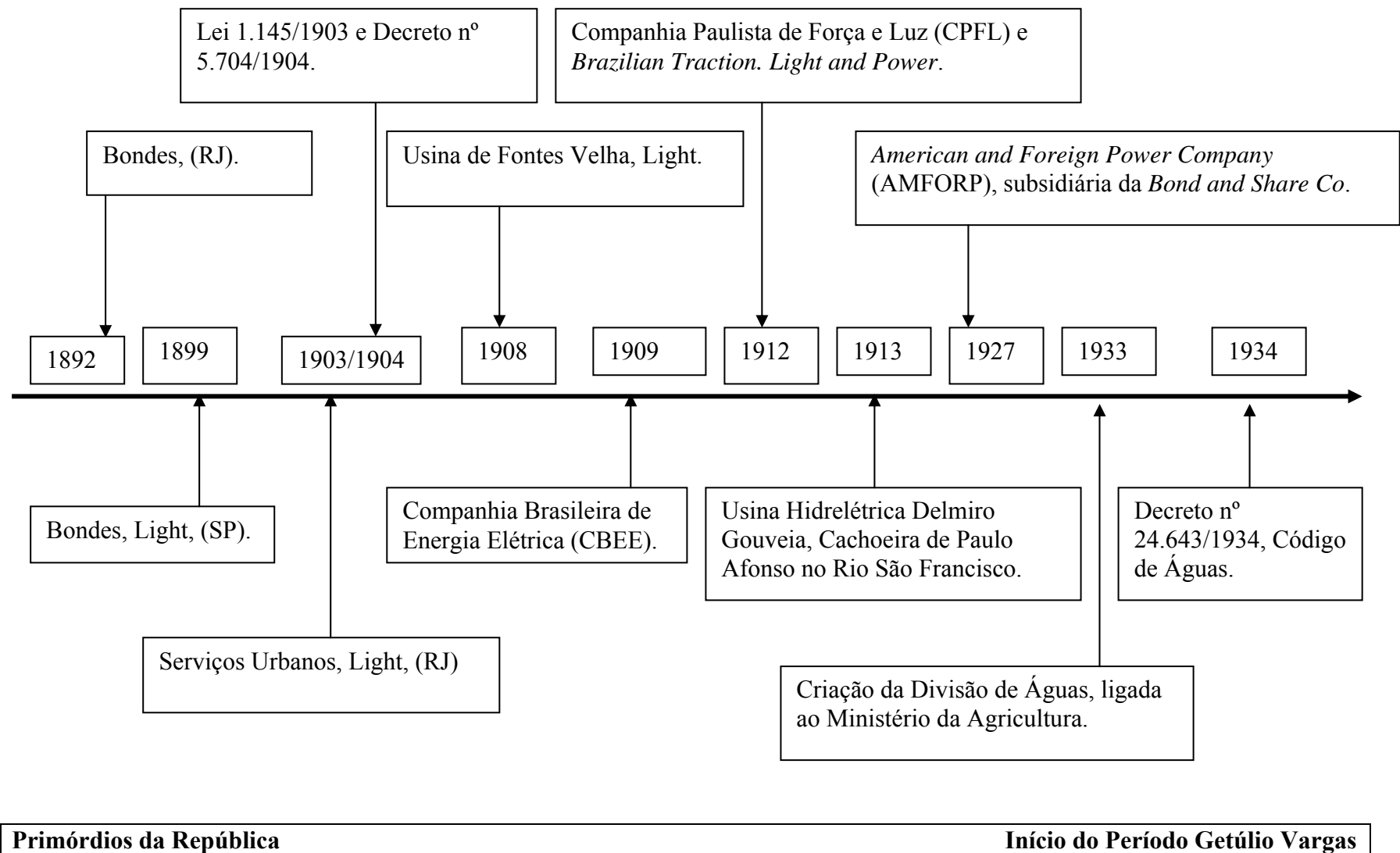
2.1.7 – LINHA DO TEMPO

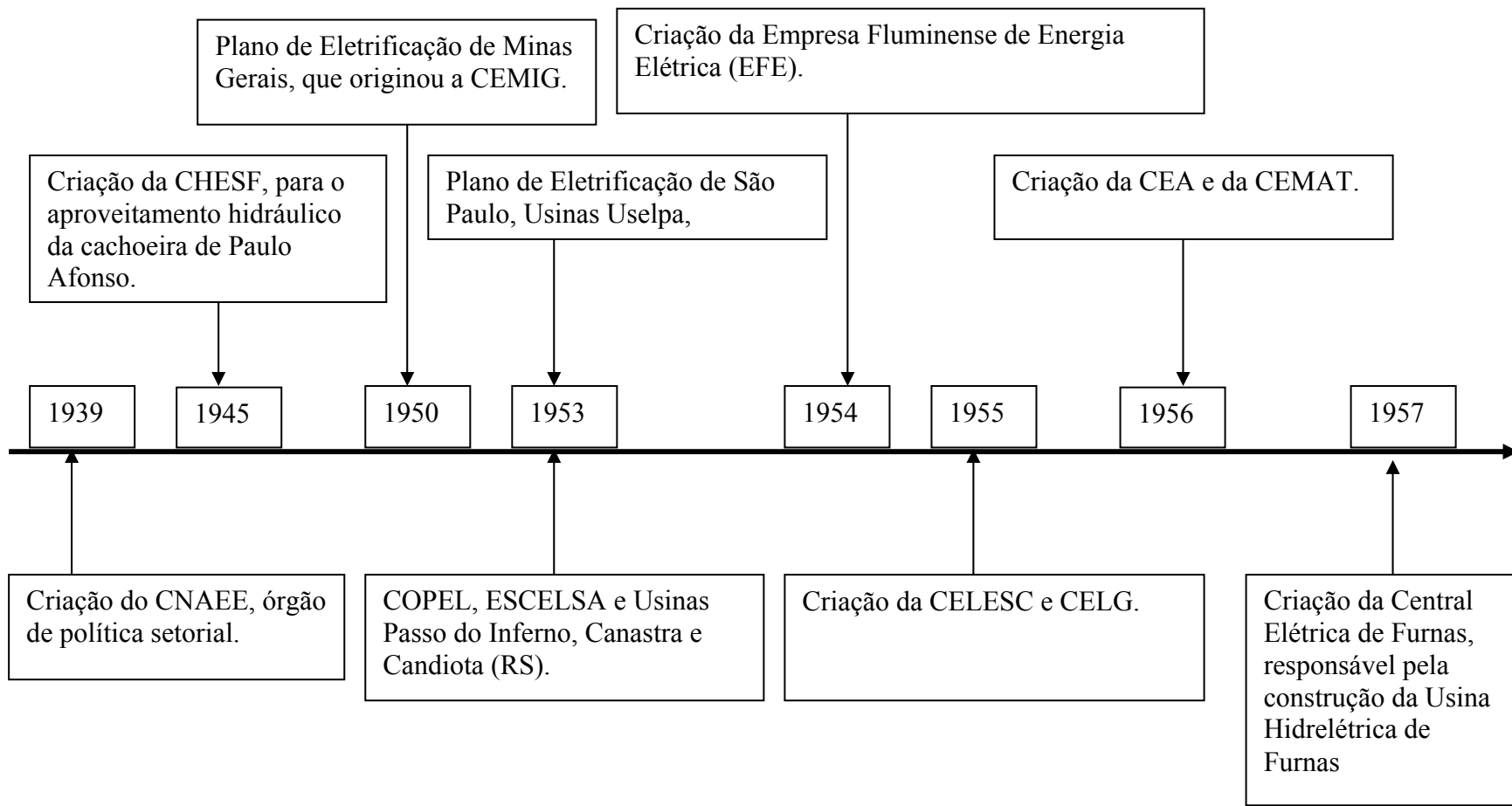
Nas páginas seguintes, os eventos citados nos itens anteriores estão apresentados na formatação de uma linha do tempo, com vistas a facilitar o entendimento do contexto da história.



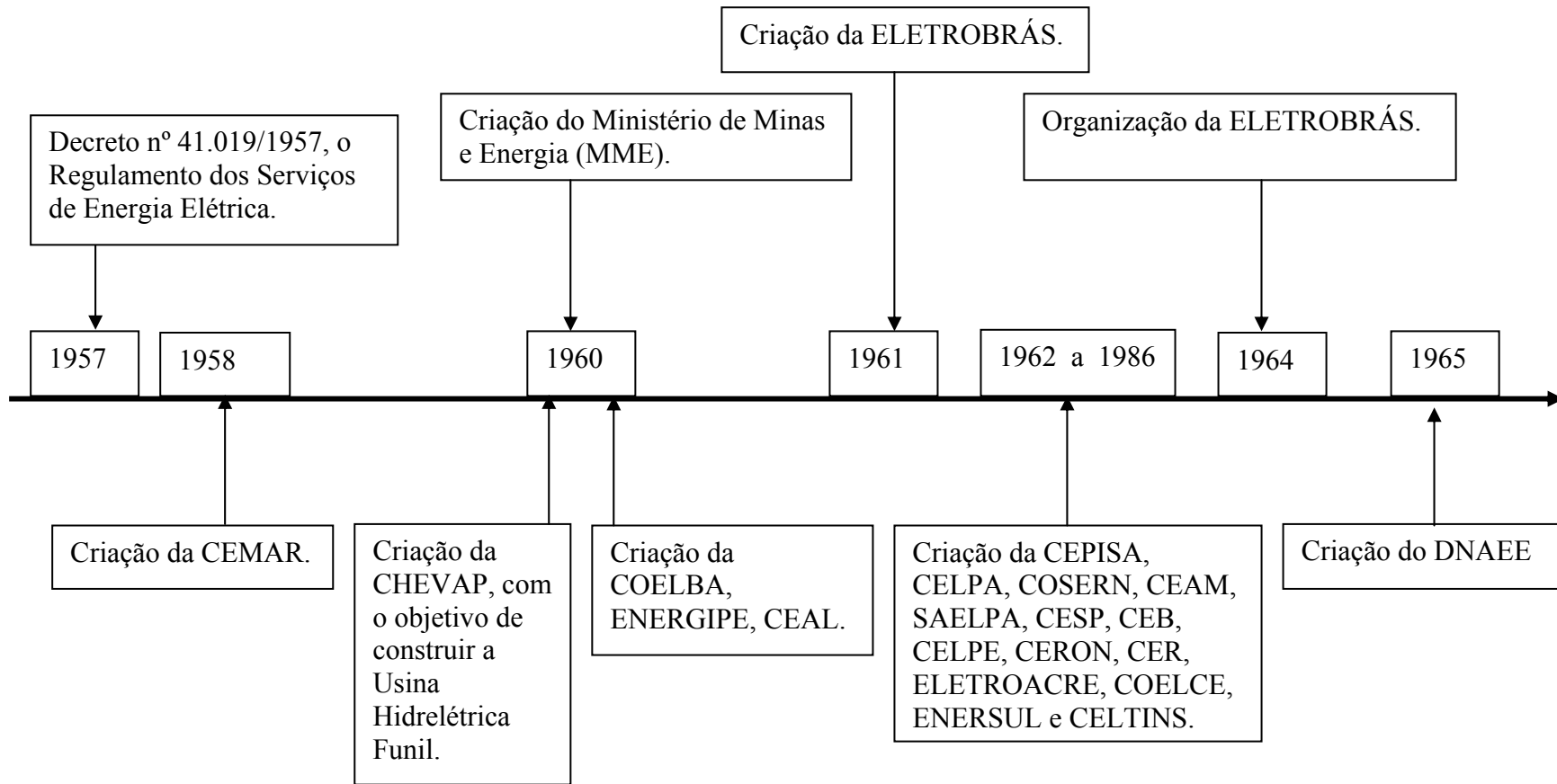
Brasil Império - D. Pedro II (1840-1889)

Proclamação da República



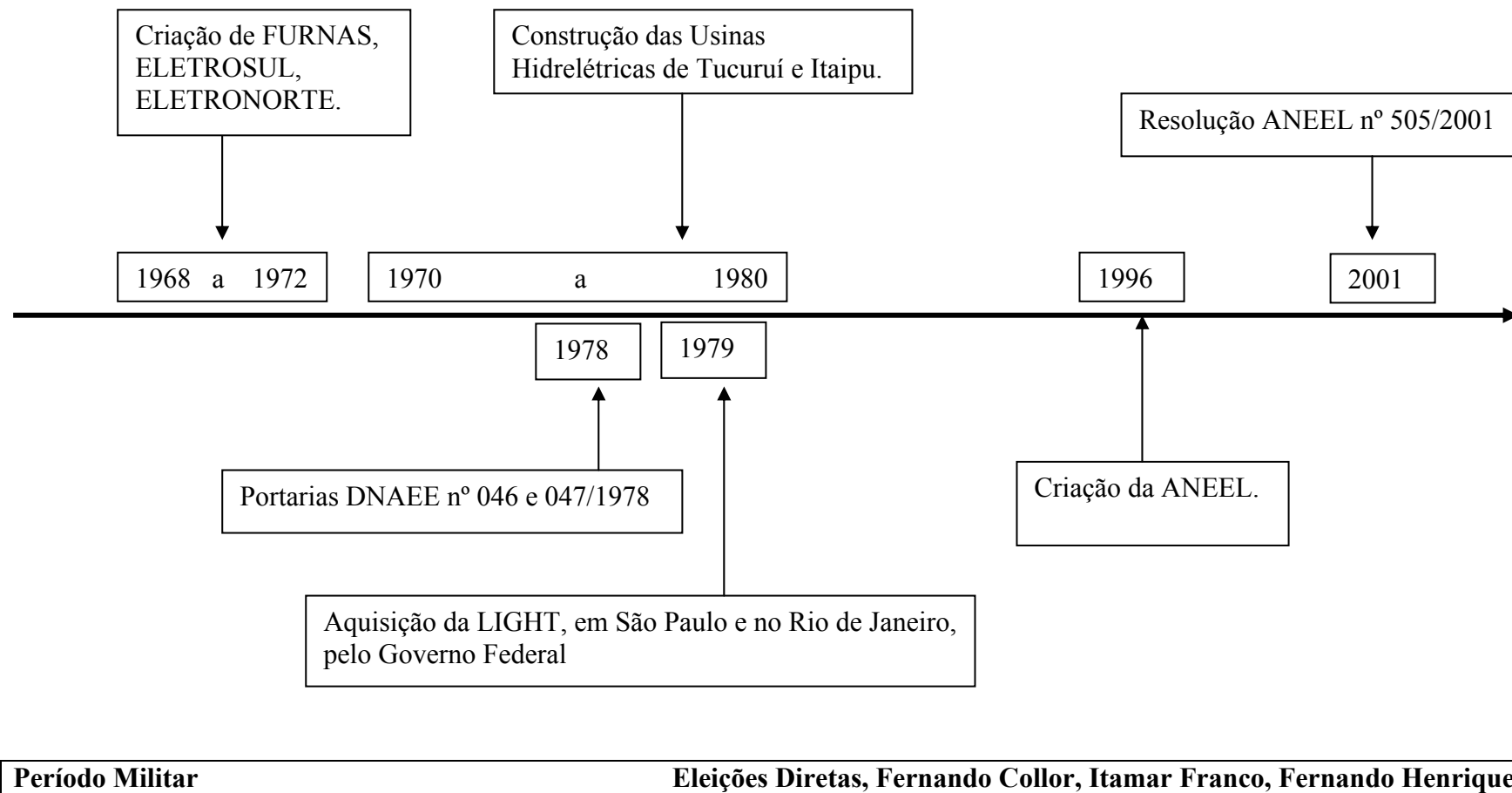


Período Getúlio Vargas – Estado Novo **Juscelino Kubistschek**



Juscelino Kubitschek

Início Período Militar



2.2 - REGULAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA

Como salientado no número 12 do subitem 2.1, a Lei nº 145, de 31 de dezembro de 1903, e o Decreto nº 5.704, de 10 de dezembro de 1904, regulamentaram, em termos gerais, a concessão e o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos, facultado o uso dos excedentes para autoconsumo em atividades agroindustriais. Assim sendo, não tratou de aspectos relativos à qualidade da energia elétrica.

No curso da história da regulação sobre o tema faz-se mister a verificação do que estabelece o Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, o Código de Águas, marco regulatório importantíssimo e que ainda está em vigor, a primeira norma que registra conceitos relativos à qualidade.

Nele encontra-se, em seu artigo 178, a célebre citação do “tríplice objetivo” da concessão dos serviços públicos de energia elétrica:

“Art. 178. No desempenho das atribuições que lhe são conferidas, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizará a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidro-elétrica, com o tríplice objetivo de: (Redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941)

a) assegurar serviço adequado; (Redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941)

b) fixar tarifas razoáveis; (Redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941)

c) garantir a estabilidade financeira das empresas. (Redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941)

Parágrafo único. Para a realização de tais fins, exercerá a fiscalização da contabilidade das empresas. (Redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941)” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

A seqüência da leitura leva ao próximo artigo, onde o legislador apresentou uma primeira idéia do que seria **serviço adequado**:

“Art. 179. Quanto ao serviço adequado a que se refere a alínea "a" do artigo precedente, resolverá a administração, sobre:

*a) **qualidade e quantidade do serviço;***

b) extensões;

c) melhoramentos e renovação das instalações;

d) processos mais econômicos de operação;” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

Com a publicação do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que estabeleceu o regulamento dos serviços de energia elétrica (produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica), novos componentes regulatórios foram acrescentados ao tratamento da matéria em comento.

A primeira citação apresentada no Decreto nº 41.019/1957 e ainda fundamentada no Código de Águas está no art. 119:

“Art 119. O regime legal e regulamentar da exploração dos serviços de energia elétrica tem por objetivo:

*a) **assegurar um serviço tecnicamente adequado às necessidades do país e dos consumidores;***” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

A segunda citação está no artigo seguinte:

“Art 120. Compete à Administração Pública resolver sobre:

*a) **as condições técnicas, a qualidade e quantidade do serviço;***” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

Outro ponto está nos artigos 141 e 142 referentes a obras de extensão de redes vinculadas à qualidade e **continuidade** (notar a importantíssima primeira utilização do termo continuidade na legislação, em substituição ao termo **quantidade**):

“Art. 141. São de responsabilidade total do concessionário os encargos correspondentes a: (Redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26.10.1989)

I -

*II - obras necessárias para atender aos níveis de **continuidade e de qualidade de serviço** fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, bem como aquelas atribuíveis ao concessionário em conformidade com as disposições regulamentares vigentes.” (BRASIL, 2006).*

“Art. 142. São de responsabilidade do consumidor o custeio das obras realizadas a seu pedido e relativas a: (Redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26.10.1989)

I -

*II - **melhoria de qualidade ou continuidade do fornecimento** em níveis superiores aos fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, ou em condições especiais não exigidas pelas disposições regulamentares vigentes, na mesma tensão do fornecimento ou com mudança de tensão;” (BRASIL, 2006) (Grifos nossos).*

Em face desses Decretos e considerando a necessidade de regulamentar a continuidade e a qualidade da energia elétrica, o DANEE editou em 1978 as Portarias nº 046 e 047, as quais versam, respectivamente, sobre a **continuidade do serviço e a qualidade da tensão de fornecimento** de energia elétrica.

Em termos de Constituição Federal, a primeira que registrou texto sobre a matéria em comento foi a Constituição da República Federativa do Brasil de 1967, em seu art. 160:

“Art 160 - A lei disporá sobre o regime das empresas concessionárias de serviços públicos federais, estaduais e municipais, estabelecendo:

I - obrigação de manter serviço adequado;

II - tarifas que permitam a justa remuneração do capital, o melhoramento e a expansão dos serviços e assegurem o equilíbrio econômico e financeiro do contrato;

III - fiscalização permanente e revisão periódica das tarifas, ainda que estipuladas em contrato anterior.” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

Na seqüência, destaca-se o disposto na atual Carta Magna, a Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, denominada de Constituição Cidadã, que estatui em seu art. 175:

“Art. 175. 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.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

Na continuação do processo regulatório, encontra-se a citação na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, referente ao serviço adequado:

“Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.” (BRASIL, 2006) (Grifo nosso).

Em se tratando de uma lei, cujo caráter é sempre abrangente, não poderia adentrar em aspectos técnicos mais detalhados, o que deve ser efetuado em regulamentação própria pelo órgão competente, no caso a ANEEL.

Entretanto, observa-se uma nova vinculação do conceito de qualidade à **regularidade**, isto é, aquilo que é relativo à regra, equilibrado, razoável, suficiente, bem proporcionado, ajustado.

Em estrita observância ao conceito de continuidade da prestação do serviço público de energia elétrica, a ANEEL editou a Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000, a qual, apresentou uma excelente contribuição para a evolução da regulamentação sobre a **continuidade do fornecimento**. Destaca-se que essa Resolução não especificou a revogação da Portaria DNAEE nº 46/1978.

Fundamentado nesse mesmo preceito da Lei nº 8.987/1995, a Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, em seu art. 95, asseverou a responsabilidade da concessionária com relação a essas condições previstas no § 1º retrocitado (regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade tarifária e cortesia):

“Art. 95. A concessionária é responsável pela prestação de serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo as condições de regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia no atendimento, assim como prestando informações para a defesa de interesses individuais e coletivos.” (ANEEL, 2006).

Na seqüência, a ANEEL editou a atual Resolução ANEEL nº 505/2001, que apresentou uma extraordinária evolução na matéria, eis que construída sob um novo ordenamento para a edição da norma ou regulamento.

No capítulo seguinte efetua-se uma análise dos pontos de destaque dessa Resolução, de modo a verificar os fundamentos de sua elaboração, sua destinação, a fixação das definições mais usuais, a divisão em capítulos, a utilização de indicadores individuais e coletivos, critérios de medição, registro dos dados de medição, critérios de amostragem, requisitos de equipamentos de medição, envio de informações à ANEEL, prazos para regularização dos níveis de tensão, compensação pelo serviço inadequado, informações na fatura, disposições gerais e transitórias.

Concomitantemente, essa análise objetiva também, lançar as bases para a formulação dos critérios, procedimentos e penalidades, os quais sinalizarão os ajustes integrantes da minuta de resolução proposta pelo presente trabalho.

Finalmente, concluindo o contexto da regulação da qualidade de energia elétrica, objeto deste subitem 2.2, via *Internet*, foram pesquisados sítios nos seguintes países: Estados Unidos da América do Norte, Argentina, Colômbia, Espanha, Chile. Não foi encontrado norma ou regulamento sobre esta matéria e **COM FIXAÇÃO DE INDICADORES, PENALIDADES, PRAZOS**, para utilização na relação comercial entre concessionária e consumidor. Registram-se algumas publicações, a exemplo de um “*Tool Kit*” para medição dos fenômenos, as citações de normas internacionais (IEC), porém nenhuma norma ou regulamento aprovado pelo órgão regulador e em operação. Registram-se também, notícias de estudos em desenvolvimento em vários países (América e Europa), porém também não conclusivos e sem o fito de elaboração de norma/regulamento.

2.3 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O “novo” tende a provocar no consumidor um efeito que vai da “sedução inicial” à efetiva necessidade de utilização. A sedução inicial pela eletricidade estimulou o consumidor a querer sua utilização, não se importando com a qualidade da energia elétrica. Do lado da oferta, a preocupação em disponibilizar energia elétrica foi marcada pelo crescimento vertiginoso do mercado, em várias fases com forte racionamento da energia elétrica. Concomitantemente à análise desse processo verifica-se que a regulação da qualidade da energia elétrica foi extremamente vagarosa. Exemplo claro desse fato é que a primeira regulamentação sobre qualidade de energia elétrica, extremamente simples e tecnicamente

insuficiente, somente veio a público com a publicação da Portaria DNAEE nº 047/1978, 44 anos depois que o Decreto nº 24.643/1934 efetivou a primeira citação sobre o tema. Mais ainda, continua muito lenta, em que pesem as crescentes reclamações dos consumidores, em caráter individual ou coletivo, a cada dia mais conscientes de seus direitos, dos questionamentos dos critérios estabelecidos, do princípio de razoabilidade, o que será objeto de análise mais detalhada no capítulo seguinte.

3 - MATERIAL E MÉTODOS

3.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O teor deste Capítulo apresenta os métodos utilizados e analisa o perfil e a visão do consumidor e da concessionária, evidencia os aspectos conceituais da qualidade da energia elétrica e da continuidade do fornecimento, bem como efetua uma avaliação da regulamentação produzida pelo órgão regulador.

Este trabalho foi desenvolvido com fundamento no processo de Verificação, Julgamento e Ação, inicialmente por meio da análise do estágio de evolução do assunto no Brasil, e numa segunda etapa, por meio de pesquisa via Internet, especialmente nos “sítios” de órgãos reguladores de outros países.

3.2 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA SOB O “FOCO DO CONSUMIDOR”

O cenário atual do setor elétrico brasileiro desponta com novas perspectivas e características compatíveis com os modelos de desenvolvimento do próprio país e, ainda, sob fortes influências de outros países mais desenvolvidos.

Um dos aspectos importantes a ser observado está diretamente vinculado ao fenômeno da globalização e as suas respectivas tendências. Outro ponto está voltado para o que foi denominado anteriormente de foco **DO consumidor**.

Entender o “FOCO DO CONSUMIDOR” de energia elétrica significa conhecer com precisão a real necessidade do consumidor na prestação do serviço público de energia elétrica e atendê-lo em sua plenitude. O consumidor é a razão da existência da concessionária e é preciso sinalizar claramente a esta a necessidade de fornecer energia elétrica com qualidade, segundo padrões e indicadores de conformidade mais adequados, de modo que o consumidor tenha confiabilidade na concessionária que o atende, resultado de um relacionamento contratual que revele transparência e empatia, permanentemente.

Na mesma linha, o consumidor deverá estar ciente de que também tem responsabilidades com a operação adequada de suas cargas elétricas, de forma que, eventuais distúrbios originários de suas próprias cargas, caracterizarão não-conformidades e poderão resultar na aplicação de penalidades financeiras ou até mesmo na suspensão do fornecimento de energia elétrica à sua unidade consumidora.

3.3 – VISÃO E QUALIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

Neste contexto e considerando os objetivos deste trabalho, algumas questões impõem-se e precisam ser registradas e analisadas:

— Na época do início da prestação do serviço público de eletricidade no Brasil (1879 a 1899), qual seria a preocupação do “interessado na sua utilização” com a qualidade da energia elétrica?

A resposta que se pode elencar com certeza é: nenhuma. Afinal, quem não tinha acesso à energia elétrica estava interessado na sua utilização. O pretense consumidor, absolutamente nada conhecia sobre energia elétrica. Conceitos de tensão, corrente elétrica, frequência, potência não eram, portanto, sequer conhecidos. Como só é possível discorrer daquilo que se conhece, o interessado não tinha condições de posicionar-se em relação à qualidade desse novo “produto”, porquanto nada sabia a respeito da energia elétrica. Além desse fato, não havia outras fontes de informações, neutras e imparciais, a exemplo de consultorias, para que o consumidor pudesse obter orientações adequadas. Ainda, registra-se que o consumidor não tinha acesso a equipamentos que pudessem medir grandezas elétricas e destarte, avaliar a qualidade da energia elétrica recebida.

Formulemos então nova questão com outro foco:

— Naquela época, qual a preocupação do “consumidor” com a qualidade da energia elétrica?

Aqui a resposta enseja algumas reflexões, antes de ceder à ânsia de responder de imediato a questão interposta. É certo que o consumidor sabia que o “produto” era novo e estava sendo ofertado em pouquíssimas áreas e, portanto, sabia também que muitas outras pessoas gostariam de dispor e de utilizar o mesmo. Também é certo que o consumidor ainda não

detinha informações sobre os referidos conceitos citados na resposta anterior. Afinal, até hoje a grande maioria dos consumidores também não sabe, embora tenha aprendido a reclamar mais e sabe da existência da Lei nº 8.078/1990 – Código de Proteção e Defesa do Consumidor, de entidades de proteção (PROCON), Agência Reguladora, entre outros. É verdade, o ambiente era outro e além de não saber, não havia leis e regulamentos estabelecendo parâmetros, critérios, procedimentos, penalidades, etc. Assim, com este cenário, depreende-se que a qualidade da energia elétrica ainda não podia ser percebida pelo consumidor, nem mesmo pela sociedade e pelo governo. Nesse ambiente, tudo ainda era muito insipiente.

Assim, no que respeita ao conhecimento do consumidor, quais os fatos que ocorreram no período de 1910 até 2007 e que interferiram na evolução? Efetivamente, podem ser elencados muitos acontecimentos e em vários campos, ao longo de quase um século. Exemplificando, tem-se: i) incremento dos atos regulatórios, autorizativos e institucionais, Decretos nº 24.643/1934 (Código da Águas), 41.019/1957 (Regulamento dos serviços), 62.724/1968 (Normas gerais de tarifação), 86.463/1981 (Tarifas horo-sazonais), 2.335/1997 (Constitui a ANEEL), Leis nº 8.631/1993 (Níveis de tarifas, extingue a remuneração garantida e institui os Conselhos de Consumidores), 8.987/1995 (Regime de concessão e permissão de serviços públicos), 9074/1995 (Outorga e prorrogação de concessões), 9427/1996 (Institui a ANEEL), 10.438/2002 (Expansão da oferta de energia emergencial, recomposição tarifária extraordinária), 10.848/2004 (Comercialização de energia elétrica) e tantos outros, 8 (oito) Portarias e uma Resolução, todas sobre Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica e em apenas nos últimos 50 (cinquenta) anos; ii) aumento da oferta de cursos profissionalizantes, para formação de Eletricistas e Eletrotécnicos; iii) aumento do número da oferta de curso superior em Engenharia Elétrica; iv) aumento do número de órgãos oficiais e privados de proteção e defesa do consumidor.

Nesse sentido, é importante exercitar o conhecimento dos diferentes “tipos de consumidores” no momento atual, em relação ao quesito qualidade da energia elétrica. Para tanto, é possível arrolar os seguintes tipos baseados em seu conhecimento e formação intelectual:

- 1) Consumidor analfabeto: não tem conhecimento e nem noção do que vem a ser eletricidade, nem suas grandezas. Não tem condições de discutir o assunto e não reclama da qualidade do produto. No máximo, reclama quando falta energia elétrica;
- 2) Consumidor alfabetizado, com grau de instrução do ensino fundamental: da mesma forma que o anterior, não tem noções de eletricidade, mas em função de sua alfabetização, tende a exigir a prestação de um serviço de melhor desempenho, inclusa a continuidade, e identifica alguns aspectos relativos à qualidade;
- 3) Consumidor eletricista com curso de formação em escola profissional de ensino fundamental ou com formação escolar de ensino médio completo: conhece conceitos de eletricidade e suas principais grandezas tais como, tensão, corrente elétrica, frequência e potência, tendo inclusive **conhecimento básico** das 3 (três) áreas da eletricidade, ou seja, eletrostática, eletrodinâmica e eletromagnetismo. Conhece seus direitos, reclama da qualidade e da continuidade, entretanto, não conhece aspectos e conceitos específicos vinculados à qualidade da energia elétrica, a exemplo de transitórios, variações de tensão, afundamentos, saltos, sobre e subtensões, desequilíbrios, distorções, cortes, flutuações, etc;
- 4) Consumidor com ensino médio completo e escola profissionalizante (Eletrotécnico): características similares ao tipo descrito na alínea anterior, porém seu **conhecimento é mais avançado**, inclusive quanto aos aspectos e conceitos vinculados à qualidade da energia elétrica citados no item anterior. Há casos de Eletrotécnicos que têm experiência por atuar em áreas específicas de concessionárias ou empresas particulares com a qualidade da energia elétrica;
- 5) Consumidor com curso superior completo, porém não em Engenharia Elétrica: possui características similares ao do item 3 retrocitado, porém com maior condição intelectual de exigir a prestação de um serviço de melhor qualidade;
- 6) Consumidor com curso superior completo em Engenharia Elétrica, **sem** especialização em qualidade de energia elétrica: estudou os conceitos relativos à qualidade da energia elétrica e portanto, conhece os fenômenos que a afetam. Entretanto, dado o universo da Engenharia Elétrica e considerando que trabalhou sempre em outras áreas, não detém conhecimentos aprofundados da matéria. Como consumidor, costuma exigir a prestação do

serviço com qualidade, especialmente no que se refere aos indicadores da tensão elétrica estabelecidos em regulamentação específica do órgão regulador, a ANEEL; e

7) Consumidor com curso superior completo em Engenharia Elétrica, **com** especialização em qualidade de energia elétrica: reúne características similares ao consumidor descrito na alínea anterior, porém **é um atuante da causa “fornecimento de energia elétrica com qualidade”**. Em resumo, estuda o tema, reclama com fundamentação, produz trabalhos intelectuais, oferece contribuições para o setor elétrico brasileiro. Enfim, é uma preciosidade para a defesa da questão e para a implementação de mudanças direcionadas à melhoria da qualidade da prestação do serviço público de energia elétrica.

3.4 – VISÃO E AMBIENTE ATUAL DA CONCESSIONÁRIA

Do outro lado, isto é, dos “agentes do setor elétrico”, especialmente das concessionárias de distribuição, há um novo ambiente a ser observado, baseado nos seguintes pontos:

I – Novo ambiente competitivo com as seguintes características:

- a) Separação da eletricidade (*commodity*) do serviço de transporte;
- b) Desenvolvimento tecnológico e o risco do negócio acabaram com os ganhos de escala na geração;
- c) Decisões de investimentos minimizando erros;
- d) Busca de eficiência econômica;
- e) Obrigações sociais, envolvendo aspectos como conservação, preservação ambiental, compromisso social, etc; e
- f) Novas obrigações decorrentes da reestruturação e privatização, perante agente regulador mais atuante.

II – Reformatação das concessionárias:

- a) Eliminação da geração própria (*self-generation*);
- b) Atividades de comercialização mais restritas;
- c) Serviços ancilares;
- d) Integração com outros serviços, água e saneamento, gás, comunicações, etc.;
- e) Controle de propriedades cruzadas; e
- f) Atividade de risco.

III - Quanto à visão da gestão:

- a) Informatização do atendimento;
- b) Adequação ao novo ambiente de regulação;
- c) Ênfase em redução de custos;
- d) **Ênfase na qualidade;** e
- e) Novo perfil dos empregados – multifunções.

IV - Quanto à visão do mercado:

- a) **Consumidor mais vigilante e consciente de seus direitos;**
- b) **Qualidade não é mais diferencial e sim requisito para participar do mercado;**
- c) **Produção industrial informatizada exige maior qualidade de energia;**
- d) Competição globalizada exige cada vez mais preços competitivos;
- e) Existência de novos agentes participando dos mercados de geração e de comercialização; e
- f) Novas tecnologias de geração apresentam custos mais reduzidos.

Verifica-se assim, a presença cada vez mais acentuada de requisitos referentes à **qualidade da energia elétrica**, não sendo impróprio ressaltar que é uma tônica a questão da qualidade no mundo contemporâneo, aplicável também a muitos outros setores, inclusive à qualidade de vida.

3.5 – ASPECTOS CONCEITUAIS RELATIVOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Neste ponto, para facilitar e fundamentar o desenvolvimento deste trabalho, é importante verificar a definição:

“[Do lat. qualitate.]

S. f.

1. Propriedade, atributo ou condição das coisas ou das pessoas capaz de distingui-las das outras e de lhes determinar a natureza.

2. *Numa escala de valores, qualidade que permite avaliar e, conseqüentemente, aprovar, aceitar ou recusar, qualquer coisa.*”
(Dicionário Aurélio Eletrônico Século XXI, 1999)

Ajustando para o teor da presente dissertação, é possível estabelecer que a qualidade da energia elétrica é o atributo ou condição que permite avaliar e, conseqüentemente, aprovar, aceitar ou recusar o serviço, ou ainda, aceitar/aprovar com aplicação de penalidades.

Outra definição mais técnica: “qualquer problema manifestado através de desvios na tensão, na corrente, ou na frequência, que resulte em falha ou má operação de equipamento do consumidor.” (DUGAN, 1996)

Portanto, considerando-se o conceito da palavra qualidade, a definição retrocitada e a necessidade de adequação em relação à língua portuguesa é possível efetuar-se os seguintes ajustes: i) substituir problema manifestado por anomalia; ii) através de desvios por forma de onda porquanto a anomalia não passa pelo desvio; iii) má por inadequada em função da coerência advinda da regulamentação. Assim, obtém-se que a qualidade da energia elétrica é qualquer anomalia na forma de onda da tensão elétrica, na corrente ou na frequência que resulte em falha ou operação inadequada de um equipamento elétrico.

Do ponto de vista do consumidor ou como asseverado na Introdução, ou seja, sob o FOCO DO CONSUMIDOR, é possível definir qualidade da energia elétrica como sendo o recebimento de energia elétrica com regime de tensão em conformidade com parâmetros estabelecidos em regulamentação específica do órgão regulador e compatível com os requisitos técnicos necessários à operação adequada do equipamento eletroeletrônico, de forma a garantir a vida útil do mesmo, consoante especificações técnicas de fabricante idôneo.

Fundamentalmente, a qualidade da energia elétrica está diretamente relacionada à qualidade da tensão, porquanto nos sistemas elétricos é possível controlar somente a tensão, não sendo possível exercer qualquer controle sobre a corrente elétrica com vistas a melhorar a qualidade da energia elétrica.

É indispensável e fundamental enaltecer o surgimento do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, o chamado Código de Águas, o **qual deve ser lido com atenção, especialmente por todo profissional do setor elétrico brasileiro**. Sua Exposição de Motivos, de autoria do Prof. Alfredo Valadão, descortina aspectos que revelaram a mais alta visão do setor elétrico, do mundo e do cenário em que o Brasil estava inserido, e mais ainda, alcançando inclusive o futuro. Registra-se também a manifestação da defesa dos interesses do país, permeando idéias de que o Brasil precisa da colaboração dos capitais estrangeiros e que, entretanto, por mais necessária que se apresente, não pode essa colaboração se sobrepor aos altos interesses nacionais de toda espécie, à própria defesa nacional, ligados à produção e à aplicação de energia elétrica. Prova incontestável do acerto e da firmeza dos fundamentos nele insertos é que o Código de Águas encontra-se ainda (2007) em vigor!

Por meio do art. 178 do Código de Águas (subitem 2.2 anterior), é oportuno destacar duas observações. A primeira refere-se à fixação das atribuições de responsabilidade do órgão fiscalizador, o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), no sentido de garantir, asseverar a prestação de serviço. E a segunda, no sentido de que esse serviço seja adequado.

Assim, pelo que descreve a retrocitada alínea “a” do mesmo artigo, constata-se a primeira citação relativa a **serviço adequado**. Mas, o que quis o legislador dizer com **serviço adequado**?

A leitura do texto, neste ponto, tende a que o leitor conclua por entender que a afirmação não é muito específica, embora revele uma grande percepção de futuro para o ano da edição do Decreto, e ainda, reflete uma primeira referência de zelo e respeito com o consumidor.

Por meio do art. 179 da mesma norma, o legislador desenha uma primeira linha de condução do entendimento do serviço adequado vinculando-o aos conceitos de qualidade e quantidade.

São duas importantes citações em 205 artigos do Decreto nº 24.643/1934. Parece pouco, porém, considerando-se a época de sua elaboração, não há como não ressaltar a visão fantástica do legislador. Observa-se, então, a preocupação e o cuidado do legislador em inserir no contexto do **serviço adequado** dois parâmetros a ele vinculados, ou seja, a

qualidade e a quantidade. É evidente que, ao distinguir qualidade de quantidade, o legislador demonstra claramente a filosofia de diferenciação, isto é, uma coisa é avaliar a **compatibilidade da energia elétrica** em relação aos requisitos operacionais dos equipamentos elétricos de sua unidade consumidora e a outra coisa é **quanto de energia elétrica** o consumidor recebe e utiliza ao longo do ciclo de faturamento.

Portanto, por meio do artigo 179 foram agregados dois novos parâmetros ao conceito de serviço adequado: a qualidade e a quantidade. Entretanto, em que pese a citação do decreto retromencionado, não houve a publicação, **em um prazo razoável**, de regulamentação específica definindo os indicadores, as limitações e as penalidades aplicáveis nos casos de violações dos indicadores. Esse fato somente veio a ocorrer, ainda que parcialmente ou de modo insuficiente, com o advento das Portarias nº 046/1978 e 047/1978, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), comentadas adiante.

3.6 – QUALIDADE E CONTINUIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Importantíssimo comentar neste ponto que o termo **quantidade**, até então utilizado, foi ajustado por meio dos arts. 141 e 142 do Decreto nº 41.019/1957 para **continuidade**, devendo ser destacado que nos dois artigos aparecem duas citações diferentes para o tema em comento, isto é, **continuidade e qualidade do serviço (art. 141) e qualidade e continuidade do fornecimento (art. 142)**. Assim, esses ajustes podem ter contribuído para dificultar a percepção de que a diferenciação conceitual foi mantida e, então, estimulado desentendimentos nos conceitos de qualidade e continuidade, em especial mais recentemente, como se verifica a partir do ano de 2000, ao constatar-se o surgimento de inúmeras interpretações equivocadas no trato do tema, fatos que tem fomentado ainda mais a confusão.

Essas interpretações constituem tentativas de inserir a **continuidade dentro do contexto conceitual da qualidade**, como se fosse possível misturar os dois fundamentos diferentes, estabelecidos em consonância com o princípio de **serviço adequado** originariamente preconizado no Código de Águas e ratificado no Regulamento do Serviço de Energia Elétrica (Decreto nº 24.643/1934 e no Decreto nº 41.019/1957, respectivamente).

Com efeito, um dos princípios basilares é o de que só é possível avaliar a qualidade de um produto que esteja disponível. A análise dos textos até então produzidos revela esse fato de modo insofismável. De modo análogo, pode-se registrar que conceitos de **qualidade e continuidade desta matéria são comparáveis aos de pontualidade e assiduidade, necessários para os fins que se destinam, porém, diferentes entre si.**

Na seqüência da regulamentação e para melhor visualização e constatação desses fundamentos, impõe-se verificar as respectivas ementas das Portarias DNAEE nº 046/1978 e 047/1978 publicadas sobre continuidade do fornecimento e conformidade de tensões de fornecimento, respectivamente.

— Portaria DNAEE nº 046/1978:

*“Estabelece as disposições relativas à **continuidade de serviço** a serem observadas pelos concessionários de serviço público de energia elétrica, no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.”* (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).

— Portaria DNAEE nº 047/1978:

*“Determina ao concessionário de serviço público de energia elétrica, **critérios quanto às tensões de fornecimento** a seus consumidores.”* (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).

Assim, verificam-se na seqüência da análise, vários equívocos conceituais na Resolução ANEEL nº 24/2000, como indicado a seguir:

*“**compete à ANEEL estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor**”* (preâmbulo da resolução) (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).

*“**Art. 20. Poderão ser definidas e fixadas metas de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição.**”* (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).

"Art. 21. Serão classificadas em duas categorias as possíveis violações dos padrões de continuidade, conforme a seguir:

*II. Violação de Padrão do Indicador de **Continuidade** de Conjunto:*

*Fato gerador: descumprir as disposições regulamentares ou contratuais relativas ao nível de **qualidade dos serviços** de energia elétrica (DEC e/ ou FEC), ocorridas até dezembro de 2008." (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).*

*"Art. 29-A. A concessionária de transmissão detentora de Demais Instalações de Transmissão, quando acessada por uma concessionária de distribuição ou unidade consumidora, deverá apurar os indicadores de **continuidade individuais**, vinculados ao respectivo ponto de conexão, segundo os critérios e procedimentos aplicáveis desta Resolução.*

*§ 2o Os padrões estabelecidos poderão ser ajustados entre as partes desde que propiciem **melhor qualidade dos serviços prestados**." (ANEEL, 2006) (Grifo nosso).*

Por outro lado, em consonância com a filosofia de todo o conjunto de leis e decretos já anteriormente mencionados, a Resolução ANEEL nº 505/2001 apresenta texto adequado ao trato da matéria **QUALIDADE** do serviço, como registrado no preâmbulo da referida resolução, descrito a seguir:

*"compete à ANEEL regular os **serviços** de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, **estimulando a melhoria do serviço prestado** e zelando, direta e indiretamente, pela sua boa **qualidade**, observando, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor; e (ANEEL, 2006).*

Assim, constata-se a mistura dos conceitos de continuidade e qualidade e a utilização equivocada dos dois termos, o que, como visto desde o início deste subitem, tem provocado inúmeras distorções em relação à sua concepção inicial estatuída no Código de Águas, bem como nos demais decretos, leis e regulamentos supervenientes.

Portanto, considerando todo o conjunto regulatório entende-se que os títulos dos temas devam ser “**Continuidade e qualidade do serviço**” subdividindo-se em **continuidade** (ou **continuidade do fornecimento**) quando a intenção for referir-se às condições de quantidade de oferta ou de disponibilização do serviço ao longo do ciclo de faturamento, e **qualidade** (ou **qualidade da energia elétrica**) quando a intenção for referir-se às condições em que a energia elétrica, em relação às grandezas de tensão, corrente e frequência, é fornecida ao consumidor.

Destaca-se também a necessidade de esclarecer que a referência à qualidade de energia elétrica como “qualidade do produto” também é inadequada para o consumidor. Além das inúmeras citações na legislação como “serviço” (assegurar **serviço** adequado, etc), ressalta-se **que energia elétrica não é entendida pelo consumidor como produto**, porquanto a diferença básica entre produto e serviço está na percepção que o consumidor faz da **tangibilidade**, isto é, o serviço de energia elétrica é uma atividade de que não resulta produto tangível, em contraste com a produção de mercadorias (produtos). A diferença entre produto e serviço não é simples, os produtos são elementos palpáveis, tangíveis e como tal, podem ser apreciados e avaliados pelo cliente/consumidor, antes ou durante a venda. Já os serviços, por serem intangíveis, têm sua produção e consumo simultâneos. Assim, o fator que governa essa **diferença entre produto e serviço é a percepção do cliente/consumidor quando compra algo tangível ou intangível.**

Não obstante, observa-se que, no cenário do setor elétrico, há um discurso corrente no sentido de considerar energia elétrica como produto (*commodity*), especialmente e de forma mais contundente, nos ambientes de geração e transmissão. Noticia-se que esta interpretação tem sido decorrente de uma tendência mundial em considerar a energia elétrica como um produto (*commodity*), quando se verifica o novo modelo setorial envolvendo aspectos de comercialização, mercado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sucessora do então inicialmente denominado Mercado Atacadista

de Energia (MAE), novos agentes comercializadores, o acervo da regulamentação sobre estes mercados e seus agentes.

Torna-se, então, necessário **ler, entender e interpretar corretamente** os dois ambientes. Nada a relatar contra o tratamento conceitual corrente nas áreas de geração e transmissão de energia elétrica em função do novo modelo setorial de comercialização, globalização das economias, cenários de investimentos, comercializadoras (“*trades*”), produtores independentes, autoprodutores, consumidor livre, ambientes de contratação livre.

Entretanto, é inconcebível querer impingir o mesmo tratamento conceitual do que é ofertado, às relações comerciais entre o consumidor final e a respectiva concessionária distribuidora de energia elétrica. Para este Consumidor, vale o conceito da percepção da tangibilidade retromencionado, inclusive acrescentando-se o manejo da matéria sob a ótica do Código de Defesa do Consumidor, **que distingue produto de serviço**, de modo que, para o consumidor, a energia elétrica não é produto e sim um serviço.

Aditivamente, é oportuno destacar também a intenção da Agência Nacional de Energia Elétrica de publicar resolução específica, definindo critérios, parâmetros, penalidades, etc, referente à **qualidade do atendimento**, isto é, regulamentando as condições em que a concessionária atende às solicitações demandadas pelos consumidores, tais como: pedido de fornecimento, vistoria da unidade consumidora, aferição de medidor, verificação de nível de tensão, religação normal e de urgência, emissão de segunda via de fatura, restabelecimento do fornecimento em função de interrupções motivadas por defeitos ou avarias no sistema elétrico, reclamações, solicitações de informações, inclusão ou exclusão de cobrança autorizada pelo consumidor, solicitações de outros serviços, com o indispensável cumprimento dos prazos regulamentados.

Assim, recomenda-se que o assunto passe a ser tratado por todos os agentes do Setor Elétrico, consumidores e demais atores da sociedade com a seguinte itemização:

- X – Continuidade e qualidade do serviço;**
- X.1 - Continuidade do fornecimento;**
- X.2 – Qualidade da energia elétrica; e**
- X.3 – Qualidade do atendimento.**

3.7 – PORTARIA DNAEE N° 47/1978 E RESOLUÇÃO ANEEL N° 505/2001: CRÍTICA E PROJEÇÃO

Feitas estas observações consideradas importantes para o perfeito entendimento da matéria e considerando os objetivos colimados para esta dissertação, os quais estão direcionados à qualidade da energia elétrica, torna-se dispensável tecer observações adicionais sobre o tema **Continuidade do Fornecimento** e centrar os esforços sobre o tema **Qualidade da Energia Elétrica**, razão pela qual passa-se a tratar da análise da Portaria DNAEE n° 047/1978 e da única regulamentação em vigor, ou seja, a Resolução ANEEL n° 505, de 26 de novembro de 2001.

Em 1978, o Departamento Nacional da Águas e Energia Elétrica (DNAEE), editou a Portaria DNAEE n° 47, de 17 de abril de 1978, a qual, efetivamente, deve ser considerada o **primeiro** regulamento do Brasil sobre o tema qualidade de energia elétrica, muito embora tenha fixado apenas alguns limites e critérios sobre os níveis de tensão de fornecimento a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade. Mas, sem dúvida, foi o começo do processo de atendimento do objetivo de “assegurar serviço adequado” referido no Código de Águas de 1934.

Trata-se de um regulamento com características bastante típicas da forma como se fazia regulação naquela época: centralizador e não-amplamente participativo, definido no confinado ambiente interno do órgão regulador e com participação restrita a técnicos das concessionárias. Portanto, sem ouvir os demais setores da sociedade e obviamente sem a ela responder, sem documentos e estudos que pudessem conferir subsídios ao processo da regulação, sem transparência, “espelho” de um modelo vigente e predominantemente estatal.

A referida Portaria apresentou apenas 8 artigos, permeando aspectos vinculados à fixação de variações percentuais de tensão de fornecimento, disposições de caráter transitório, sem fixação de penalidades por descumprimento dos níveis de tensão, em determinadas situações facultando ao concessionário a fixação de prazo para a verificação da tensão de fornecimento e em outras sem definição dos prazos. No art. 4º, descrevia de forma clara a possibilidade de cobrança ao consumidor do custo do serviço se constatados valores dentro

dos limites adequados referidos no art. 1º da Portaria. Em resumo, tratou-se de um regulamento típico da época estatal.

Nesse sentido, é oportuno constatar o que previa o § 2º do art. 3º, a título de exemplo e para melhor visualização do que foi citado:

“§ 2º O prazo de que trata a alínea “b” do parágrafo anterior será dilatado para 360 (trezentos e sessenta) dias, independentemente de autorização do DNAEE, quando em verificação inicial, realizada após 1º de julho de 1980, forem registradas tensões fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários.” (Grifo nosso).

Portanto, cumpre destacar que a falta de participação do consumidor levou à produção de um texto extremamente favorável à concessionária e com o consumidor fortemente prejudicado, na medida em que não foram fixados comandos regulatórios equilibrados, como por exemplo, critérios de penalidades e prazos razoáveis ou ainda, a compensação financeira por serviço inadequado.

A redação da Portaria DNAEE nº 47/1978 foi deficiente e sem concisão, na medida em que se verifica a dificuldade em assimilar os critérios estabelecidos no art. 1º e as suas aplicações práticas, misturadas com prazos de implantação/vigência dos limites percentuais.

Outro ponto que merece reflexão no texto dessa Portaria é o estabelecimento, como já descrito no § 2º, de limites precários de tensão na faixa inadequada, o que é frontalmente antagônico com o objetivo de serviço adequado e mais precisamente com o conceito do que é adequado. Poderiam ter sido definidos limites inadequados, simplificando o tratamento da questão.

De qualquer forma, torna-se oportuno verificar a definição dos dois conceitos, adequado e precário, extraída de Dicionário Novo Aurélio, Século XXI:

“Adequado:

Adj.

1. *Apropriado, próprio, conveniente.*
2. *Acomodado, ajustado, adaptado.*
3. *Conveniente, oportuno.*
4. *Filos. Diz-se de uma representação que tem exata correspondência ou conformidade com o seu objeto.”*

“Precário:

[Do lat. precariu, 'concedido por mercê revogável'.]

Adj.

1. *Difícil, míngado, estreito.*
2. *Escasso, raro, pouco, insuficiente.*
3. *Incerto, vário, contingente; inconsistente.*
4. *Pouco durável; insustentável.*
5. *Delicado, débil”*

Assim, em uma observação preliminar, pareceu estranha a fixação de limites precários, porquanto na medida em que é antagônico com o de limite adequado, tornando inadmissível a permanência dos mesmos na regulamentação, com previsão de prevalecer apenas na situação descrita no referido § 2º e no caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Por outro lado, naquele momento, foi entendida a necessidade de segmentação do que é adequado e do que não é. Nesse sentido, a introdução dos limites precários prosperou ao longo do tempo de regulação não-participativa, sendo assimilado na atual Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, e, inclusive, ampliado com os limites críticos.

A ementa e preâmbulo da Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, exigem alterações de forma a evidenciar, de forma inequívoca, a definição clara de sua destinação e toda a cadeia regulatória já citada sobre a qual deve estar respaldada a regulação da matéria e ainda, visando esclarecer, de vez, a diferenciação entre continuidade do fornecimento e qualidade da energia elétrica, bem como produto e serviço. Da mesma forma que a Resolução ANEEL nº 505/2001, a nova resolução deve também sinalizar para a indispensável audiência pública, porquanto é uma ferramenta indispensável para proporcionar a oferta de contribuições adicionais de todos os segmentos da sociedade.

No artigo 1º deve ser excluída a citação do Operador Nacional do Sistema (ONS), da obrigação de observar as disposições da norma, em face de que este comando deve ser localizado no Manual de Procedimentos de Rede e, ao mesmo tempo, incluir o consumidor, porquanto este também pode ser responsável por distúrbios ou danos no sistema elétrico da concessionária ou nas instalações e equipamentos eletroeletrônicos de outros consumidores adjacentes. Ainda, deve também estender o alcance da norma aos fenômenos sob regime transitório.

No capítulo “das definições” evidencia-se a necessidade de adequações e ajustes em relação à legislação do setor elétrico, bem como acréscimos, sendo exemplos destes últimos: transitórios impulsivos e oscilatórios, variações de curta duração (interrupção transitória, afundamento e elevação de tensão), variações de longa duração (interrupção sustentada, sub e sobretensão), desequilíbrios, distorção da forma de onda (harmônicas, corte de tensão e ruído), flutuação de tensão.

No capítulo da “classificação da tensão” impõe-se a necessidade de transferir o tratamento entre agentes e ONS, assunto a ser incluso nos procedimentos de rede do ONS, ficando a norma restrita às unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 230 kV e a concessionárias e permissionárias de distribuição. Aditivamente, enseja a necessidade de obedecer ao limite de tensão de fornecimento consoante disposto no Decreto nº 62.724/1968, em pleno vigor, ou seja, inferior a 2,3 kV para unidades consumidoras do Grupo B, e ainda, igual ou superior a 2,3 kV para unidades consumidoras do Grupo A.

Quanto ao capítulo dos “indicadores individuais”, verifica-se a necessidade de revisão conceitual, eliminando-se o termo “duração” e aplicando o conceito de um indicador individual, tendo em vista tratar-se de parâmetro adimensional. Ao mesmo tempo, há a necessidade de definir a formulação de novos índices que venham ao encontro da implementação do trato das demais anomalias da tensão.

No capítulo “dos critérios de medições solicitadas”, haverá necessidade de desenvolver análise mais acurada e fixar critérios equilibrados, porquanto implica em aspectos de procedimentos de responsabilidade de assunção tanto pelo consumidor quanto pela concessionária.

Para o capítulo “do registro dos dados de medições solicitadas” evidencia-se a necessidade de acrescentar dados das novas anomalias objeto da norma. Da mesma forma, encontra-se a necessidade de revisão e inclusão de novos parâmetros para o capítulo “do indicador coletivo”.

No que respeita aos capítulos seguintes denominados “dos critérios de medição amostral” e “do registro dos dados de medições amostrais”, “do envio dos indicadores obtidos da medição amostral”, “dos requisitos dos equipamentos de medição” valem as mesmas observações.

Quanto aos três capítulos seguintes “dos prazos para a regularização dos níveis de tensão”, “da compensação pelo serviço inadequado” e “da informação na fatura” verifica-se a necessidade de colocar-se na condição do consumidor, mais uma vez, dentro do **FOCO DO CONSUMIDOR**, buscando fixar critérios mais equilibrados na relação com a concessionária.

Finalmente, no capítulo “das disposições transitórias”, devem ser estabelecidas novas condições direcionadas ao novo medidor, o qual, além das grandezas faturáveis (energia elétrica e demanda), deve acumular todas as informações sobre a **qualidade da energia elétrica recebida**, detalhando aspectos de conformidade com os respectivos indicadores, definição de um período adequado do arquivo de dados compatível com o período mínimo de 90 (noventa) dias em conformidade com o Código de Proteção e Defesa do Consumidor, valores de penalidades aplicáveis ao responsável pela operação do sistema ou equipamento da unidade consumidora, que provocou o distúrbio redutor da qualidade da energia.

No contexto da regulação atual, é preciso considerar também que, unidades consumidoras nas mesmas condições de utilização do serviço, isto é, na mesma tensão nominal e sob a mesma tarifa, estão sujeitas ao recebimento de energia com tensão elétrica diferente, diferença esta maior quanto mais distante estiver uma da outra no circuito elétrico da rede de distribuição. Não é possível continuar permitindo esse quadro tão desequilibrado e excludente da boa qualidade da energia elétrica, com situações em que a Resolução ANEEL nº 505/2001 considere adequadas, por exemplo, uma tensão de fornecimento de

220 V a unidade consumidora monofásica localizada próxima ao transformador e uma tensão de 201 V a outra unidade localizada ao final do mesmo circuito secundário de distribuição.

A Resolução ANEEL nº 505/2001 apresentou, em relação à Portaria DNAEE nº 47/1978, **um formidável elenco de virtudes que devem ser destacadas**: estabeleceu os primeiros indicadores de qualidade, implementou metodologia de verificação instantânea de tensão vinculada a procedimentos regulatórios e de verificação por amostragem com posterior fixação de procedimentos corretivos, bem como fixou prazos e penalidades compensatórias, embora estas ainda de valor comparativamente muito pequeno.

3.8 – SIMULAÇÕES COM AUXÍLIO DO MATLAB

Oportuno registrar também a necessidade de utilização do Matlab, definido pelo seu autor Cleve Moler, como um “ambiente de computação técnico-científica para desenvolvimento de sistemas sofisticados e eficientes” (MATSUMOTO, 2002).

O Matlab vem sendo largamente utilizado por estudantes, professores, pesquisadores, cientistas, engenheiros, e profissionais de tecnologia de informação como ferramenta fundamental para criação, análise, e simulação de modelos matemáticos aplicados às mais diversas áreas, desde a automação e controle industrial até gerenciamento de risco financeiro (MATSUMOTO, 2002).

No caso desta dissertação, o Matlab será utilizado para simulação matemática de resultados possíveis para as fórmulas de Compensação Financeira por Serviço Inadequado estabelecidas na proposta de nova regulamentação sobre a qualidade de energia elétrica, de modo a poder oferecer uma visão da viabilidade de futura aplicação.

Os programas elaborados para essas simulações, serão inseridos nos Anexos desta dissertação, bem como os gráficos com os resultados estão no Capítulo 4, subitem 4.11.

3.9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estágio, conhecida a evolução da história da prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil, a regulação sobre o tema qualidade, identificados os atores e as necessidades das partes, isto é, concessionária e consumidor, analisados os avanços, entende-se estarem sedimentados os fundamentos para a elaboração de uma nova proposta de minuta de resolução a ser objeto de avaliação pela ANEEL.

Registra-se que o consumidor está muito mais exigente em função da elevação da consciência de seus direitos (e deveres também!) e do aumento de seus conhecimentos sobre a matéria, da organização do país traduzida em leis e regulamentos, da preocupação das concessionárias com o cenário que vem sendo desenhado especialmente quanto à competitividade, da cobrança dos órgãos de proteção e defesa do consumidor, da exposição do assunto em todas as formas de mídia.

4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste Capítulo, são apresentados os resultados produzidos a partir da metodologia citada anteriormente, abrangendo a verificação do estado da arte da matéria no Brasil e as sugestões de alterações no texto da Resolução ANEEL nº 505/2001, a análise do resultado e a discussão pertinente, bem como a definição da proposta de regulação, referente aos novos critérios e procedimentos para os demais distúrbios de tensão.

Desta forma, foi desenvolvida análise com vistas a reavaliar e reformular os limites de conformidade da tensão elétrica e seus respectivos indicadores de qualidade com vistas a determinar os novos critérios, procedimentos, responsabilidades, penalidades, prazos, compensações por transgressões desses indicadores, bem como para a inserção dos demais distúrbios elétricos.

Em seguida, foi analisada a forma de aplicação no “ambiente elétrico” do Brasil, segundo avaliação, discussão e proposta de implementação técnica.

Estão elencados nos subitens seguintes, os resultados e a discussão sobre cada artigo da minuta de resolução apresentada no Anexo I deste trabalho, nela incluídas a revisão do atual ato normativo, o acréscimo de regulação sobre outros distúrbios, e ainda, a fixação dos prazos adequados para implantação.

4.2 – PARTE INICIAL: EMENTA, PREÂMBULO, ARTIGOS 1º, 2º E 3º

Estão apresentados a seguir os resultados propostos para a minuta do texto da parte inicial, bem como as justificativas pertinentes.

1) A ementa insere a citação relativa à **qualidade da energia elétrica fornecida** e elimina o termo “níveis de tensão”, a primeira para sinalizar claramente a que se refere o regulamento e o segundo para correção, porquanto não se trata de fixar níveis de tensão, os quais estão estabelecidos por meio do Decreto nº 62.724/1968 e Portaria DNAEE nº 45, de

21 de abril de 1987, os quais estabeleceram os Grupos e Subgrupos Tarifários em função da tensão. Da mesma forma, seguindo a mesma filosofia de adequação, foram excluídas ao longo do texto, as demais citações relativas a níveis de tensão.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.	Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à qualidade da energia elétrica fornecida, vinculada à conformidade da tensão elétrica em regime permanente e transitório .

2) Inseridas as citações referentes aos arts. 178, alínea “a” e 179, alínea “a”, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, aos arts. 119, alínea “a”, 120, alínea “a”, 141, inciso II e 142, inciso II, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os quais estabelecem claramente a diferenciação de qualidade de energia elétrica e continuidade do fornecimento.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos §§ 1º e 2º, art. 25, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.0002251/00-14, e considerando que:	O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 178, alínea “a” e 179, alínea “a”, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, nos arts. 119, alínea “a”, 120, alínea “a”, 141, inciso II, 142, inciso II, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, ...:

3) Acrescida a referência do parágrafo 1º do art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, relativo à definição de serviço adequado, requisitos de desempenho técnico e qualidade técnica, aplicáveis à matéria e identificando de forma precisa a fundamentação legal.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos §§ 1º e 2º, art. 25, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.0002251/00-14, e considerando que:	O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto..., no art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ...

4) Acrescida a citação dos incisos IV, XV, XVI, XXXVII do art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, referentes às competências da ANEEL em regular, cumprir e fazer cumprir a regulamentação, estimular a melhoria da prestação do serviço, cumprir e fazer cumprir o Código de Águas, aplicáveis à matéria e identificando de forma precisa a fundamentação legal e retirado inciso III que se refere à ajustes e modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional da área de atuação da ANEEL, porquanto não aplicável.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos §§ 1º e 2º, art. 25, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.0002251/00-14, e considerando que:	O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto ..., no Anexo I, art. 4º, incisos IV, XV, XVI e XXXVII, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997,...

5) Eliminada a citação do Operador Nacional do Sistema (ONS) porquanto as contribuições dos agentes do setor elétrico devem ser referenciadas pelas associações ou como “agentes”, como efetuado no caso das concessionárias distribuidoras.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
em função das Audiências Públicas no 004, realizada em 29 de agosto de 2001 e no 017, realizada em 12 de junho de 2003, foram recebidas sugestões de consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica, das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, de fabricantes de equipamentos de medição, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e de órgãos de defesa dos consumidores, os quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar , resolve:	que , em função das Audiências Públicas nº XXX , realizada em XX de XXXXXX de 20XX e nº XXX , realizada em XX de XXXXXX de 20XX , foram recebidas sugestões de consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica, das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, de fabricantes de equipamentos de medição, de órgãos de defesa dos consumidores, os quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

6) Substituída a citação da Portaria DNAEE nº 047/1978, já revogada, pela Resolução ANEEL nº 505/2001, a qual deverá ser revogada em função da publicação da nova Resolução.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
existe a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica definidas na Portaria DNAEE no 047, de 17 de abril de 1978;	a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições, referentes à conformidade da tensão elétrica , definidas por meio da Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001 ;

7) Eliminada a citação do Operador Nacional do Sistema (ONS), no preâmbulo e no art. 1º, porquanto a aplicação da resolução deve referir-se ao ambiente entre consumidor e concessionárias ou permissionárias de distribuição, bem como o fato de que os aspectos regulatórios do referido Operador podem ser mais adequadamente regulados por meio dos Procedimentos de Rede. Adequado o texto do art. 1º em função da necessidade de citar a qualidade da energia elétrica, vinculá-la à conformidade da tensão elétrica, incluir o regime transitório e estender a aplicação aos consumidores. Na seqüência, incluído o parágrafo único prevendo a aplicação da resolução aos consumidores livres, no que couber.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>é imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento dos níveis de tensão de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões a serem observadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica;</p> <p>Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições atualizadas e consolidadas relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, a serem observadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.</p>	<p>que é imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento do regime de tensão de energia elétrica em conformidade com parâmetros, bem como de indicadores dos limites de variação das tensões a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e pelos consumidores;</p> <p>Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições atualizadas e consolidadas, relativas à qualidade da energia elétrica fornecida, vinculada à conformidade da tensão elétrica em regime permanente e transitório, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, bem como pelos consumidores.</p> <p>Parágrafo único. Estas disposições aplicam-se também aos consumidores livres, no que couber, de forma complementar à respectiva regulamentação.</p>

Para o artigo 2º que trata das definições, foi efetuada uma significativa quantidade de alterações, incluindo ajustes no regulamento atual, inserções em função dos demais distúrbios acrescidos ao texto, bem como eliminação dos conceitos que estão em desconformidade com a matéria sob tratamento e outros que ensejam melhorias. Todas essas alterações estão citadas e justificadas nos subitens seguintes, para facilitar o entendimento.

8) A definição de amostra está truncada, não referenciada à medição de tensão elétrica e considera o conceito de amostra sinônimo de unidades consumidoras. A definição proposta ajusta o texto com vinculação aos conceitos de unidade consumidora, critérios de seleção, objeto, isto é, a medição de tensão e ainda, correlaciona com a filosofia de conformidade com parâmetros de referência e não com níveis de tensão.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
II - Amostra: unidades consumidoras selecionadas periodicamente pela ANEEL, obedecendo a critério estatístico aleatório, que serão objeto de medição para fins de avaliação da conformidade dos níveis de tensão praticados pela concessionária ou permissionária;	I - Amostra: conjunto de unidades consumidoras, selecionadas aleatória e periodicamente pela ANEEL, que serão objeto de medição da tensão elétrica para fins de verificação da conformidade em relação aos critérios e parâmetros de referência .

9) Incluídas as definições de Distorção Harmônica Individual de ordem h - DHIh e Distorção Harmônica Total - DHT, necessárias ao tratamento regulatório dos distúrbios decorrentes de harmônicas.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistentes.	<p>IV - Distorção Harmônica Individual de ordem h - DHIh: índice percentual representativo da intensidade de alteração provocada pela componente harmônica de ordem h de uma onda distorcida.</p> <p>V - Distorção Harmônica Total – DHT: índice percentual representativo da intensidade de alteração provocada por componentes harmônicas de uma onda distorcida.</p>

10) Inserida a definição de distúrbio elétrico, visando abrir espaço para o tratamento das anomalias do sistema elétrico.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	VI - Distúrbio Elétrico: anomalia decorrente de fenômeno natural ou artificial, caracterizada pela agregação de uma variável indesejada que provoca distorção da forma senoidal da tensão do sistema elétrico da concessionária, subdividida nos seguintes grupos e subgrupos:

11) Inseridas as definições de Variações de Tensão de Curta e de Longa Duração – VTCD e VTLD subgrupadas em instantâneas, momentâneas, temporárias e sustentadas, bem como indicadas as respectivas características típicas de duração e amplitude. Eliminada a

definição de elevação momentânea de tensão em função do tratamento amplo das Variações de Curta e Longa Duração.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO			
<p>IX - Elevação Momentânea de Tensão: evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se eleva, momentaneamente, para valores acima de 110% da tensão nominal de operação, durante intervalo inferior a 3 segundos.</p> <p>Inexistentes as definições dos demais distúrbios.</p>	<p>a) Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD: distúrbios caracterizados pela redução, elevação ou interrupção da Tensão de Fornecimento com duração típica compreendida no intervalo de 0,5 ciclo a 1 minuto e subdivididos nos seguintes subgrupos:</p>			
	Subgrupos	Tipo do distúrbio	Duração típica	Amplitude típica da tensão (pu)
	Instantâneas	Afundamento de tensão	0,5 a 30 ciclos	0,1 a 0,9
		Salto de tensão	0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8
	Momentâneas	Interrupção	0,5 ciclo a 3 s	Menor que 0,1
		Afundamento de tensão	30 ciclos a 3 s	0,1 a 0,9
		Salto de tensão	30 ciclos a 3 s	1,1 a 1,8
	Temporárias	Interrupção	3 s a 1 min	Menor que 0,1
		Afundamento de tensão	3 s a 1 min	0,1 a 0,9
		Salto de tensão	3 s a 1 min	1,1 a 1,8
<p>b) Variações de Tensão de Longa Duração – VTLD: distúrbios caracterizados pela redução, elevação ou interrupção da Tensão de Fornecimento com duração típica superior a 1 minuto e divididos no seguinte subgrupo:</p>				
Subgrupo	Tipo do distúrbio	Duração típica	Amplitude típica da tensão (pu)	
Sustentadas	Interrupção	maior que 1 min	0,0	
	Subtensão	maior que 1 min	0,8 a 0,97	
	Sobretensão	maior que 1 min	1,03 a 1,20	

12) Inserida a definição de Transitórios, subgrupados em impulsivos e oscilatórios, caracterizados pela polaridade e duração.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	<p>c) Transitórios: distúrbios caracterizados pela elevação extremamente rápida e aguda da Tensão de Fornecimento, com duração típica de microssegundos a, no máximo, alguns milisegundos e subdivididos nos seguintes subgrupos:</p> <p>c.1) impulsivos: distúrbios caracterizados pela súbita elevação da tensão, não provocando alterações nas condições de estado permanente de tensão, com polaridade unidirecional e com duração típica da ordem de, no máximo, alguns milisegundos; e</p> <p>c.2) oscilatórios: distúrbios caracterizados pela súbita elevação da tensão, com mudança rápida da polaridade e com duração típica de 0,3 a 30 microssegundos.</p>

13) Incluídas as definições de desequilíbrios e assimetrias de tensão, necessárias para a inserção dos critérios e procedimentos de regulação.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistentes.	<p>d) Desequilíbrios de Tensão: distúrbios em que os valores eficazes das tensões de fase são diferentes entre si.</p> <p>e) Assimetrias da Tensão: distúrbios em que os ângulos de fase da tensão das fases são diferentes entre si.</p>

14) Inserida a definição de Distorções Harmônicas, necessária para a inserção dos critérios e procedimentos de regulação.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	f) Distorções Harmônicas: distúrbios correspondentes a desvios, em regime permanente, da forma de onda da tensão em relação à sua forma puramente senoidal, e caracterizados pela presença de

	tensões senoidais com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental de 60 Hz.
--	---

15) Definida Flutuação de Tensão, necessária para a inserção dos critérios e procedimentos de regulação.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	g) Flutuações de Tensão: distúrbios caracterizados por variações regulares ou aleatórias de baixa frequência no valor eficaz da Tensão de Fornecimento, as quais não excedem o limite especificado de 0,95 a 1,05 pu.

16) Incluída a definição de Fabricante, com vistas a estabelecer os primeiros critérios de vinculação da garantia de vida útil de um equipamento eletroeletrônico em função de conformidade da Tensão de Fornecimento.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	VII – Fabricante: produtor de equipamento eletroeletrônico com autorização e certificação nacional emitida pelo órgão responsável, que ofereça garantia de operação adequada e vida útil do produto manufaturado, compatíveis com as condições desta resolução.

17) Definido o Fator de Desequilíbrio a ser utilizado no tratamento do desequilíbrio de tensão.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	VIII - Fator de Desequilíbrio de Tensão - FDT: indicador percentual referente ao desequilíbrio dos valores eficazes das tensões de fase.

18) Substituída a definição de Valor Líquido da Fatura pelo Importe de Uso do Sistema Elétrico – IUSE, porquanto necessária a atualização em função da segmentação e definição

desse conceito nas revisões tarifárias. Visando eliminar confusões, evitou-se definir esse conceito como encargo de uso do sistema de distribuição (EUSD) ou custo de uso do sistema de distribuição (CUSD) em função de outras denominações similares (na própria Resolução ANEEL nº 505/2001 atual ou na Resolução ANEEL 166/2005) e não aplicáveis adequadamente ao contexto desta matéria. Cita-se também que esse importe refere-se não somente ao sistema de distribuição, mas também ao de transmissão, consoante se verificam nas Resoluções homologatórias de tarifas da ANEEL.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
XXVII - Valor Líquido da Fatura: valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de impostos, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.	XIX - Importe de Uso do Sistema Elétrico - IUSE: valor em moeda corrente nacional resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem a incidência de imposto e referente ao uso do sistema elétrico ao qual a unidade consumidora está conectada.

19) Substituídas e ajustadas as definições de Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica – DRC e seus pares similares, ou seja, Precária, Máximas de Tensão Crítica e Precária, por Índices de Tensões Críticas – ITC e seus pares similares, ITP, ITC_M, ITP_M. Incluída a definição dos Índices Coletivos de Tensões Críticas e Precárias ICTC e ICTP e os Equivalentes – ICTC_E e ICTP_E. Oportuno destacar que a substituição proposta é baseada no fato de que os indicadores DRC e similares não são vinculados ao tempo como sinaliza o termo **duração**, bem como por se tratar de indicadores adimensionais, isto é, trata-se de uma relação percentual de número de leituras de tensão por número máximo possível de leituras de tensão. Em resumo, número de leituras dividido por número de leituras é um Índice adimensional.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
V - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;	X - Índice de Tensões Críticas - ITC: indicador individual referente ao percentual de leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores críticos , no período de medição definido.

<p>VI -Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual;</p> <p>VII - Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido;</p> <p>VIII -Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido;</p> <p>X - Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC): percentual da amostra com transgressão de tensão crítica;</p>	<p>XI – Índice de Tensões Precárias - ITP: indicador individual referente ao percentual de leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores precários, no período de medição definido.</p> <p>XII – Índice Máximo de Tensões Críticas - ITC_M: indicador individual máximo admissível de leituras de tensão elétrica, verificadas nas faixas de valores críticos, no período de medição definido.</p> <p>XIII – Índice Máximo de Tensões Precárias - ITP_M: indicador individual máximo admissível de leituras de tensão elétrica, verificadas nas faixas de valores precários, no período de medição definido.</p> <p>XIV - Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Precária - ICTP: indicador coletivo referente ao percentual de unidades consumidoras da amostra com leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores precários.</p> <p>XV - Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica - ICTC: indicador coletivo referente ao percentual de unidades consumidoras da amostra com leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores críticos.</p> <p>XVI - Índice Coletivo de Tensões Precárias Equivalente – ICTP_E: indicador coletivo referente à razão da somatória dos ITP's em relação ao número total de unidades consumidoras da amostra, ou seja, percentual coletivo de tensões precárias equivalente por unidade consumidora..</p> <p>XVII - Índice Coletivo de Tensões Críticas Equivalente – ICTC_E: indicador coletivo referente à razão da somatória dos ITC's em relação ao número total de unidades consumidoras da amostra, ou seja, percentual coletivo de tensões críticas equivalente por unidade consumidora.</p>
---	--

20) Incluída a definição dos Índices de Severidade de Curta e Longa Duração – Pst e Plt, com vistas a sua utilização nos critérios de Flutuação de Tensão. Na mesma linha, inseridas as definições do Índice Diário de Severidade de Curta Duração – PstD95%, do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – Plt95% e do Fator de Transferência – FT, necessários para a inserção dos critérios e procedimentos de regulação.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistentes.	<p>XVIII – Índice de Severidade de Curta Duração – Pst: indicador que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa decorrentes da flutuação de tensão, verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos.</p> <p>XIX – Índice de Severidade de Longa Duração – Plt: indicador que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa decorrentes da flutuação de tensão, verificada num período contínuo de 2 (duas) horas, por meio da composição de 12 (doze) valores consecutivos do Índice de Severidade de Curta Duração – Pst.</p> <p>XX – Índice Diário de Severidade de Curta Duração – PstD95%: valor diário do indicador Pst que foi superado em apenas 5% (cinco por cento) dos registros obtidos no período de 24 horas.</p> <p>XXI – Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95%: valor semanal do indicador Plt que foi superado em apenas 5% (cinco por cento) dos registros obtidos no período de 7 (sete) dias completos e consecutivos.</p> <p>XXII - Fator de Transferência - FT: relação entre os valores dos Índices Semanais de Severidade de Longa Duração (PltS95%) do barramento do sistema de distribuição e do barramento de tensão secundária de distribuição inferior a 2,3 kV eletricamente mais próximo.</p>

21) Ajustada a definição de Leitura Válida em função das condições de sua obtenção e validação.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
XI - Leitura Válida: valor de tensão obtido de leitura sem ocorrência de interrupção de energia elétrica no período de observação;	XXIII - Leitura Válida: valor de tensão elétrica, integralizado a cada intervalo de 10 (dez) minutos , sem ocorrência de interrupção de energia elétrica no período de medição .

22) Inserida a definição de Ordem Harmônica h em função da necessidade do tratamento das distorções harmônicas.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	XXIV - Ordem Harmônica h: número da componente harmônica de frequência múltipla da frequência da fundamental de 60 Hz.

23) Substituída a definição de Período de Observação por Período de Medição em função da necessidade de adequação e uniformização ao longo do texto.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
XII - Período de Observação: período de tempo, expresso em horas, a ser utilizado para medição de tensão;	XXV - Período de Medição: período de tempo, expresso em horas, a ser utilizado para medição de tensão elétrica.

24) Eliminada a definição de Ponto de Conexão, mantida apenas a de Ponto de Entrega, (substituindo ao final o termo “atendimento” por “fornecimento”) porquanto somente esta é necessária ao trato da matéria, pelo fato de que a definição de Ponto de Entrega inicia-se com o termo ponto de conexão e por estar respaldada na legislação, mais especificamente no Decreto nº 41.019/1957, art. 135 e na Resolução ANEEL nº 456/2000.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
XIII - Ponto de Conexão: conjunto de equipamentos e materiais que se destinam a estabelecer a conexão elétrica entre dois sistemas; XIV - Ponto de Entrega: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do atendimento;	Eliminada. XXVI - Ponto de Entrega: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento .

25) Incluída a definição de Qualidade de Energia Elétrica sob o foco do consumidor, porquanto deve ser objeto de reflexão e atenção das concessionárias e da ANEEL.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	XXVII - Qualidade de Energia Elétrica: recebimento de energia elétrica com regime de tensão em conformidade com parâmetros estabelecidos nesta resolução e compatíveis com os requisitos técnicos necessários à operação adequada do equipamento eletroeletrônico, de forma a garantir a vida útil do mesmo, consoante especificações técnicas do fabricante.

26) Eliminada a definição de Rede Básica considerando a abrangência do texto, aplicável às Unidades Consumidoras atendidas em tensão inferior a 230 kV.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
XV - Rede Básica: instalações de transmissão pertencentes ao Sistema Elétrico Interligado, identificadas segundo Resolução específica da ANEEL;	Eliminada.

27) Reduzidas as definições de Tensão de Atendimento, Tensão Contratada, Tensão de Leitura, Tensão Não Padronizada, Tensão Nominal, Tensão Nominal de Operação para apenas 2 (duas): Tensão de Fornecimento (TF) e Tensão Nominal (TN), porquanto são apenas estas as necessárias para o entendimento e aplicação da regulação. Destaca-se, a título de exemplo, a desconformidade da definição de Tensão de Leitura, a qual possibilita

interpretação duvidosa, porquanto admite confundir com o nível de tensão emocional da pessoa quando da leitura de um de um livro não-técnico.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>XVII - Tensão de Atendimento (TA): valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts;</p> <p>XVIII -Tensão Contratada (TC): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts;</p> <p>XIX - Tensão de Leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts;</p> <p>XX - Tensão Não Padronizada (TNP): valor de tensão nominal, expresso em volts ou quilovolts, não referenciado no art. 47 do Decreto no 41.019, de 1957, com a redação dada pelo Decreto no 97.280, de 1988;</p> <p>XXI - Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é projetado, expresso em volts ou quilovolts;</p> <p>XXII - Tensão Nominal de Operação (TNO): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts;</p>	<p>XXIX - Tensão de Fornecimento - TF: valor eficaz de tensão no ponto de entrega, integralizado a cada 10 (dez) minutos obtido por meio de equipamentos apropriados, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts.</p> <p>XXXII - Tensão Nominal - TN: valor eficaz de tensão elétrica pelo qual o sistema elétrico é projetado, expresso em volts ou quilovolts;</p>

28) Inserida as definições de Tensão Fundamental e de Tensão Harmônica de Ordem n, necessárias ao tratamento das distorções de onda senoidal.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Inexistente.	<p>XXX - Tensão Fundamental – V₁: valor eficaz da onda de tensão puramente senoidal de frequência 60 Hz.</p> <p>XXXI - Tensão Harmônica de ordem h – V_h: valor eficaz da tensão elétrica da componente harmônica de ordem h.</p>

29) Incluídas as definições de Unidade Consumidora do Grupo A e do Grupo B delimitadas em 2,3 kV, de forma a sedimentar a aplicação de critérios mais diferenciados da Compensação por Serviço Inadequado. Oportuno destacar também que essa inclusão obedece a legislação específica do Setor Elétrico estabelecida por meio do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968 em vigor, razão pela qual não há justificativa para manter termos como Baixa, Média ou Alta Tensão com o limite de 1 kV oriundo de Normas Brasileiras não-oficiais.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>XXIV - Unidade Consumidora atendida em Alta Tensão: unidade consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69 kV;</p> <p>XXV - Unidade Consumidora atendida em Média Tensão: unidade consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kV;</p> <p>XXVI - Unidade Consumidora atendida em Baixa Tensão: unidade consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1 kV;</p>	<p>XXXIV - Unidade Consumidora do Grupo A: unidade consumidora com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, observados os seguintes subgrupos:</p> <p>a) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;</p> <p>b) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;</p> <p>c) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;</p> <p>d) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;</p> <p>XXXV - Unidade Consumidora do Grupo B: unidade consumidora com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV.</p>

30) Ajustado o art. 3º em função da aplicação às unidades consumidoras em tensão inferior a 230 kV, ficando aquelas com fornecimento nessa tensão tratadas por meio dos Procedimentos de Rede.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Art. 3º A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada, nos pontos de conexão à Rede Básica e/ou à Rede de Distribuição, nos pontos de conexão entre concessionárias e nos pontos de entrega de energia às unidades consumidoras, por meio dos indicadores estabelecidos nesta Resolução.	Art. 3º A conformidade da tensão deve ser avaliada no ponto de entrega de energia da unidade consumidora, por meio dos indicadores estabelecidos nesta Resolução.

Em se tratando de regulação, a primeira observação imprescindível é a percepção exata de que o **entendimento da parte inicial de uma resolução**, composta pela ementa, preâmbulo, art. 1º, art 2º e, no presente caso o art. 3º, é de **suma importância** para a assimilação, uniformização da terminologia e aplicação corretas da norma.

Assim, a parte inicial da norma consubstancia: i) a ementa, sintética porém concisa; ii) o preâmbulo que cita a base legal descrita em sua integralidade e na qual a norma está respaldada; iii) o art 1º que define com clareza a que se destina a resolução, a que veio, o objetivo; iv) o art 2º que apresenta as definições mais usuais a serem empregadas no texto da norma, também fundamentais para o nivelamento técnico e o exercício da mesma linguagem; v) o art. 3º específico dessa resolução e que restringe sua abrangência aos fornecimentos em tensão inferior a 230 kV.

O elenco das definições mais usuais logo após o art. 1º tem sido sistematicamente utilizado em todas as demais resoluções posteriores da ANEEL, fato que evidencia o acerto de sua implementação. Além disso, ao difundir os conceitos no país, exercita a prática da boa técnica, dissemina o conhecimento, nivela e uniformiza a terminologia.

As justificativas que permearam cada ajuste de redação foram fundamentadas no conjunto da legislação aplicável e na necessidade de compatibilizar a simplificação, a precisão e a síntese, e ainda, a evitar textos viciados pelo trato unicamente no âmbito de normas técnicas brasileiras.

4.3 – CAPÍTULO I: VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo I da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

31) Eliminado o art. 4º pelos mesmos motivos já descritos no item 7 anterior.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 4º A tensão a ser contratada pela concessionária ou usuários, junto ao ONS, ou a tensão a ser contratada entre concessionárias deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.</p> <p>§ 1º Para os pontos de conexão entre concessionárias com tensão nominal de operação inferior a 230 kV, a tensão a ser contratada poderá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal do sistema no ponto de conexão.</p> <p>§ 2º A tensão de atendimento, para as tensões contratadas referidas no “caput” e no §1º deste artigo, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 1,2 e 3 constantes do Anexo desta Resolução e contemplada no Acordo Operativo a ser firmado entre os agentes.</p>	Eliminado.

32) Ajustada a redação do art. 5º em função da exclusão do ONS e da definição de unidade consumidora do Grupo A mantidos os limites de 95% e 105% da Tensão Nominal.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 5º Para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV, a tensão a ser contratada com a concessionária ou com o ONS deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão</p>	<p>Art. 4º Para unidades consumidoras do Grupo A, a Tensão de Fornecimento deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da Tensão Nominal no ponto de entrega e ser compatível com a tensão nominal de um dos</p>

<p>nominal de operação do sistema no ponto de entrega ou de conexão e, ainda, coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora.</p> <p>§ 1º Desde que em comum acordo entre as partes, poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados.</p> <p>§ 2º As tensões de atendimento nas unidades consumidoras, referidas no “caput” deste artigo, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 1,2 e 3 constantes do Anexo desta Resolução.</p>	<p>terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora.</p> <p>§ 1º Desde que em comum acordo entre as partes, poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados.</p> <p>§ 2º A Tensão de Fornecimento nas unidades consumidoras referidas no “caput” deste artigo será classificada de acordo com as faixas da variação referidas nas tabelas 1, 2 e 3 constantes do Anexo desta Resolução.</p>
---	---

33) Ajustada a redação no art. 6º com citação referencial das unidades consumidoras do Grupo B, em conformidade com a definição no art. 2º e incluído o Parágrafo único no “caput” do mesmo artigo.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 6º Para unidades consumidoras atendidas em tensão nominal de operação igual ou inferior a 1 kV, a tensão a ser contratada com a concessionária deve ser a tensão nominal do sistema no ponto de entrega.</p> <p>Parágrafo único. As tensões de atendimento nas unidades consumidoras, referidas no “caput” deste artigo, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabela 4 constante do Anexo desta Resolução.</p>	<p>Art. 5º Para unidades consumidoras do Grupo B a Tensão de Fornecimento, será classificada de acordo com as faixas de variação referidas na tabela 4 constante do Anexo desta Resolução.</p>

34) Efetuados os ajustes no art. 7º em relação às definições e fórmulas matemáticas de ITP e ITC, em consonância com a definição do art. 2º, bem como eliminado o Parágrafo único.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 7º A concessionária deverá apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:</p> <p>I- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP), utilizando a seguinte fórmula:</p> $DRP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 \quad [\%]$ <p>II- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), utilizando a seguinte fórmula:</p> $DRC = \frac{nlc}{1.008} \times 100 \quad [\%]$ <p>onde: <i>nlp</i> = número de leituras situadas nas faixas precárias; <i>nlc</i> = número de leituras situadas nas faixas críticas; e 1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.</p> <p>Parágrafo único. Para agentes com instalações conectadas à Rede Básica, os indicadores a que se refere o “caput” deverão ser calculados de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.</p>	<p>Art. 6º A concessionária deverá apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:</p> <p>I - Índice de Tensões Precárias (ITP), utilizando a seguinte fórmula:</p> $ITP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 \quad [\%]$ <p>II - Índice de Tensões Críticas (ITC), utilizando a seguinte fórmula:</p> $ITC = \frac{nlc}{1.008} \times 100 \quad [\%]$ <p>onde: <i>nlp</i> = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas precárias; <i>nlc</i> = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas críticas; e 1.008 = número máximo de leituras da Tensão de Fornecimento, passíveis de serem efetuadas considerando uma leitura a cada 10 (dez) minutos no período de medição de 168 horas. Eliminado.</p>

35) Ajustado o texto no art. 8º, adequando, simplificando, e ainda, com melhor concisão em relação aos seus objetivos, quais sejam, citar a reclamação feita obrigatoriamente pelo consumidor titular da unidade consumidora, a necessidade da inspeção técnica com vistas a constatar a procedência da reclamação e a forma de inspeção, isto é, a medição instantânea da tensão de fornecimento no ponto de entrega. Ajustadas as redações dos parágrafos 1º ao 7º e eliminado o parágrafo 6º visto que as medições devem ser efetuadas no ponto de entrega com a segurança inserida no contexto da boa técnica da execução das tarefas do electricista, não justificando exceção a essa conduta. Ajustado o texto do parágrafo 9º,

substituída expressões “superior a 1 kV e inferior a 69 kV” por unidades consumidoras “do Grupo A com tensão inferior a 69 kV”, que é o correto e em conformidade com a definição (art. 2º). Eliminado o parágrafo 10 por ser desnecessária a citação técnica, podendo ser incluída apenas em documento específico dirigido à concessionária. Eliminado o parágrafo 11 por se tratar de procedimento aplicável a unidades consumidoras conectadas à rede básica.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 8º Quando o consumidor efetuar reclamação, quer seja por meio de ligação telefônica à Central de Atendimento da concessionária ou por escrito, que esteja associada a variações do nível de tensão de atendimento, a concessionária deverá realizar inspeção técnica na unidade consumidora, avaliando a procedência ou não da reclamação por meio de medição instantânea no ponto de entrega da energia elétrica.</p> <p>§ 1º Comprovada a procedência da reclamação e a impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, a concessionária deverá instalar equipamento de medição, no ponto de entrega da energia elétrica da unidade consumidora, para o nível de tensão de atendimento, obedecendo aos dispositivos estabelecidos nesta Resolução e, em especial, prestando as informações estabelecidas no § 5º deste artigo.</p> <p>§ 2º Quando as providências para a regularização dos níveis de tensão forem adotadas durante a inspeção técnica, a comprovação dos serviços de regularização deverá ser realizada por meio de registro de medição no ponto de entrega da energia elétrica, com período de observação mínima de 24 (vinte e quatro) horas.</p> <p>§ 3º Se, após a medição referenciada no parágrafo anterior, forem constatados registros de valores inadequados de</p>	<p>Art. 7º Efetuada, exclusivamente pelo consumidor, qualquer tipo de reclamação da tensão de fornecimento, a concessionária deverá realizar inspeção técnica na unidade consumidora, com vistas a constatar a procedência ou não da reclamação por meio de medição instantânea no ponto de entrega da energia elétrica.</p> <p>§ 1º Comprovada a procedência da reclamação e a impossibilidade da regularização durante a inspeção técnica, a concessionária deverá instalar equipamento de medição no ponto de entrega da unidade consumidora, para avaliação da tensão de fornecimento, observando os critérios estabelecidos nesta Resolução e, em especial, prestando as informações descritas no § 5º deste artigo.</p> <p>§ 2º A concessionária deverá comprovar a regularização da tensão de fornecimento, efetuada durante a inspeção técnica, por meio de registro de medição no ponto de entrega, por período mínimo de medição de 24 (vinte e quatro) horas consecutivas.</p> <p>§ 3º Se, após a avaliação referenciada no parágrafo anterior, forem constatados registros de valores inadequados de tensão, a</p>

<p>tensão, a concessionária deverá realizar nova medição com período de observação de 168 (cento e sessenta e oito) horas, observando aos dispositivos estabelecidos nesta Resolução.</p> <p>§ 4º Caso seja constatado, na inspeção técnica, que a reclamação é improcedente, a concessionária deverá oferecer ao consumidor a possibilidade de o mesmo solicitar a medição do nível de tensão no ponto de entrega da unidade consumidora, pelo período de 168 (cento e sessenta e oito) horas, inclusive com as informações estabelecidas no § 5º deste artigo.</p> <p>§ 5º A concessionária deverá prestar ao consumidor, em prazo não superior a 48 (quarenta e oito) horas da realização da medição, as seguintes informações:</p> <p>I- quanto ao direito do mesmo acompanhar a instalação do equipamento de medição;</p> <p>II- valor a ser cobrado pelo serviço, conforme regulamento específico, caso sejam verificados níveis de tensão adequados; e</p> <p>III- prazo de entrega do resultado da medição, por escrito, que deverá ser de no máximo 30 (trinta) dias a partir da reclamação.</p> <p>§ 6º Quando a instalação do equipamento de medição no ponto de entrega vier a comprometer a segurança do equipamento, do electricista instalador, do consumidor ou de terceiros, o mesmo poderá ser instalado no ponto de derivação da rede da concessionária com o ramal de ligação da unidade consumidora, ficando a cargo da concessionária a estimativa da máxima queda de tensão no ramal de ligação.</p> <p>§ 7º As tensões de leitura serão obtidas utilizando equipamentos de medição que atendam aos requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15 desta Resolução, com período mínimo de</p>	<p>concessionária deverá realizar nova inspeção com período de medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, observando aos dispositivos estabelecidos nesta Resolução.</p> <p>§ 4º Caso seja constatado, na inspeção técnica, que a reclamação é improcedente, a concessionária deverá oferecer ao consumidor a possibilidade de o mesmo solicitar a medição da tensão de fornecimento no ponto de entrega da unidade consumidora, pelo período de medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, inclusive com as informações estabelecidas no § 5º deste artigo.</p> <p>§ 5º A concessionária deverá prestar ao consumidor, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis da realização da medição, as seguintes informações:</p> <p>I - direito de o consumidor acompanhar a instalação do equipamento de medição;</p> <p>II - custo a ser cobrado pelo serviço, conforme regulamento específico, caso sejam verificados valores de tensão adequados; e</p> <p>III - prazo de entrega do resultado da medição que deverá ser de no máximo 30 (trinta) dias a partir da reclamação.</p> <p>Eliminado.</p> <p>§ 6º As leituras da Tensão de Fornecimento serão obtidas utilizando equipamentos de medição que atendam aos requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15 desta Resolução, observado o período de</p>
---	---

<p>observação de 168 (cento e sessenta e oito) horas, totalizando 1.008 leituras válidas.</p> <p>§ 8º A medição de tensão deve corresponder ao tipo de ligação da unidade consumidora -monofásica, bifásica ou trifásica - abrangendo medições entre todas as fases ou entre todas as fases e o neutro, quando este for disponível.</p> <p>§ 9º Para unidades consumidoras com tensão contratada superior a 1 kV e inferior a 69 kV, cujo sistema de medição para fins de faturamento de energia elétrica esteja situado no lado secundário do transformador de potência, a medição de tensão deverá ser efetuada no lado secundário.</p> <p>§ 10. Até dezembro de 2005, para unidades consumidoras com tensão contratada superior a 1 kV e inferior a 69 kV, cujo sistema de medição para fins de faturamento de energia elétrica utilize 02 (dois) transformadores de potencial, com aterramento em uma das fases no lado secundário, a medição de tensão poderá ser efetuada em apenas duas fases.</p> <p>§ 11. Para agentes detentores de instalações conectadas à Rede Básica, os critérios de medição para averiguar o nível de tensão de atendimento deverão obedecer àqueles definidos nos Procedimentos de Rede.</p>	<p>medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, totalizando 1.008 leituras, conforme disposto no art. 7º.</p> <p>§ 7º A medição de tensão deve corresponder ao tipo de ligação da unidade consumidora - monofásica, bifásica ou trifásica - abrangendo medições entre todas as fases ou entre todas as fases e o neutro, quando este for disponível.</p> <p>§ 8º Para unidades consumidoras do Grupo A com Tensão Nominal inferior a 69 kV, cujo sistema de medição de energia elétrica esteja situado no lado secundário do transformador de potência, a medição de tensão deverá ser efetuada no lado secundário.</p> <p>Eliminado.</p> <p>Eliminado.</p>
--	--

36) Ajustado o texto no art 9º, com várias adequações e simplificações e eliminado o inciso VII em função da eliminação do parágrafo 6º do art. 8º.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 9º A concessionária deverá organizar registros, em processos individuais, quanto às reclamações de níveis de tensão, contendo os seguintes dados:</p>	<p>Art. 8º A concessionária deverá organizar registros, em processos individuais, quanto às reclamações de tensão, contendo os seguintes dados:</p>

<p>I- número de protocolo; II- data da reclamação, verbal ou escrita, sobre o nível de tensão; III- data do aviso ao reclamante sobre a realização da medição de tensão; IV- período da medição; V- valores máximo e mínimo das tensões de leitura; VI- histograma de tensão e tabela de medição, em por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u. a 1,20 p.u. inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e</p> <p>VII- valores estimados da máxima queda de tensão no ramal de ligação, conforme § 6º do art. 8º desta Resolução.</p> <p>§1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:</p> <p>I- valores apurados de DRP e DRC; II- valor do serviço pago pelo consumidor; III- providências para a normalização e data de conclusão; IV- período da nova medição; V- data de comunicação ao consumidor do resultado da apuração e dos prazos de normalização; e VI- valor da restituição e mês de pagamento.</p> <p>§ 2º Os dados deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou óptico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.</p>	<p>I- número de protocolo; II- data da reclamação da tensão, verbal ou escrita; III- data do aviso ao consumidor sobre a realização da medição de tensão; IV- período da medição; V- valores máximo e mínimo das tensões de leitura; VI- histograma de tensão e tabela de medição, em por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u. a 1,20 p.u. inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e</p> <p>Eliminado.</p> <p>§1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:</p> <p>I- valores apurados de ITP e ITC; II- valor do serviço pago pelo consumidor; III- providências para a regularização e data de conclusão; IV- período da nova medição; V- data de comunicação ao consumidor do resultado da apuração e do prazo de regularização; e VI- valor da compensação e mês do crédito.</p> <p>§ 2º Os dados deverão ser disponibilizados, em meio magnético ou óptico, por período máximo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta do consumidor.</p>
--	--

37) Ajustado o texto do art. 10 em função das novas definições e substituições dos índices DRP por ITP e seus pares, bem como incluídos, no art. 10, as fórmulas de cálculos dos Índices Coletivos de Tensões Precárias e Críticas Equivalentes.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 10. Com base nas medições amostrais efetuadas em um determinado trimestre, será calculado trimestralmente, o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), utilizando a seguinte fórmula:</p> $ICC = \frac{CC}{CA} \times 100 \quad [\%]$ <p>onde: CC = total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica; e CA = total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.</p> <p>Parágrafo único. A dimensão da amostra, para enquadramento da concessionária, deve ser de acordo com a tabela constante do art. 11 desta Resolução.</p>	<p>Art. 9º. Com base nas medições amostrais, efetuadas em cada trimestre do ano-calendário, a ANEEL calculará os Índices Coletivos de Unidades Consumidoras com Tensões Precárias e Críticas – ICTP e ICTC, utilizando as seguintes fórmulas:</p> $ICTP = \frac{nup}{nut} \times 100 \quad [\%]$ $ICTC = \frac{nuc}{nut} \times 100 \quad [\%]$ <p>onde: nup = número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de Fornecimento situadas na faixa precária; nuc = número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de Fornecimento situadas na faixa crítica; e nut = número total de unidades consumidoras da amostra trimestral.</p> <p>Parágrafo único. A dimensão da amostra trimestral da concessionária deve ser obtida de acordo com a tabela constante do art. 11 desta Resolução.</p>

38) Inserido novo artigo, de número 10, com as fórmulas de cálculo dos índices Coletivos de Tensões Precárias e Críticas Equivalentes – ICTP_E e ICTC_E.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Inexistente.</p>	<p>Art. 10. Os Índices Coletivos de Tensões Precárias e Críticas Equivalentes – ICTP_E e ICTC_E serão calculados pelas seguintes fórmulas:</p> $ICTP_E = \frac{\sum_{i=1}^n ITP_i}{nut} \times 100 \quad [\%]$ $ICTC_E = \frac{\sum_{i=1}^n ITC_i}{nut} \times 100 \quad [\%]$

39) Efetuados apenas alguns ajustes na redação do art. 11, a exemplo da citação de localização e vinculação da unidade consumidora nos incisos II e III do “*caput*”, parágrafos 3º e 6º. Eliminado o parágrafo 6º em função da fixação de medição da tensão no Ponto de Entrega.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 11. A partir de 2002, a concessionária deverá manter atualizadas em arquivo eletrônico, até o mês de setembro de cada ano, as seguintes informações relativas ao cadastro de todas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV:</p>	<p>Art. 11. A concessionária deverá manter atualizadas em arquivo eletrônico, até o mês de setembro de cada ano, as seguintes informações relativas ao cadastro de todas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV:</p>
<p>I- número ou código de referência da unidade consumidora; II- unidade federativa a qual pertence a unidade consumidora; III- código do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora; e IV- classe da unidade consumidora, conforme Resolução ANEEL nº 456, de 2000, ou outra que a substitua.</p>	<p>I- número ou código de referência da unidade consumidora; II- unidade federativa onde está localizada a unidade consumidora; III- código do conjunto ao qual está vinculada a unidade consumidora; e IV- classe da unidade consumidora, conforme Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, ou outra que a substitua.</p>
<p>§ 1º § 2º</p>	<p>§ 1º § 2º</p>
<p>§ 3º Fica a critério da concessionária definir, com base no quantitativo trimestral, o número de unidades consumidoras a serem medidas em um determinado mês.</p>	<p>§ 3º A concessionária definirá, com base no quantitativo trimestral, o número de unidades consumidoras a serem objeto de leitura da tensão de fornecimento em um determinado mês.</p>
<p>§ 4º § 5º</p>	<p>§ 4º § 5º</p>
<p>§ 6º As tensões de leitura serão obtidas utilizando equipamentos de medição de acordo com os requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15 desta Resolução.</p>	<p>§ 6º As leituras da tensão de fornecimento serão obtidas utilizando equipamentos de medição de acordo com os requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15 desta Resolução.</p>
<p>§ 7º O equipamento de medição de tensão poderá ser instalado no ponto de derivação da rede da concessionária com o ramal de ligação do consumidor.</p>	<p>Eliminado.</p>

40) Efetuados ajustes no art. 12, a exemplo da substituição do termo “período de observação” por “período de medição”, DRP por ITP e seus pares, “tensões de leitura” por “leituras da Tensão de Fornecimento”.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 12. A concessionária deverá manter registro em sistema informatizado, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:</p> <p>I- identificação da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido;</p> <p>II- período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);</p> <p>III- valores apurados de DRP e DRC;</p> <p>IV- valores máximo e mínimo das tensões de leitura;</p> <p>V- histograma de tensão e tabela de medição, com o intervalo de 0,8 a 1,20 inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e</p> <p>VI- coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras.</p> <p>§ 1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:</p> <p>I- providências para a regularização e data de conclusão; e</p> <p>II- período da nova medição.</p> <p>§ 2º Os dados deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.</p>	<p>Art. 12. A concessionária deverá manter registro em sistema informatizado, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:</p> <p>I- identificação da unidade consumidora ou do ponto de entrega;</p> <p>II- período de medição utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);</p> <p>III- valores apurados de ITP e ITCC;</p> <p>IV- valores máximo e mínimo das leituras da Tensão de Fornecimento;</p> <p>V- histograma de tensão e tabela de medição, com o intervalo de 0,8 a 1,20 inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e</p> <p>VI- coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras.</p> <p>§ 1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:</p> <p>I - providências para a regularização e data de conclusão; e</p> <p>II - período da nova medição.</p> <p>§ 2º Os dados deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.</p>

41) Efetuados apenas alguns ajustes redacionais no art. 13.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 13. A partir de 2003, a concessionária deverá enviar trimestralmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre, os valores dos indicadores individuais (DRP e DRC) obtidos das medições amostrais trimestrais.</p> <p>§ 1º Os indicadores devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis que contemplem desde a medição da tensão até a transformação dos respectivos dados em indicadores.</p> <p>§ 2º O indicador coletivo (ICC) será calculado pela ANEEL quando do envio dos indicadores individuais pela concessionária.</p> <p>§ 3º Os indicadores individuais (DRP e DRC) deverão ser identificados por unidade consumidora.</p>	<p>Art. 13. A concessionária deverá enviar trimestralmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre, os valores dos indicadores individuais ITP e ITC, obtidos das medições amostrais trimestrais.</p> <p>§ 1º Os indicadores devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis que registrem informações desde a medição da tensão até a transformação dos respectivos dados em indicadores.</p> <p>§ 2º Os indicadores coletivos ICTP e ICTC serão calculados pela ANEEL quando do envio dos indicadores individuais pela concessionária.</p> <p>§ 3º Os indicadores individuais ITP e ITC deverão ser identificados por unidade consumidora.</p>

42) Efetuados apenas alguns ajustes no art. 14, a exemplo da resolução e da exatidão do equipamento de medição.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 14. As medições de tensão oriundas de reclamação ou amostrais devem ser realizadas utilizando-se equipamentos com as características mínimas a seguir:</p> <p>I- taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo;</p> <p>II- conversor A/D (Analógico/Digital) do sinal de tensão de 12 bits; e</p> <p>III- precisão de até 1% (um por cento) da leitura.</p>	<p>Art. 14. As medições de tensão oriundas de reclamação ou amostrais devem ser efetuadas com uso de equipamentos com as características mínimas fixadas a seguir:</p> <p>I- taxa de amostragem: 16 amostras/ciclo;</p> <p>II- resolução: 12 bits; e</p> <p>III- exatidão de até 1% (um por cento) da leitura.</p>

43) Efetuados ajustes no “*caput*” do art. 15 relativos à especificação do intervalo de tempo de duração das janelas de medição, bem como inserido, no parágrafo único, a citação do expurgo do intervalo de 10 minutos nos casos de Variações de Tensão de Curta Duração – VTVD, de interrupções sustentadas vinculadas a Variações de Tensão de Longa Duração –

VTCD, de Transitórios, de Desequilíbrios e Assimetrias, de Tensão, de Distorções da Onda Senoidal e de Flutuações de Tensão.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 15. O equipamento de medição deverá permitir o cálculo dos valores eficazes de tensão utilizando intervalos de medição de 10 (dez) minutos, com janelas fixas e consecutivas de 12 a 15 ciclos, e apresentar as seguintes informações:</p> <p>I- valores calculados dos indicadores individuais; II- tabela de medição; e III- histograma de tensão.</p> <p>Parágrafo único. Quando houver registro de valores referentes à interrupção de energia elétrica, afundamentos e/ou elevações momentâneas de tensão, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deverá ser expurgado.</p>	<p>Art. 15. O equipamento de medição deverá permitir o cálculo dos valores eficazes de tensão utilizando intervalos de medição de 10 (dez) minutos, com janelas fixas e consecutivas de 12 (0,2 s) a 15 ciclos (0,25 s) e apresentar as seguintes informações:</p> <p>I- valores calculados dos indicadores individuais; II- tabela de medição; e III- histograma de tensão.</p> <p>Parágrafo único. O intervalo de medição de 10 (dez) minutos deverá ser expurgado quando houver registro de distúrbios caracterizáveis como Variações de Tensão de Curta Duração, interrupções sustentadas vinculadas à Variações de Tensão de Longa Duração, Transitórios, Desequilíbrios e Assimetrias de Tensão, Distorções Harmônicas e Flutuações de Tensão.</p>

44) Ajustados os arts. 16 e 17, mantidos os prazos de 90 (noventa) dias para os casos em que o indicador ITP superar o ITP_M e de 15 (quinze) dias para os casos em que o indicador ITC superar os ITC_M, prazos esses necessários para regular o restabelecimento do serviço adequado. Os textos dos respectivos parágrafos únicos de cada artigo foram incluídos no “caput” dos mesmos.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 16. Quando de medições de tensão por reclamação e/ou amostrais o valor do indicador DRP superar o valor de DRPM, este definido conforme art. 24 desta Resolução, a concessionária deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, observando, no máximo, os seguintes prazos:</p> <p>I- 180 (cento e oitenta) dias até 31 de</p>	<p>Art. 16. Constatado valor do ITP superior ao do ITP_M, a concessionária deverá efetuar a regularização da tensão no prazo máximo de 90 (noventa) dias a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor nos casos de reclamação ou do término da leitura nos casos de medições amostrais.</p>

<p>dezembro de 2004; II- 120 (cento e vinte) dias a partir de janeiro de 2005;e III- 90 (noventa) dias a partir de janeiro de 2006.</p> <p>Parágrafo único. Os prazos referidos no “caput” deste artigo terão seu início a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor, nos casos de medições oriundas de reclamação e, a partir do término da leitura, nos casos de medições amostrais.</p> <p>Art. 17. Quando de medições de tensão por reclamação e/ou amostrais for constatada a existência de DRC superior ao DRCM, este definido no parágrafo único do art. 24 desta Resolução , a concessionária deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, observando, no máximo, os seguintes prazos:</p> <p>I-45 (quarenta e cinco) dias até 31 de dezembro de 2004; II-30 (trinta) dias a partir de janeiro de 2005 até dezembro de 2006; e III-15 (quinze) dias a partir de janeiro de 2007.</p> <p>Parágrafo único. Os prazos referidos no “caput” deste artigo terão seu início a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor, nos casos de medições oriundas de reclamação e, a partir do término da leitura, nos casos de medições amostrais.</p>	<p>Art. 17. Constatado valor do ITC superior ao do ITCM, a concessionária deverá efetuar a regularização da tensão no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor nos casos de reclamação ou do término da leitura nos casos de medições amostrais.</p>
---	--

45) Mantido o texto do art. 18 e efetuados ajustes redacionais no a rt. 19.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 18. As áreas ou sistemas que apresentem situações com impossibilidade técnica de solução nos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução, desde que estejam relacionadas a atos regulatórios do Poder</p>	<p>Art. 18. As áreas ou sistemas que apresentem situações com impossibilidade técnica de solução nos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução, desde que estejam relacionadas a atos regulatórios do Poder Concedente ou da ANEEL, deverão ser</p>

<p>Concedente ou da ANEEL, deverão ser relatadas e justificadas formalmente à ANEEL, para aprovação, até outubro de cada ano, com indicação das providências e prazos necessários para a sua regularização.</p> <p>Art. 19. A regularização do nível de tensão deverá ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, e o resultado final comunicado, por escrito, ao consumidor que efetuou a reclamação, no prazo de 30 (trinta) dias após o término da nova medição.</p> <p>§ 1º A nova medição deverá ter seu início, no máximo, no dia seguinte ao vencimento dos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução.</p> <p>§ 2º Será considerada como data efetiva da regularização do nível de tensão aquela correspondente ao início da nova medição e com valores de DRP e DRC dentro dos critérios.</p>	<p>relatadas e justificadas formalmente a ANEEL, para aprovação, até outubro de cada ano, com indicação das providências e prazos necessários para a sua regularização.</p> <p>Art. 19. A regularização da Tensão de Fornecimento deverá ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de medição, e o resultado final comunicado, por escrito, ao consumidor que efetuou a reclamação, no prazo de 30 (trinta) dias após o término da nova medição.</p> <p>§ 1º A nova medição deverá ter seu início, no máximo, no dia seguinte ao vencimento dos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução.</p> <p>§ 2º Será considerada como data efetiva da regularização da Tensão de Fornecimento aquela correspondente ao início da nova medição e com valores de ITP e ITC iguais ou inferiores ao ITP_M ou ITPC_M.</p>
--	---

46) Efetuadas as seguintes alterações no art. 20, referente à Compensação por Tensão Inadequada – CTI, denominada pelo termo valor na redação atual:

a) esclarecida a aplicação da CTI somente quando resultar em valor positivo, isto é, quando cabe uma indenização ao consumidor;

b) eliminada a citação da constante k_1 , porquanto seu valor é 1;

c) a constante k_2 passa a ser notada como K_i , denominado Fator de Ajuste com i variando de 1 a 4 em função dos subgrupos das unidades consumidoras definidas no art. 2º, Incisos XXXIV e XXXV;

d) k_3 , valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição passa a ser empregado como Importe de Uso do Sistema Elétrico - IUSE em

função da definição e regulamentação desse custo, já efetuado por meio da Resolução ANEEL nº 166, de 10 de outubro de 2005.

e) eliminados os parágrafos com critérios referentes a agentes com instalações conectadas à rede básica ou suprimentos entre concessionárias.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 20. A partir de 1º de janeiro de 2005, expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução e detectada a não regularização dos níveis de tensão para os casos de medição por reclamação, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado e àqueles atendidos pelo mesmo ponto de entrega, de acordo com a fórmula a seguir:</p> $Valor = \left[\frac{DRP - DRP_M}{100} K_1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} K_i \right] \times K_3$ <p>onde: k1 = 1; k2 = 4, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão; k2 = 2, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão; k2 = 1, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão; DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição; DRPM = valor do DRPM expresso em %; DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição; DRCM = valor do DRCM expresso em %; e k3 = valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.</p>	<p>Art. 20. A partir de 1º de janeiro de 2008, expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução e detectada a não regularização da Tensão de Fornecimento para os casos de medição por reclamação ou amostral, a concessionária deverá creditar, uma indenização a título de Compensação por Tensão Inadequada – CTI, calculada de acordo com a fórmula a seguir:</p> $CTI = [ITP - ITP_M + (ITC - ITC_M) K_i] \times \frac{IUSE}{Fa}$ <p>onde:</p> <p>CTI : Compensação por Tensão Inadequada, aplicável quando positiva; ITP : valor do ITP expresso em % e apurado no último período de medição; ITC : valor do ITC expresso em % e apurado no último período de medição; ITP_M : Índice Máximo de Tensões Precárias; ITC_M : Índice Máximo de Tensões Críticas; K_i : Constante de Ajuste, variando da seguinte forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) igual a 4 para unidades consumidoras do Grupo B; b) igual a 3 para unidades consumidoras do subgrupo A4; c) igual a 2 para unidades consumidoras do subgrupo A3a; d) igual a 1 para unidades consumidoras do subgrupo A3 ou A2; e <p>IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração; e Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200,</p>

<p>§ 1º A compensação devida ao consumidor, conforme critério estabelecido no “caput” deste artigo, não isenta a concessionária de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.</p> <p>§ 2º Os critérios de compensação definidos no “caput” deste artigo se aplicam aos agentes com instalações conectadas à Rede Básica e aos suprimentos entre concessionárias, devendo obedecer aos Procedimentos de Rede.</p> <p>§ 3º Até a publicação dos valores da parcela correspondente ao uso do sistema de distribuição, discriminados das tarifas de fornecimento, o valor do coeficiente “k3” deverá ser calculado considerando o valor líquido da fatura de energia elétrica referente ao mês da apuração, no caso de consumidores cativos. (Incluído no § 2º da minuta)</p> <p>§ 4º Após a publicação dos valores da parcela correspondente ao uso do sistema de distribuição, discriminados das tarifas de fornecimento, o valor do coeficiente “k3” deverá ser calculado considerando os encargos de uso do sistema de distribuição referentes ao mês da apuração, tanto para consumidores cativos como para consumidores livres. (Incluído no § 2º da minuta)</p>	<p>e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.</p> <p>§ 1º A compensação devida ao consumidor, conforme critério estabelecido no “caput” deste artigo, não isenta a concessionária de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.</p> <p>Eliminado.</p> <p>§ 2º O Importe de Uso do Sistema de Distribuição – IUSE deverá ser utilizado tanto para os consumidores cativos quanto para os consumidores livres e será calculado por meio das seguintes fórmulas:</p> <p>I – unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Convencional:</p> $IUSE(AC) = DF \times TUS(D) + CA \times TUS(E)$ <p>II – unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Horosazonal, Modalidade Azul:</p> $IUSE(AA) = DFp \times TUS(Dp) + DFfp \times TUS(D)$ <p>III - unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Horosazonal, Modalidade Verde:</p> $IUSE(AV) = DF \times TUS(D) + CAp \times TUS(Ep)$ <p>onde: IUSE(AC) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A < Convencional; DF = Demanda Faturável;</p>
---	---

	<p>TUS(D) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda;</p> <p>CA = Consumo de energia elétrica ativa medida no período de faturamento;</p> <p>TUS(E) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia;</p> <p>IUSE(AA) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A, Horó-sazonal Azul;</p> <p>IUSE(AV) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A, Horó-sazonal Verde;</p> <p>DFp = Demanda faturável em cada posto horário “p” do período de ponta;</p> <p>TUS(Dp) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda no horário de ponta;</p> <p>DFfp = Demanda faturável em cada posto horário “p” do período de fora de ponta;</p> <p>TUS(Dfp) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda no horário de fora de ponta;</p> <p>CAp = Consumo de energia elétrica ativa medida no horário de ponta;</p> <p>TUS(Ep) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia no horário de ponta;</p> <p>CAfp = Consumo de energia elétrica ativa medida no horário de ponta; e</p> <p>TUS(Efp) = Tarifa de uso do sistema</p>
--	--

<p>§ 5º Para outros agentes com instalações conectadas à rede de distribuição, ou no caso de concessionária distribuidora que acesse o sistema de outra concessionária distribuidora, as penalidades associadas à não conformidade dos níveis de tensão deverão ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição, conforme estabelecido no inciso VI, art. 11 da Resolução no 281, de 1º de outubro de 1999, ou em suas eventuais atualizações.</p> <p>§ 6º O valor da compensação a consumidor cativo deverá ser creditado na fatura de energia elétrica do mês subsequente ao término dos prazos de regularização estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução.</p> <p>§ 7º Para os demais casos, o meio a ser utilizado para o crédito do valor deverá ser estabelecido entre as partes.</p> <p>§ 8º Quando as medições de tensão forem</p>	<p>elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia no horário de fora de ponta; e</p> <p>IV – unidades consumidoras do Grupo B:</p> $IUSE(B) = CA \times TUS(E)$ <p>onde: IUSE(B) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo B; CA = Consumo de energia elétrica ativa medida no período de faturamento; TUS(E) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia.</p> <p>Eliminado.</p> <p>§ 3º O valor da compensação deverá ser creditado na fatura de energia elétrica do mês subsequente ao término dos prazos de regularização estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução.</p> <p>Eliminado.</p> <p>§ 4º No caso de unidade consumidora do</p>
---	---

<p>obtidas de ligações trifásicas ou bifásicas considerar-se-á, para efeito de transgressão dos indicadores, a fase que apresentar, na ordem a seguir, os seguintes registros:</p> <p>I- DRC, ou maior valor de DRC; ou II- DRP, ou maior valor de DRP.</p> <p>§ 9º A compensação deverá ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRPM e/ou o indicador DRC for superior ao DRCM.</p> <p>§ 10. No caso de inadimplência do consumidor, desde que em comum acordo entre as partes, o valor da compensação poderá ser utilizado para deduzir débitos vencidos.</p> <p>§ 11. Para agentes com instalações conectadas à Rede Básica, o valor do coeficiente “k3”, definido no “caput” deste artigo, deverá ser calculado considerando os encargos de uso do sistema de transmissão referentes ao mês de apuração.</p>	<p>Grupo B com ligação trifásica ou bifásica prevalecerá, para efeito de transgressão dos indicadores, a fase cujos indicadores ITP e ITC resultarem no maior valor de Compensação por Tensão Inadequada.</p> <p>§ 5º A compensação deverá ser mantida nos faturamentos posteriores enquanto o indicador ITP for superior ao ITP_M e/ou o indicador ITC for superior ao ITC_M.</p> <p>§ 6º No caso de inadimplência do consumidor, desde que em comum acordo entre as partes, o valor da Compensação por Tensão Inadequada poderá ser utilizado para deduzir débitos vencidos.</p> <p>Eliminado.</p>
---	---

47) Efetuada nova redação do art. 21, sintetizada apenas no “*caput*” do artigo 22 da minuta de Resolução, mantendo-se a obrigatoriedade da concessionária informar na fatura de energia elétrica a Tensão Nominal e os respectivos limites adequados da Tensão de Fornecimento no Ponto de Entrega e substituído o limite de 1 kV por 2,3 kV, o qual é o delimitador das unidades consumidoras nos Grupos A e B, estabelecido no Decreto nº 62.724/1968 em vigor.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 21. A partir de 1º de janeiro de 2003 a concessionária deverá informar, na fatura de energia elétrica, os seguintes dados:</p> <p>I-valor da tensão nominal de operação no ponto de entrega e os respectivos limites adequados, expressos em volts (V), para</p>	<p>Art. 22. A concessionária deverá informar na fatura de energia elétrica, a Tensão Nominal no Ponto de Entrega e os respectivos limites adequados da Tensão de Fornecimento, expressos em volt (V) para unidades consumidoras do Grupo B e em quilovolts (kV) para unidades consumidoras do Grupo A.</p>

<p>unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV; e</p> <p>II- valor da tensão contratada e os respectivos limites adequados, expressos em volts (V) ou quilovolts (kV), para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV.</p>	
---	--

48) Eliminados os arts. 22, 23 e 24 por se tratar de disposições transitórias já vencidas em seus respectivos prazos.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 22. Os indicadores de níveis de tensão, de caráter coletivo, estabelecidos em contrato de concessão permanecem em vigor até dezembro de 2002.</p>	Eliminado.
<p>Art. 23. Até dezembro de 2004, as medições de tensão poderão ser realizadas por meio de equipamentos digitais com requisitos diferentes dos estabelecidos no art. 14 desta Resolução, ou, quando for o caso, obedecendo aos requisitos definidos em contrato de concessão, e as medições amostrais efetuadas considerando um período mínimo de observação de 72 (setenta e duas) horas, totalizando 432 leituras válidas.</p>	Eliminado.
<p>Art. 24. O valor do DRPM até o ano de 2003 fica estabelecido em 7% (sete por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 1% (um por cento) a cada ano, no período de 2004 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 3% (três por cento).</p>	Eliminado.
<p>Parágrafo único. O valor do DRCM para o ano de 2004 fica estabelecido em 1,1% (um inteiro e um décimo por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 0,2% (dois décimos por cento) a cada ano, no período de 2005 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 0,5% (cinco décimos por cento).</p>	Eliminado.

49) Fixada, no art. 21 da minuta de Resolução, a redução progressiva dos valores de ITP_M e ITC_M, cujos valores passarão a ser 0 (zero) a partir de 2010, eis que não há justificativas para continuar a manter, indefinidamente, as tolerâncias ITP_M e ITC_M, as quais caracterizam um serviço inadequado ao consumidor.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO															
Inexistente.	<p>Art. 21. Os valores atuais de ITP_M e ITC_M, 3% (três por cento) e 0,5% (cinco décimos por cento) respectivamente, serão progressivamente reduzidos de um valor absoluto de 1% (um por cento) e 0,2 % (dois décimos por cento) a cada ano, no período de 2007 a 2010, devendo portanto vigorar os valores descritos na tabela a seguir:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">ANO</th> <th style="text-align: center;">ITP_M (%)</th> <th style="text-align: center;">ITC_M (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>até 31 de dezembro de 2007</td> <td style="text-align: center;">3</td> <td style="text-align: center;">0,5</td> </tr> <tr> <td>até 31 de dezembro de 2008</td> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">0,3</td> </tr> <tr> <td>até 31 de dezembro de 2009</td> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">0,2</td> </tr> <tr> <td>A partir de 01 de janeiro de 2010</td> <td style="text-align: center;">0,0</td> <td style="text-align: center;">0,0</td> </tr> </tbody> </table>	ANO	ITP _M (%)	ITC _M (%)	até 31 de dezembro de 2007	3	0,5	até 31 de dezembro de 2008	2	0,3	até 31 de dezembro de 2009	1	0,2	A partir de 01 de janeiro de 2010	0,0	0,0
ANO	ITP _M (%)	ITC _M (%)														
até 31 de dezembro de 2007	3	0,5														
até 31 de dezembro de 2008	2	0,3														
até 31 de dezembro de 2009	1	0,2														
A partir de 01 de janeiro de 2010	0,0	0,0														

50) Substituído o texto do art. 25 pelo 58 da minuta de Resolução referente à revogação da regulamentação anterior.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 505/2001	MINUTA DE RESOLUÇÃO
Art. 25. Revogam-se as Portarias DNAEE no 047, de 17 de abril de 1978, no 4, de 10 de janeiro de 1989, no 091, de 8 de setembro de 1980, e demais disposições em contrário.	Art. 58 Revoga-se a Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001 e demais disposições em contrário

O conjunto de alterações sugeridas neste subitem evidencia a preocupação com uma regulamentação mais adequada à realidade atual, redação que busca a precisão, de forma determinada, resultando em melhor qualidade técnica e ainda sempre alinhada com a legislação específica do setor elétrico.

Neste trabalho, considerando o perfil e as características do setor elétrico, nele inseridos as concessionárias, a ANEEL e os consumidores, bem como a velocidade de evolução compatível com a capacidade de assunção de custos via reajustes de tarifas, optou-se pela

redução dos percentuais de tolerância das tensões precárias e críticas, prevendo serem zerados a partir de 01 de janeiro de 2010.

Esta decisão fundamenta-se na concepção de que não é admissível continuar a definir qualidade de energia elétrica no contexto do serviço adequado e manter tolerâncias para fornecimentos nas faixas de tensões precárias e críticas. Especificar percentuais de tolerâncias para as tensões precárias e críticas no cálculo da Compensação por Tensão Inadequada (CTI) significa estimular a ineficiência da concessionária, apenar o consumidor, além de reduzir a credibilidade e a confiabilidade da ANEEL em sua atividade de regulação.

Aditivamente, prejudica a imagem da ANEEL e não atende o princípio do “equilíbrio” definido e divulgado na missão da ANEEL: **Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.**

Observe-se que o consumidor, razão da existência da concessionária e do próprio setor elétrico não é nominado no texto supracitado, podendo, no máximo entender que esteja incluído no termo “sociedade”, apesar de que na sociedade também estejam presentes todos os demais representantes, como por exemplo, os agentes.

4.4 – CAPÍTULO II: VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo II da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

Considerando que as contribuições descritas no Capítulo II a até o Capítulo VI da minuta de Resolução referem-se a distúrbios não regulados na Resolução ANEEL nº 505/2001, torna-se desnecessário apresentar a coluna da esquerda dos quadros comparativos seguintes, além de possibilitar melhor aproveitamento do espaço horizontal da página.

51) Estabelecida no art. 23, a obrigatoriedade da concessionária publicar Norma de operação de seu sistema elétrico constando de procedimentos para manobra de equipamentos elétricos, de proteção e controle de faltas, plano de confiabilidade do sistema

elétrico, com estudo detalhado da taxa de falhas, bem como outros aspectos vinculados à melhoria do desempenho do sistema elétrico, necessários em função de adequação tecnológica. No parágrafo único desse artigo, o qual iniciou o Capítulo II referente às Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD, foi facultado à concessionária definir o limite de carga de grande porte, eis que, essa é uma característica do perfil de cargas de unidades consumidoras de cada área de concessão, de modo que uma carga instalada de 500 kW pode ser grande para uma concessionária e pequena para outra, especialmente se verificadas significativas diferenças nas demandas medidas.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 23. Com vistas a minimizar a possibilidade de ocorrência de distúrbios provocadores de Variações de Tensão de Cura Duração – VTCD, a concessionária deverá publicar, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta dias) contados a partir da data de vigência desta Resolução, a norma de operação do sistema elétrico de sua área de concessão, constando no mínimo, dos seguintes elementos:

I – procedimentos para manobra de equipamentos elétricos;

II – procedimentos de proteção e controle de faltas;

III – procedimentos para energização de cargas de grande porte;

IV - plano de confiabilidade do sistema elétrico, com estudo detalhado da taxa de falhas; e

V – outros aspectos vinculados à melhoria do desempenho do sistema elétrico, necessários em função de adequação tecnológica.

Parágrafo único. Fica facultado à concessionária definir o limite de carga de grande porte citado no inciso III, considerando as características de seu sistema elétrico e das cargas em operação.

52) Fixada no art. 24 a obrigatoriedade da concessionária adotar manobras de circuitos de seu sistema elétrico, bem como energização de grandes cargas de forma a evitar a ocorrência de Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD, bem como destacado no parágrafo único o direito de receber o ressarcimento de danos causados aos equipamentos elétricos em função de distúrbios classificados como Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD nos termos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 61, de 29 de abril de 2004, ou outra que a substituir.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art 24. A concessionária deverá implementar alternativas de manobras de circuitos de seu sistema elétrico de distribuição, bem como energização de grandes blocos de cargas, de forma a evitar a ocorrência de distúrbios caracterizáveis como Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD ao longo do sistema elétrico de distribuição e/ou às unidades consumidoras integrantes e sujeitas a serem afetadas por essas operações.

Parágrafo único. O consumidor tem o direito de receber o ressarcimento de danos causados aos equipamentos elétricos causados em função de distúrbios classificados como Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD nos termos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 61, de 29 de abril de 2004, ou outra que a substituir.

53) Estabelecida no art. 25 a obrigatoriedade da concessionária manter sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras de VTCD's, identificação da respectiva ocorrência, registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o momento da ocorrência com detalhamento de hora, minuto e segundo. Essa regulação permitirá identificar a existência ou não do nexo de causalidade e por conseqüência, a responsabilidade pelo ressarcimento de danos nos termos da Resolução ANEEL nº 61/2004. O prazo estabelecido para instalação desses equipamentos está indicado no art. 54, § 3º: “até 31 de dezembro de 2009”.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art 25. A concessionária deverá manter sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras desses distúrbios, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o momento da ocorrência com detalhamento de hora, minuto e segundo.

Neste Capítulo, os novos critérios e procedimentos propostos caracterizam-se pela necessidade de exigir da concessionária a elaboração de normas aplicáveis à matéria em foco.

Com o advento do processo de privatização iniciado na década de 90, verificou-se que a maioria das concessionárias perdeu “conhecimento adquirido” por 3 (três) razões: i) a saída de técnicos com maior experiência; ii) a falta de reposição em tempo hábil dessa mão de

obra; iii) a eliminação das áreas de normalização das concessionárias, notadamente nas privatizadas, existindo porém o mesmo processo em estatais remanescentes.

Exemplo resultante desse processo foi o evento ocorrido em março de 2000, em que, um defeito em uma subestação da cidade de Bauru ensejou a necessidade de remanejamento de carga para outras subestações, resultando em sobrecarga e, por conseqüência, o blecaute no sistema elétrico do país. Quando das manobras para restabelecimento operacional do sistema elétrico, uma das causas detectadas foi exatamente a perda de conhecimento dos procedimentos de operação em função das razões elencadas no parágrafo anterior.

Em face do exposto, impõe-se a necessidade de utilização de um sistema de monitoramento com capacidade de detecção de sobretensões oriundas das manobras de circuitos ou demais causas provocadoras desses distúrbios.

4.5 – CAPÍTULO III: TRANSITÓRIOS DE TENSÃO

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo III da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

54) Fixada no art. 26 a obrigatoriedade da concessionária instalar e manter supressores de tensão para escoamento de descargas atmosféricas, inclusive no barramento de tensão secundária de distribuição, estendendo, portanto, esta proteção às unidades consumidoras do Grupo B.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
Art. 26. A concessionária deverá dimensionar, instalar e manter em perfeitas condições de operação os equipamentos supressores de tensão contra transitórios oriundos de descargas atmosféricas, inclusive no barramento do Ponto de Entrega da unidade consumidora do Grupo B.

55) Estabelecida no art. 27 a obrigatoriedade da concessionária implementar alternativas de manobras de circuitos, bem como a energização de grandes blocos de cargas e/ou bancos de capacitores, visando evitar a ocorrência de transitórios passíveis de causar danos em equipamentos elétricos da unidade consumidora. No parágrafo único do mesmo artigo é

reafirmado o direito de ressarcimento ao consumidor pelos danos decorrentes desses distúrbios.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art 27. A concessionária deverá implementar alternativas de manobras de circuitos de seu sistema elétrico de distribuição, bem como energização de grandes blocos de cargas e/ou de bancos de capacitores, de forma a evitar a ocorrência de distúrbios transitórios ao longo do sistema elétrico de distribuição e/ou às unidades consumidoras integrantes e sujeitas a serem afetadas por essas operações.

Parágrafo único. O consumidor tem o direito de receber o ressarcimento de danos causados aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, causados em função de distúrbios classificados como Transitórios de Tensão nos termos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 61, de 29 de abril de 2004, ou outra que a substituir.

56) Estabelecida no art. 28 a necessidade da concessionária manter sistema de monitoramento ininterrupto de causas provocadoras de transitórios de tensão, com detalhamento do momento da ocorrência. No parágrafo único são especificadas as grandezas a serem identificadas, bem como o prazo de arquivamento dos registros.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art 28. A concessionária deverá manter sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras desses distúrbios, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o momento da ocorrência com detalhamento de hora minuto e segundo.

Parágrafo único. O sistema de monitoramento referido neste artigo deverá ter capacidade de registrar as seguintes grandezas e informações:

- a) valor máximo da sobretensão resultante do distúrbio;**
- b) tempo da ocorrência, desde o início até o retorno à sua condição de estabilidade da Tensão de Fornecimento ao seu valor eficaz;**
- c) data, hora, minuto e segundo do início da ocorrência do distúrbio; e**
- d) o registro dessas informações deverá ser mantido pela concessionária por período mínimo de 120 (cento e vinte) dias a contar da data da ocorrência do distúrbio.**

As causas desses distúrbios são: descargas atmosféricas, manobras de circuitos da rede de distribuição, manobras de grandes cargas e de banco de capacitores. Portanto, são todas de

responsabilidade da concessionária, que deve adotar soluções mitigadoras ou eliminadoras da possibilidade de provocarem danos em equipamentos elétricos dos consumidores.

Desta forma, a análise e definição de alternativas de soluções devem ser direcionadas no sentido de instalar e manter em operação equipamentos supressores de tensão, ou sejam, os “para-raios” para rede aérea de distribuição. As concessionárias instalam esses supressores em suas redes de distribuição primárias, porém deve ocorrer a exigência de estender a instalação dos supressores também para as redes secundárias, ou seja, para proteção até o Ponto de Entrega de unidades consumidoras do Grupo B.

Na base desses supressores há um dispositivo que, quando “arriado” indica que o mesmo está desativado, sem condições de operação. Entretanto, esse estado de desativação depende de constatação local, isto é, de observação mediante inspeção visual da rede. Assim e aliada à inviabilidade de alocação de recursos humanos e materiais para a substituição do supressor em tempo hábil, ocorrem situações em que a rede encontra-se sem proteção do supressor e esse fato é desconhecido da concessionária.

Destarte, considerando a responsabilidade da concessionária pela manutenção das condições operativas dos supressores impõe-se que a mesma disponha de informação automática e permanente por meio de sensores remotos sobre o estado de operação do equipamento. Esta alternativa não foi inserida no texto da proposta de regulamentação, porquanto o entendimento é que a sua implementação deva ocorrer por meio de projeto específico de Pesquisa e Desenvolvimento – P/D, com utilização dos recursos da (s) própria (s) concessionária (s), nos termos da Lei nº 9.991/2000.

De forma similar ao registrado no subitem 4.4, impõe-se a necessidade da concessionária adotar alternativas de manobras que evitem a ocorrência de transitórios oscilatórios (art. 27), bem como a necessidade de manter sistema de monitoramento ininterrupto desses eventos (art. 28).

4.6 – CAPÍTULO IV: DESEQUILÍBRIOS E ASSIMETRIAS DE TENSÃO

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo IV da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

57) O art. 29 inicia o Capítulo IV sobre Desequilíbrio e Assimetria de Tensão, estabelecendo 2 (duas) fórmulas para o cálculo do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FDT. Não foi considerada necessária a extensão de maiores aspectos regulatórios em função da verificação de aceitação dos referidos conceitos, tanto no ambiente acadêmico, quanto no regulatório do Setor Elétrico.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 29. O Fator de Desequilíbrio de Tensão poderá ser calculado pela concessionária por meio das seguintes fórmulas:</p> <p>a) relação percentual entre os valores eficazes das tensões de fase de seqüência negativa (V-) e positiva (V+):</p> $FDT = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad [\%] \text{ ou}$ <p>b) relação percentual entre os valores eficazes das tensões trifásicas de linha, Vab, Vbc, Vca:</p> $FDT = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 \quad [\%]$ <p>sendo:</p> $\beta = \frac{Vab^4 + Vbc^4 + Vca^4}{(Vab^2 + Vbc^2 + Vca^2)^2}$

58) O art. 30 fixa os limites percentuais a serem observados pela concessionária e pelo consumidor, ou seja, 2% e 1,5 %, respectivamente. São também, indicadores reconhecidos e já aceitos. No parágrafo único está fixada a obrigatoriedade de monitoramento ininterrupto do Fator de Desequilíbrio de Tensão.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 30. Os valores máximos admissíveis para o Fator de Desequilíbrio de Tensão – FDT são os seguintes:</p> <p>I – para a concessionária: 2 % (dois por cento) em qualquer Ponto de Entrega de unidades consumidoras dos Grupos A ou B, ligadas no sistema elétrico</p>

da concessionária; e

II – para o consumidor responsável em cada unidade consumidora: 1,5 % (um inteiro e cinco décimos por cento).

Parágrafo único. Os limites referidos neste artigo deverão ser ininterruptamente monitorados pela concessionária, observadas as condições de operação conjunta de todas as unidades consumidoras regularmente cadastradas.

59) O art. 31 estabelece os critérios e requisitos mínimos do sistema de medição do FDT, também já conhecidos e consolidados no setor.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 31. A concessionária deverá utilizar sistemas de medição baseados em sistemas microprocessados para medição das tensões trifásicas.

§ 1º Os sistemas de medição devem atender, no mínimo, os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.

§ 2º As medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase, com vistas a evitar efeitos das componentes de seqüência zero.

60) O art. 32 estabelece a obrigatoriedade de o consumidor informar à concessionária, quando do pedido de fornecimento ou aumento de carga, o interesse em utilizar equipamento elétrico passível de provocar desequilíbrio superior ao limite de 1,5 %. Por oportuno, cumpre destacar que o consumidor deverá, posteriormente à publicação da resolução, passar a conhecer a forma de operação dos seus equipamentos elétricos e a possibilidade de assunção de responsabilidade por distorções aplicáveis ao sistema elétrico da concessionária ou danos a cargas elétricas de terceiros, não sendo possível aceitar a alegação de desconhecimento (conforme art. 56).

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 32. O consumidor deverá informar à concessionária, quando do pedido de fornecimento ou de aumento de carga, o interesse em utilizar equipamento elétrico que provoque desequilíbrio de tensão superior ao limite de 1,5 % fixado no § 2º do art. 30.

61) O art. 33 apresenta uma primeira proposta de Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT, baseada no indicador FDT monitorado por posto horário e no valor máximo do FDT e com a manutenção do Fator de Ajuste Ki.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 33. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectado desequilíbrio de tensão com valor superior aos respectivos limites fixados no art. 30, a concessionária deverá cobrar, ou creditar ao consumidor, uma indenização a título de Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CDT(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{FDT_t}{FDT_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CDT(p) : Compensação por Desequilíbrio de Tensão, por posto horário “p”, aplicável quando positiva;

FDT_t : Fator de Desequilíbrio de Tensão da unidade consumidora, expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

FDT_M : Índice Máximo do Fator de Desequilíbrio de Tensão, conforme fixado no art. 30;

t = intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = posto horário, ponta ou fora de ponta, para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal ou período de faturamento para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional;

n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento;

IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração: e

Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200, e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

Parágrafo único. Nos casos em o desequilíbrio de tensão for de sua responsabilidade, a concessionária deverá creditar a indenização calculada nos termos do “caput” deste artigo, na primeira fatura posterior a constatação do distúrbio.

62) O art. 34 estabelece a obrigação da concessionária oferecer um período de ajustes para o faturamento da compensação por Desequilíbrio de Tensão (CDT), nos mesmos moldes do que é fixado no art. 69 da Resolução ANEEL nº 456/2000 relativamente ao Fator de Potência. Trata-se de regulação que visa alertar o consumidor da distorção, oferecendo prazo para regularização, bem como estabelecendo critérios e procedimentos de aplicação da regra.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 34. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora ao limite percentual estabelecido pelo indicador FDT, quando ocorrer solicitação de :

I – pedido de fornecimento;

II – alteração da forma de utilização de grandes cargas da unidade consumidora que possam provocar transgressão do Fator de Desequilíbrios de Tensão;

III – aumento de carga; e

III – aumento da demanda contratada.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor, caso não haja prejuízo a outras unidades consumidoras.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos relativos à Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT que seriam efetivados e correspondentes à transgressão do indicador FDT.

Os critérios definidos nos arts. 29 a 32 estão fixados em função de sua aceitação tanto no meio acadêmico como no ambiente do setor elétrico, este último configurado pelas concessionárias e pela ANEEL, de forma que dispensam maiores justificativas e discussões sobre sua aplicabilidade regulatória.

Portanto, convém discorrer sobre a forma de composição da Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT especificada no art. 33. A proposta baseia-se na comparação do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FDT_t medido por posto horário, com o Fator de Desequilíbrio de Tensão Máximo - FDT_M, este com os valores fixados no art. 30. Trata-se de aproveitar a mesma concepção metodológica de aplicação comprovada e reconhecida no faturamento de energia e demanda reativas estabelecida por meio da Resolução ANEEL nº 456/2000, arts 64 a 67, e 69.

Portanto, o valor FDT_t, calculado em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, é comparado com o valor de referência, o FDT_M, por meio da fórmula:

$$CDT(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{FDT_t}{FDT_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

O valor do Importe de Uso do Sistema Elétrico – IUSE é calculado por meio da fórmula descrita no § 2º do art. 20 e o Fator de Ajuste - Fa opera como um “dosificador” da Compensação, que poderá ser ajustado pela ANEEL, de modo que sinalize um valor adequado de CDT, isto é, nem irrisório e nem dispendioso, estimulando a necessidade de imediata correção do distúrbio, a quem for o responsável pelo mesmo.

A somatória dos valores positivos obtidos em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora compõem o valor final em Reais (R\$) da Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT.

A análise e a discussão dos resultados das simulações da CDT(p) com auxílio do Matlab estão inseridas no subitem 4.11.

4.7 – CAPÍTULO V: DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo V da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

63) O art. 35 fixa as fórmulas de cálculo da Distorção Harmônica Individual de ordem h – DH_h e da Distorção Harmônica Total – DHT, são também indicadores reconhecidos e aceitos no meio acadêmico e no setor elétrico.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 35. A Distorção Harmônica Individual de ordem h – DH_h e a Distorção Harmônica Total – DHT deverão ser calculadas pela concessionária por meio das seguintes fórmulas:</p> $DH_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100$ $DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100$

64) O art. 36 estabelece a necessidade de consumidor e concessionária observar os limites máximos de DHT, também valores referenciais reconhecidos um pouco maiores que os fixados em normas. A título de exemplo, cita-se o caso do limite para unidades consumidoras do Grupo B, ou seja, de 10%, enquanto o mesmo limite é de 5% e 8% respectivamente, nas normas IEEE e IEC.

MINUTA DE RESOLUÇÃO	
Art. 36. A concessionária e o consumidor deverão observar, no âmbito de suas competências e responsabilidades pela operação adequada de sistemas elétricos de distribuição e de cargas elétricas, os limites máximos de Distorção Harmônica Total – DHT fixados no quadro a seguir:	
Tensão Nominal - TN	DHT (%)
TN < 2,3 kV	10
2,3 kV ≤ TN ≤ 13,8 kV	8
13,8 kV < TN ≤ 69 kV	6
69 kV < TN ≤ 138 kV	3

65) O art. 37, na seqüência e na mesma linha de concepção do art. 36, estabelece os valores referenciais máximos de DHIh, também reconhecidos e aceitos.

MINUTA DE RESOLUÇÃO					
Art. 37. A concessionária e o consumidor deverão observar, no âmbito de suas competências e responsabilidades pela operação adequada dos sistemas elétricos de distribuição e de cargas elétricas, os limites máximos de Distorção Harmônica Individual de ordem h - DHIh fixados no quadro a seguir:					
Ordem Harmônica	DHIh (%)				
	TN < 2,3kV	13,8kV < TN ≤ 69kV	13,8kV < TN ≤ 69kV	69kV < TN ≤ 230kV	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
3	6,5	5	4	2	

Ímpares múltiplas de 3	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

66) Nos arts. 38 a 42 estão propostos critérios de extensão do espectro harmônico (até a 25ª harmônica), de ensaios de TC e TP, de capacidade de medição das tensões eficazes e de cálculo da Distorção Harmônica Individual de ordem h e da Distorção Harmônica Total, de uso de sistemas de tecnologias microprocessados e de ligação no caso de medição das distorções harmônicas em sistemas trifásicos. Da mesma forma, são aspectos já reconhecidos e aceitos.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
Art. 38. Para o cálculo da Distorção Harmônica Total – DHT, a concessionária deverá considerar espectro harmônico com faixa de frequências desde a componente fundamental até a 25ª harmônica no mínimo.
Art. 39. A concessionária deverá submeter os transformadores de potencial e de corrente a ensaios de resposta em frequência, quando houver dúvida relativa à possibilidade de introdução de erros oriundos desses equipamentos, com valores superiores às condições normais.
Art. 40. A concessionária deverá utilizar equipamentos com capacidade de medição dos valores eficazes das tensões, de modo a viabilizar o cálculo da Distorção Harmônica Total e de cada Distorção Individual até a 25ª (vigésima quinta) harmônica.
Art. 41. Para a monitoração da tensão de fornecimento, a concessionária deverá utilizar sistemas de medição baseados em tecnologia com microprocessadores, com capacidade de armazenamento compatível com os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.
Art. 42. No caso de medição das distorções harmônicas em fornecimento trifásico, a concessionária deverá observar a ligação para tensões fase-neutro para sistema estrela aterrado e fase-fase para as demais configurações.

67) O art. 43 faculta à concessionária exigir do consumidor, em qualquer fase do atendimento, a adoção de diversas providências: apresentação de projeto de instalações elétricas com equipamento corretivo da distorção harmônica, a instalação do equipamento corretivo ou o pagamento de obras necessárias no sistema elétrico na mesma ou em tensões superiores. Na seqüência, o parágrafo primeiro fixa a necessidade de elaboração de projeto por Engenheiro Eletricista, com apresentação da Anotação de Responsabilidade Técnica – ART. No parágrafo segundo encontra-se a citação de que a aprovação ou a autorização, não significa assunção de co-responsabilidade técnica por parte da concessionária. Finalmente, no parágrafo terceiro, estão estabelecidos os prazos máximos, a serem observados pela concessionária e pelo consumidor, para o cumprimento de suas providências direcionadas à correção das distorções harmônicas.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 43. Prevista ou detectada Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHh, com valores superiores aos limites fixados, a concessionária poderá exigir do consumidor, na fase de consulta prévia, de análise do projeto de instalações elétricas, ou ainda posteriormente à ligação, quando da operação dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, a adoção das seguintes providências:

I – apresentação, se necessário, de projeto de instalações elétricas com emprego de equipamento corretivo, para fins de análise, aprovação e autorização de execução;

II – instalação de equipamento corretivo, nos casos em que, a critério da concessionária, o projeto citado no inciso anterior for dispensável; e/ou

III - pagamento de obras necessárias no sistema elétrico da concessionária, na Tensão de Fornecimento ou em tensões superiores, para correção dos efeitos dos distúrbios provocadores da distorção prevista ou detectada

§ 1º O projeto de equipamento direcionado à correção do distúrbio deverá ser elaborado por Engenheiro Eletricista, com habilitação prevista na legislação e apresentado juntamente com a Anotação de Responsabilidade Técnica - ART registrada no órgão regional competente.

§ 2º A aprovação e autorização referidas no inciso I não configurarão assunção de co-responsabilidade técnica da concessionária.

§ 3º Os prazos máximos a serem observados pela concessionária e pelo consumidor para o cumprimento de suas respectivas providências para a correção dos distúrbios harmônicos serão os seguintes:

I – instalação de equipamento corretivo pelo consumidor: 90 (noventa) dias após a aprovação do projeto de correção;

II – apresentação de projeto de correção pelo consumidor: 90 (noventa) dias após a comunicação específica e por escrito da concessionária;

III – elaboração de projeto de obras necessárias no sistema elétrico da concessionária: 30 (trinta) dias no caso de unidades consumidoras do Grupo B e 45 (quarenta e cinco) dias para unidades consumidoras do Grupo A;

IV – início das obras referidas no inciso III pela concessionária: 30 (trinta) dias após o pagamento pelo consumidor;

IV – término das obras referidas no inciso III pela concessionária: 150 (cento e cinquenta) dias após o início das obras.

68) O art. 44 estabelece uma proposta de cálculo da indenização a título de Compensação por Distorção Harmônica - CDH, baseada no indicador DHT e no indicador DHlh, monitorados por posto horário e comparados aos seus valores máximos, sendo o DHlh operando de forma similar ao indicador crítico de variações de tensão (ITC) e com a manutenção do Fator de Ajuste Ki.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 44. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectada Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHlh, com valores superiores aos limites fixados nos arts. 36 e 37, a concessionária deverá cobrar uma indenização a título de Compensação por Distorção Harmônica – CDH, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CDH(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{DHT_t}{DHT_M} - 1 \right) + \sum_{t=1}^n \left(\frac{DHlh_t}{DHlh_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CDH(p) : Compensação por Distorção Harmônica, por posto horário “p”, aplicável quando positiva;

DHT_t : valor da Distorção Harmônica Total expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

DHT_M : Índice Máximo da Distorção Harmônica Total conforme fixado no art. 36;

DHlh_t : valor da Distorção Harmônica Individual de ordem h expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento;

DHlh_M : índice Máximo da Distorção Harmônica Individual de ordem h conforme fixado no art. 37;

t = intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = posto horário, ponta ou fora de ponta, para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal ou período de faturamento para unidades

consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional;
n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento;
IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração: e
Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200, e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

69) O art. 45 apresenta a obrigação da concessionária oferecer um período de ajustes para o faturamento da Compensação por Distorção Harmônica - CDH, nos mesmos moldes do que é fixado no art. 69 da Resolução ANEEL nº 456/2000 relativamente ao Fator de Potência. Trata-se de regulação que visa alertar o consumidor da distorção, oferecendo prazo para regularização, bem como estabelecendo critérios e procedimentos de aplicação da regra.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 45. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora aos limites percentuais estabelecidos pelos indicadores DHT e DHih, quando ocorrer solicitação de :

I – pedido de fornecimento;

II – alteração da forma de utilização de grandes cargas da unidade consumidora que possam provocar transgressão dos indicadores DHT e DHih;

II - aumento de carga; e

III – aumento da demanda contratada.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor, caso não haja prejuízo a outras unidades consumidoras.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos relativos à Compensação por Distorção Harmônica - CDH que seriam efetivados e correspondentes à transgressão do indicador DHT e/ou DHih.

De modo similar ao teor relatado para a proposta de regulação dos distúrbios referentes à Desequilíbrio de Tensão, os critérios definidos nos arts. 35 a 42 relativos a distorções harmônicas estão fixados em função de sua aceitação tanto no meio acadêmico como no ambiente do setor elétrico, este último configurado pelas concessionárias e pela ANEEL,

de forma que também dispensam maiores justificativas e discussões sobre sua aplicabilidade regulatória.

Considerando o aumento dos distúrbios sobre o sistema elétrico decorrentes de distorções harmônicas em face da utilização cada vez maior e cargas não lineares, os procedimentos definidos no art. 43 ensejam critérios que visam **assegurar à concessionária as condições de controle sobre as cargas**, na medida em que poderá exigir do consumidor a aprovação de projeto específico para a correção dos distúrbios, instalação do equipamento corretivo ou o pagamento pela execução de obras necessárias, projeto devidamente assinado por Engenheiro Eletricista, sem assunção de co-responsabilidade técnica e ainda, a fixação de prazos para esses procedimentos.

Mantendo a mesma linha metodológica da proposta descrita para a Compensação por Desequilíbrio de Tensão, no art. 45 é apresentada a fórmula de Compensação por Distorção Harmônica – CDH, descrita a seguir:

$$CDH(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{DHT_t}{DHT_M} - 1 \right) + \sum_{t=1}^n \left(\frac{DHIh_t}{DHIh_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

Neste caso existem 2 (duas) variáveis, a Distorção Harmônica Total - DHT e a Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHIh, as quais são comparadas com os respectivos valores de DHT e DHIh estabelecidos nos arts. 36 e 37. A somatória dos valores positivos obtidos em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora compõem o valor final em Reais (R\$) da Compensação por Distorção Harmônica - CDH.

A análise e a discussão dos resultados das simulações da CDH(p) com auxílio do Matlab estão inseridas no subitem 4.11.

4.8 – CAPÍTULO VI: FLUTUAÇÕES DE TENSÃO

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo VI da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

70) Os arts. 46, 47 e 48 iniciam o Capítulo VI, relativo aos distúrbios de Flutuações de Tensão, apresentando as fórmulas de cálculo do Índice de Severidade de Curta Duração – Pst e do Índice de Severidade de Longa Duração – Plt e citando no art. 48 que a apuração do Pst e Plt deverá estar em conformidade com o procedimento estabelecido em Norma IEC (*International Electrotechnical Commission*). A proposta foi efetuada pela ANEEL em estudo específico sendo, portanto, de conhecimento público.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 46. O Índice de Severidade de Curta Duração – Pst deverá ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$Pst = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

onde:

Pi (i=0,1; 1; 3; 10; 50) corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante i % do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar.

Art. 47. O Índice de Severidade de Longa Duração – Plt deverá ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (Psti)^3}$$

Art. 48. A concessionária deverá utilizar os procedimentos estabelecidos em Norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) para obtenção dos indicadores de severidade de cintilação (Pst e Plt), os quais serão derivados da medição e processamento das tensões dos barramentos.

71) O art. 49 especifica a fórmula de cálculo do Fator de Transferência – FT, uma relação entre os índices Plt semanais do barramento do sistema elétrico de distribuição em tensão igual ou superior a 2,3 kV e do barramento em tensão inferior a 2,3 kV.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 49. O valor do Fator de Transferência – FT deve ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$FT = \frac{PltS95\%BS}{PltS95\%BR}$$

onde:

PltS95%BS = Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95% do barramento do sistema elétrico de distribuição (BS) em tensão igual ou superior a 2,3 kV; e

PltS95%BR = Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95% do barramento em tensão inferior a 2,3 kV (BR) eletricamente mais próximo de BS.

72) O art. 50 estabelece os requisitos dos instrumentos de medição e as referências à barra de tensão secundária de distribuição.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 50. Os instrumentos de medição devem atender aos protocolos de medição as normas técnicas vigentes.

Parágrafo único. O processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para a tensão correspondente do barramento em tensão secundária de distribuição inferior a 2,3 kV.

73) O art. 51 fixa as faixas adequadas dos indicadores PstD95% e PltS95% de Flutuações de Tensão, a serem cumpridas por concessionárias e consumidores, assim como a faixa precária e a crítica dos mesmos indicadores. No parágrafo único são estabelecidos os Fatores de Transferência típicos para os casos em que os mesmo não forem conhecidos por meio de medição. Esses critérios são, da mesma forma como já citada na presente proposta regulatória para outros distúrbios, aspectos já reconhecidos e aceitos, sendo portanto, desnecessárias maiores discussões sobre a matéria.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 51. As faixas adequadas dos indicadores PstD95% e PltS95% de Flutuações de Tensão a serem cumpridas pelas concessionárias e consumidores, bem como as faixas precárias e críticas, são as seguintes:

Classificação	PstD95%	PltS95%
Adequada	< 1pu / FT	< 0,8 pu / FT
Precária	1 pu a 2 pu / FT	0,8 a 1,6 pu / FT
Crítica	> 2 pu / FT	> 1,6 pu / FT

Parágrafo único. Nos casos em que os valores do Fator de Transferência – FT entre os barramentos BS e BR não forem conhecidos por meio de medição, deverão ser observados os valores típicos do quadro seguinte, para avaliação das Flutuações de Tensão:

Tensão Nominal (Quilovolts)	FT
------------------------------------	-----------

$69 \leq TN \leq 230$	0,8
$TN < 69$	1.0

74) O art. 52 estabelece uma proposta de cálculo da indenização a título de Compensação por Flutuação de Tensão – CFT, com fundamento nos indicadores PstD95% e PltS95%, com verificação de ocorrências nas faixas precária e/ou crítica.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 52. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectada Flutuação de Tensão, com valores superiores aos limites fixados, a concessionária deverá cobrar uma indenização a título de Compensação por Flutuação de Tensão - CFT, calculada de acordo com a fórmula a seguir:</p> $CFT(p) = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{PstD95\%P_i}{PstD95\%P_{min}} - 1 \right) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{PltS95\%P_j}{PltS95\%P_{min}} - 1 \right) + \sum_{m=1}^n \left(\frac{PstD95\%C_m}{PstD95\%C_{min}} - 1 \right) KDC + \sum_{q=1}^n \left(\frac{PltS95\%C_p}{PltS95\%C_{min}} - 1 \right) KSC \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$ <p>onde:</p> <p>CFT(p) : Compensação por Flutuação de Tensão, calculada no período de 7 (sete) dias consecutivos, e aplicável quando positiva;</p> <p>p = período de 7 dias consecutivos, utilizado para verificação da Flutuação de Tensão;</p> <p>i : ocorrência do Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;</p> <p>PstD95%Pi : Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;</p> <p>PstD95%Pmin : Índice Diário de Severidade de Curta Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;</p> <p>j : ocorrência do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária da Tabela do Art. 51;</p> <p>PltS95%Pj : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária da Tabela do Art. 51;</p> <p>PltS95%Pmin : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;</p> <p>m : ocorrência do Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;</p> <p>PstD95%Cm : Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;</p> <p>PstD95%Cmin : Índice Diário de Severidade de Curta Duração Crítico mínimo, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;</p> <p>q : ocorrência do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51;</p> <p>PltS95%Cp : Índice semanal de Severidade de longa Duração, situado na faixa Crítica da Tabela do art. 51;</p> <p>PltS95%Cmin : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Crítico mínimo,</p>

situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51;
KDC e KSC : Constante Diária Crítica e Constante Semanal Crítica, respectivamente, variável de 1 a 40, de acordo com a seguinte forma:
a) igual a 1 para unidades consumidoras do Grupo B;
b) igual a 10 para unidades consumidoras do subgrupo A4;
c) igual a 20 para unidades consumidoras do subgrupo A3a;
d) igual a 40 para unidades consumidoras do subgrupo A3 ou A2;
IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração: e
Fa = Fator de ajuste, variável de 1 a 10, e cujo valor, fixado em 10 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

75) O art. 53, que fecha o Capítulo VI, fixa o prazo máximo de 120 (cento e vinte) dias para o consumidor providenciar a correção da Flutuação de Tensão.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 53. O prazo máximo para o consumidor providenciar a correção da Flutuação de Tensão será de 120 (cento e vinte) dias, contados a partir da data da comunicação específica e por escrito ao consumidor da constatação da transgressão dos indicadores PstD95% e PltS95%.

Na seqüência analítica do trabalho de regulação, verifica-se que os arts. 46 a 51 estabelecem, de forma ordenada e no contexto da norma, os Indicadores de Flutuações de Tensão critérios: Índice de Severidade de Curta Duração – Pst, o Índice de Severidade de Longa Duração – Plt e o Fator de Transferência - FT, os quais serão necessários para a determinação da Compensação por Flutuação de Tensão – CFT.

No caso da Compensação por Flutuação de Tensão verificou-se a necessidade de empregar 2 (duas) constantes adicionais para “dosificar” adequadamente a penalidade nos casos de incidência nas faixas críticas de PsT e de Plt: a Constante Diária Crítica – KDC e a Constante Semanal Crítica – KSC, bem como reduzir a faixa de variação do Fator de Ajuste – Fa, de 100 para 10.

Mantendo a mesma linha metodológica da proposta descrita para a Compensação por Desequilíbrio de Tensão e para a Compensação por Distorção Harmônica - CDH, no art. 45 é apresentada a fórmula de Compensação por Flutuação de Tensão – CFT, descrita a seguir:

$$CFT(p) = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{PstD\ 95\%P_i}{PstD\ 95\%P\ min} - 1 \right) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{PltS\ 95\%P_j}{PltS\ 95\%P\ min} - 1 \right) + \sum_{m=1}^n \left(\frac{PstD\ 95\%C_m}{PstD\ 95\%C\ min} - 1 \right) KDC + \sum_{q=1}^n \left(\frac{PltS\ 95\%C_p}{PltS\ 95\%C\ min} - 1 \right) KSC \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

Aqui, são estabelecidas 4 (quatro) variáveis e seus respectivos parâmetros de referência:

- a) PstD95%Pi e PstD95%Pmin;
- b) PltS95%Pj e PltS95%Pmin;
- c) PstD95%Cm e PstD95%Cmin; e
- d) PltS95%Cp e PltS95%Cmin.

Durante as simulações constatou-se a necessidade de utilização das Constantes KDC e KSC (Constante Diária Crítica e Constante Semanal Crítica), as quais operam com a função de imprimir maior peso nas duas últimas parcelas referentes aos valores verificados nas faixas críticas.

A somatória das parcelas com os valores positivos obtidos no período de avaliação compõem o valor final em Reais (R\$) da Compensação por Flutuação de Tensão - CFT.

A análise e a discussão dos resultados das simulações da CFT(p) com auxílio do Matlab estão inseridas no subitem 4.11.

4.9 – DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Estão elencados a seguir, os resultados sobre o Capítulo referente às Disposições Transitórias da minuta de resolução, mantida a seqüência numérica para fins de acompanhar a soma de alterações e inclusões.

76) O art. 54, que inicia as Disposições Gerais e Transitórias, estabelece no seu “caput” o período para substituição dos atuais medidores eletromagnéticos por eletrônicos, isto é, de 01 de janeiro de 2012 até 31 de dezembro de 2015.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 54. A partir de 01 de janeiro de 2012 e até 31 de dezembro de 2015, os atuais medidores eletromagnéticos de energia elétrica instalados nas unidades consumidoras deverão ser substituídos por medidores eletrônicos classe 1, observada adequada compatibilidade em relação às características técnicas das unidades consumidoras.

77) No parágrafo primeiro do art. 54 estão definidos os atributos que os medidores eletrônicos deverão apresentar, ou seja, capacidade para registros de ocorrências de VTLD, de VTCD, de distúrbios impulsivos e transitórios, proteção interna contra distúrbios transitórios, registros de violação do Fator de Desequilíbrio de Tensão, registros de violação dos limites de Distorção Harmônica, transferência das leituras do medidor por meio remoto, sistema de detecção automática de violação de selos ou lacres com transferência remota dessa ocorrência, medição de energia elétrica ativa e reativa segundo a estrutura tarifária horo-sazonal modalidade Amarela, fator de potência por posto horário. Para as unidades consumidoras do Grupo A estão referidas todos esses atributos e mais aquelas específicas da medição de demanda de potência ativa e reativa de unidades consumidoras incluídas na estrutura tarifária horo-sazonal, modalidades Azul ou Verde.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 54.

§ 1º Os medidores eletrônicos referidos no “caput” deste artigo deverão ter capacidade para atendimento dos seguintes atributos:

I – Unidades consumidoras do Grupo B:

- a) registro de ocorrências de Variações de Tensão de Longa Duração - VTLD, com valores integralizados da Tensão de Fornecimento nos termos desta resolução, para fins de identificação do número de leituras precárias e críticas, bem como da determinação dos indicadores ITP e ITC;**
- b) registro de ocorrências de Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD, com identificação do distúrbio, incluídos valores de intensidade e duração, consoante fixado no art. 25;**
- c) registro de distúrbios transitórios impulsivos e oscilatórios, nos termos fixados no art. 28;**
- d) proteção interna contra distúrbios transitórios;**
- e) registros de transgressão do Fator de Desequilíbrio de Tensão, nos termos do § 2º do art. 30;**
- f) registros de transgressão dos limites de Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHih;**

- g) **transferência das leituras do medidor por meio remoto;**
- h) **sistema de detecção automática de violação de selos ou lacres da tampa de bornes ou de aferição, registro e transferência remota de informações sobre esta ocorrência; e**
- i) **medição de energia elétrica ativa e de energia elétrica reativa, em horários de ponta e de fora de ponta, fator de potência por posto horário.**

II – Unidades consumidoras do Grupo A:

- a) **todos os atributos descritos nas alíneas “a” a “h” do inciso anterior; e**
- b) **medição de energia elétrica ativa, de energia elétrica reativa, de demanda de potência ativa e de demanda de potência reativa, em horários de ponta e de fora de ponta, fator de potência por posto horário.**

78) O parágrafo segundo do mesmo art. 54 especifica a capacidade de arquivamento dos registros por período mínimo de 120 (cento e vinte) dias, considerando o prazo mínimo de 90 (noventa) dias, estabelecido na Lei nº 8.078/1990, Código de Defesa e Proteção do Consumidor, e mais 30 (trinta) dias de prazo adicional de tolerância.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 54.

§ 2º Os medidores eletrônicos referidos no parágrafo anterior deverão ter capacidade de arquivamento dos registros por período mínimo retroativo de até 120 (cento e vinte) dias da data da leitura do ciclo de faturamento, bem como possibilitar a leitura desses registros.

79) O parágrafo terceiro do art. 54 estabelece a obrigatoriedade da concessionária instalar e manter nos barramentos elétricos até 31 de dezembro de 2009, sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras de distúrbios regulados nos Capítulos II a VI.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 54.

§ 3º Até 31 de dezembro de 2009 as concessionárias deverão instalar e manter, nos barramentos elétricos da rede de distribuição, sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras dos distúrbios regulados nos Capítulos II a VI, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o dimensionamento, o momento da ocorrência com detalhamento de hora, minuto e segundo, bem como a mesma capacidade de arquivamento referida no parágrafo anterior.

80) O art. 55 esclarece que os procedimentos previstos na resolução são específicos para a monitoração e implementação de providências direcionadas a eliminar ou reduzir os distúrbios para o sistema elétrico da concessionária ou para equipamentos elétricos das unidades consumidoras, sendo facultado à concessionária adotar outros procedimentos, a exemplo da suspensão do fornecimento à unidade consumidora causadora do distúrbio por tempo indeterminado ou a suspensão temporária do uso da carga provocadora do distúrbio. Nos parágrafos primeiro e segundo estão fixados os critérios para lacre do equipamento causador do distúrbio e a possibilidade de suspensão do fornecimento à unidade consumidora nos casos de violação do lacre.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 55. Os procedimentos estabelecidos nesta Resolução são específicos para a monitoração e implementação de providências que visam eliminar, ou reduzir consoante os limites indicados, os distúrbios para o sistema elétrico da concessionária ou para equipamentos elétricos de outras unidades consumidoras, podendo a concessionária, mediante critérios de segurança, operação e proteção, adotar outros procedimentos previstos nas Condições Gerais de Fornecimento, a exemplo da suspensão do fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora causadora do distúrbio ou ainda, se acordado por escrito entre a concessionária e o consumidor, a suspensão temporária do uso da carga provocadora do distúrbio enquanto não implementada a providência corretiva.

§ 1º De forma a evitar o uso indevido, a concessionária deverá lacrar o equipamento elétrico causador do distúrbio, nos casos em que for acordada a suspensão temporária do fornecimento de energia elétrica.

§ 2º Violado o lacre do equipamento sob suspensão temporária de uso, a concessionária deverá efetuar a suspensão do fornecimento à unidade consumidora.

81) O art. 56 estabelece a não aceitação da alegação do consumidor sobre o desconhecimento da forma de operação do equipamento elétrico e seus possíveis distúrbios ao sistema elétrico ou a outras unidades consumidoras.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 56. O consumidor não poderá alegar desconhecimento da forma de operação do seu equipamento elétrico, incluídas as possibilidades de provocação de distúrbio elétrico ou danos ao sistema elétrico da concessionária ou nas instalações elétricas e/ou equipamentos elétricos de outros consumidores.

82) O art. 57 amplia o rol de situações excludentes de a concessionária indeferir o ressarcimento de danos ou redução de vida útil de equipamentos elétricos de consumidores, registrando os casos de inexistência de autorização, certificação e garantia do fabricante, de garantia, reclamações não formuladas pelo consumidor titular da unidade consumidora e não apresentação da Nota Fiscal do equipamento em nome do consumidor e no endereço de utilização do equipamento elétrico. Trata-se de uma regulação para ser analisada sua viabilidade de inclusão nesta resolução ou, alternativamente, ser incluída na Resolução ANEEL nº 61/2004 sobre ressarcimento de danos. Ainda no mesmo art. 57, o parágrafo único prevê a possibilidade de a concessionária aceitar a operação do equipamento em endereço diferente do indicado na Nota Fiscal mediante comprovação da transferência de endereço.

MINUTA DE RESOLUÇÃO
<p>Art. 57. A concessionária não está obrigada a promover ressarcimentos por alegação de dano elétrico ou redução de vida útil de equipamentos eletroeletrônicos, utilizados em unidades consumidoras, ocorridos em função de distúrbios decorrentes da prestação do serviço, nas seguintes condições:</p> <p style="padding-left: 40px;">I – inexistência de autorização e certificação nacional do fabricante, emitida pelo órgão responsável;</p> <p style="padding-left: 40px;">II – inexistência de garantia do fabricante, relacionada à operação e à vida útil de seu produto, em conformidade com os parâmetros estabelecidos nesta Resolução e sob condições normais requeridas pelo uso do consumidor;</p> <p style="padding-left: 40px;">III – reclamações não formuladas pelo consumidor titular da unidade consumidora; e</p> <p style="padding-left: 40px;">IV – não apresentação da Nota Fiscal do equipamento eletroeletrônico em nome do consumidor e com indicação do endereço da unidade consumidora prevista para sua utilização.</p> <p>Parágrafo único. Quanto ao inciso IV deste artigo, a concessionária poderá aceitar a operação de equipamentos em endereço diferente do indicado na Nota Fiscal, desde que o consumidor comprove a transferência do local inicial de utilização.</p>

83) Finalmente, os arts. 58 e 59 concluem o texto citando, respectivamente, como de praxe, a necessária revogação da atual Resolução ANEEL nº 505/2001 e a entrada em vigor da nova resolução a partir da data de sua publicação.

MINUTA DE RESOLUÇÃO

Art. 58 Revoga-se a Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001 e demais disposições em contrário.

Art. 59. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Neste ponto, entende-se oportuno analisar e discutir a proposta de substituição dos medidores eletromecânicos (art. 54), interpondo-se considerações de caráter preliminar sobre a necessidade da substituição, o custo, o cenário de oferta e demanda de energia elétrica e a exequibilidade dos prazos propostos. No primeiro quesito, necessidade, há que se considerar o direito inalienável do consumidor receber TODAS as informações sobre a qualidade da energia elétrica fornecida pela concessionária. Poder-se-ia alegar que esse aspecto não seria de interesse do consumidor leigo. Mas, é exatamente por ser leigo que esse consumidor precisa passar a conhecer e ser respeitado nos seus direitos fundamentais, neles incluso o fornecimento de energia elétrica em consonância com o primeiro dos tríplexes objetivos, isto é, assegurar serviço adequado. E no caso do consumidor devidamente esclarecido, melhor ainda a assertiva, porquanto este atua como um estimulador da qualidade da energia elétrica na medida em que passa a “cobrar” pela boa qualidade. Ao adquirir um produto, um aparelho de televisão por exemplo, o comprador avalia aspectos de tamanho, forma, qualidade da cor, nitidez e resolução da imagem, qualidade do áudio, capacidade de acoplamento com outros aparelhos (*vídeo cassete, DVD, etc*), funções diferenciadas de comando (*surf, sap, closed caption, etc*), quantidade disponível de sintonia de canais, tipo da tela (plana ou não), garantia, rede autorizada de assistência técnica e ainda, o preço. O comprador adquire sabendo previamente dos quesitos do produto.

Em se tratando de energia elétrica esses quesitos não são aplicáveis, ou de modo melhor, devem ser outros definidos em função da conformidade da tensão elétrica, os quais o consumidor deve ter o direito de conhecer na apresentação da fatura e relacionados com a energia elétrica fornecida. Assim, neste caso e diferentemente do comparador do aparelho de televisão, o consumidor somente pode conhecer a conformidade dos quesitos em relação aos padrões de qualidade após a efetiva prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica. Atualmente, pouco ou quase nada sabe a maioria dos consumidores sobre a qualidade da energia elétrica fornecida à sua unidade consumidora. Somente se reclamar

da qualidade ou se a amostra indicar a violação dos indicadores, pode receber uma indenização. Entretanto, essa avaliação deve ser automática, verificada ciclo a cada ciclo de faturamento, isto é, de forma automática.

Assim sendo, constatado o direito insofismável do consumidor verificar a qualidade do fornecimento de energia elétrica e ainda o fato de que os atuais medidores eletromagnéticos não têm capacidade de registros dos indicadores de conformidade, impõe-se a necessidade de sua substituição por medidores eletrônicos.

Quanto ao custo da substituição de cerca de 50 milhões de medidores, deve ser considerado que esse custo, hoje estimado na ordem de 6 bilhões de reais, tende a ser reduzido significativamente em função dos avanços da tecnologia eletrônica. Nesse contexto, a fixação de um cronograma de substituição entre 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2015, isto é, com um prazo máximo de implantação de 8 anos, é perfeitamente viável.

Complementando a discussão sobre a questão dos medidores, é importante destacar que o início da implantação do sistema de tarifação horo-sazonal no Brasil ocorreu em 1985, com previsão de aplicação da tarifa amarela ao faturamento do consumo de energia elétrica ativa de unidades consumidoras do Grupo B, com tarifa mais cara no período de ponta de carga do sistema elétrico de distribuição, o que ensejaria a substituição dos atuais medidores eletromagnéticos por medidores eletrônicos com capacidade de identificar o consumo de energia elétrica no horário de ponta.

Por outro lado, além de “medir a qualidade da energia elétrica”, os seguintes pontos adicionais devem ser considerados: i) o aumento do consumo de energia elétrica; ii) a dificuldade de viabilização de novos investimentos em geração em curto prazo; iii) a dificuldade de absorção desses custos de geração pelos consumidores; iv) a possível ocorrência de novo racionamento de energia elétrica; v) a necessidade de substituição dos medidores eletromagnéticos, porquanto a maioria desses medidores já ultrapassou a vida útil prevista em regulamento específico do órgão responsável. Assim, esse cenário sinaliza também a necessidade de estender a aplicação da tarifa amarela às unidades consumidoras do Grupo B, reforçando a proposta de substituição dos medidores eletromagnéticos por medidores eletrônicos.

Em face ao exposto, o conjunto desses 3 (três) elementos, isto é, a necessidade fundamentada no direito do consumidor, o custo progressivamente reduzido e o cenário de oferta e demanda de energia elétrica, contribui para definir a exequibilidade do cronograma de substituição dos atuais medidores eletromagnéticos proposto na minuta de resolução.

Em função do prazo final de conclusão da substituição dos medidores (31 de dezembro de 2015) e considerando a necessidade de administrar os eventos decorrentes de distúrbios nas redes de distribuição, torna-se necessário dispor de um sistema de monitoramento ao longo das barras do sistema elétrico, consoante proposto no parágrafo 3º do art. 54, com o prazo de disponibilização desse sistema em 31 de dezembro de 2009.

Na seqüência, destaca-se no art. 55, a possibilidade de suspensão temporária do uso da carga provocadora do distúrbio como forma de possibilitar ao consumidor a continuidade do fornecimento às demais cargas de sua unidade consumidora e proporcionar condições para a correção da anomalia. Trata-se de uma alternativa facultada à concessionária com vistas a evitar maiores prejuízos ao consumidor, permanecendo o comando do procedimento sob o domínio da concessionária.

Por meio dos arts. 56 e 57, estão propostas sugestões que visam esclarecer as responsabilidades do consumidor quanto às características operacionais de seus equipamentos elétricos e ainda, resguardar os direitos da concessionária nas situações excludentes, destacando-se a exigência de assunção da titularidade do consumidor e a apresentação da Nota Fiscal do equipamento.

4.10 – PROCEDIMENTOS DE REDE - PRODIST

Ao longo desta dissertação e até este ponto não foi efetuada qualquer menção ao documento denominado Procedimentos de Distribuição (PRODIST), porquanto se entendeu mais adequado comentar e alinhar conclusões nesta etapa. Registra-se, entretanto que, em alguns pontos, como nos subitens 63, 66 e 73 as citações de que os indicadores são reconhecidos e aceitos referem-se ao PRODIST.

Importante registrar, de exórdio, que o PRODIST é, indiscutivelmente, um excelente trabalho, qualidade esta constatável por meio da leitura acurada do texto. Entretanto, é preciso assumir a consciência de que o PRODIST **não é uma norma e, destarte, não é um veículo adequado para regular as relações entre a concessionária e o consumidor, especialmente do consumidor “cativo”**.

No contexto desta dissertação, no meio regulatório e no jurídico, uma norma deve, **COMPULSORIAMENTE**, ser elaborada e formatada em estrita consonância com o que dispõe a Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, conforme pode ser verificado pelo teor de seu art. 1º:

“Art. 1º A elaboração, a redação, a alteração e a consolidação das leis obedecerão ao disposto nesta Lei Complementar.

*Parágrafo único. As disposições desta Lei Complementar aplicam-se, ainda, às medidas provisórias e demais atos normativos referidos no art. 59 da Constituição Federal, bem como, no que couber, aos decretos e aos **demais atos de regulamentação expedidos por órgãos do Poder Executivo.**” (Grifo nosso).*

Em complemento, deve-se registrar que a ANEEL tem assimilado o texto dessa Lei, inclusive denominado suas resoluções de normativas, nos casos em que o ato regulatório visa o estabelecimento de critérios e procedimentos a serem observados pelos entes regulados, fixando deveres e direitos das partes.

Mas, afinal, se o PRODIST não é uma norma, como pode ser definido esse documento? O PRODIST é um **manual de operação do sistema elétrico**, é um “veículo” adequado para a concessionária desenvolver as atividades para as quais tem o **dever de fazer**, em função da concessão federal.

Outro ponto merecedor de destaque no que se refere ao PRODIST consiste na verificação, demonstrada por meio de análise nos próximos parágrafos, de que, embora os seus autores demonstrem grande experiência na área de manutenção e operação de sistemas elétricos de potência, o mesmo desempenho não ocorre quando o texto propõe tratar de critérios e procedimentos regulados nas Condições Gerais de Fornecimento, atualmente estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000.

Para melhor conhecimento do processo é oportuno e suficiente verificar apenas um ponto incluído no PRODIST, comparado com a redação atualmente em vigor na Resolução ANEEL nº 456/2000, ou seja, o art. 72 , que dispõe sobre os critérios e procedimentos para tratamento dos casos de irregularidades. A redação atual do referido art. 72 é a seguinte:

“Art. 72. Constatada a ocorrência de qualquer procedimento irregular cuja responsabilidade não lhe seja atribuível e que tenha provocado faturamento inferior ao correto, ou no caso de não ter havido qualquer faturamento, a concessionária adotará as seguintes providências:

I - emitir o “Termo de Ocorrência de Irregularidade”, em formulário próprio, contemplando as informações necessárias ao registro da irregularidade, tais como:

- a) identificação completa do consumidor;*
- b) endereço da unidade consumidora;*
- c) código de identificação da unidade consumidora;*
- d) atividade desenvolvida;*
- e) tipo e tensão de fornecimento;*
- f) tipo de medição;*
- g) identificação e leitura(s) do(s) medidor(es) e demais equipamentos auxiliares de medição;*
- h) selos e/ou lacres encontrados e deixados;*
- i) descrição detalhada do tipo de irregularidade;*
- j) relação da carga instalada;*
- l) identificação e assinatura do inspetor da concessionária; e*
- m) outras informações julgadas necessárias;*

“II - promover a perícia técnica, a ser realizada por terceiro legalmente habilitado, quando requerida pelo consumidor;”

(Redação dada pela Resolução ANEEL nº 090, de 27.03.2001)

III - implementar outros procedimentos necessários à fiel caracterização da irregularidade;”

A redação proposta no PRODIST é a seguinte:

“9.7 Constatada a ocorrência de procedimento ou situação irregular que não lhe seja atribuível e que tenha provocado registros incorretos na medição, a distribuidora deve emitir termo de ocorrência de irregularidade sempre que desconectar as instalações do acessante, em formulário próprio, contendo a sua identificação e a descrição detalhada do tipo de irregularidade, com as respectivas justificativas, implementando todos os procedimentos necessários à fiel caracterização da irregularidade.”

O texto do PRODIST ignora toda a história das Condições Gerais de Fornecimento, que já completou 50 (cinquenta) anos de estudos, discussões, ajustes redacionais, consultas a concessionárias, consumidores, pesquisas de verificação de procedimentos, audiências públicas, em 27 de maio de 2007. Reduz, sem maiores cuidados, um texto que foi objeto de criteriosa avaliação pelo corpo técnico da ANEEL, das concessionárias, enfim, de todos os atores do Setor Elétrico Brasileiro.

O Termo de Ocorrência de Irregularidade (TOI) deve ser sempre emitido no caso de constatação de irregularidade e não simplesmente quando desconectada a unidade consumidora. Trata-se do primeiro documento produzido pela concessionária e muitas vezes contestado por Promotores de Justiça sob a alegação de estar “equivocado do vício da unilateralidade”. Não obstante, outros Promotores e Juízes validam o TOI com o argumento de que constitui prova inicial e perfeitamente incluso no fundamento da “presunção da veracidade” em face da sua elaboração ser efetuada por Técnico que detém “conhecimento de causa” da ocorrência da irregularidade, inclusive com diploma que lhe confere todas as prerrogativas estabelecidas pela República Federativa do Brasil.

Além desse fato, convém lembrar que o ônus da prova é da concessionária enquanto prestadora do serviço e em estrita obediência ao que dispõe o Código de Defesa do Consumidor, Lei nº 8078, de 11 de setembro de 1990. Inviável, portanto, a simplificação pretendida no PRODIST, o que prejudicaria a própria concessionária, se vier a ser aprovada.

O TOI, na versão do PRODIST também não especifica o seu conteúdo mínimo necessário, o que revela desconhecimento da forma de atuação na área comercial. Além desse fato, elimina a possibilidade da perícia (inciso II do texto em vigor) e não especifica quais seriam TODOS os procedimentos necessários à fiel caracterização da irregularidade. Prejudica assim, a própria concessionária, na medida em que o texto duvidoso e excessivamente simplificado da proposta do PRODIST trunca o conjunto probante da irregularidade tão bem detalhado ao longo dos incisos I, II e III do art. 72 da Resolução ANEEL n° 456/2000, o que pode resultar em grave retrocesso em relação ao que prevê a norma atual.

Pelo exposto, conclui-se que a proposta do PRODIST está desfocada da realidade operacional do ambiente da área comercial, demonstra completo desconhecimento do contexto da matéria regulada, da sua história e da sua evolução, e por conseguinte revela a citada inexperiência do relacionamento entre concessionária e consumidor, onde muitos insistem em querer regular, ao seu estilo, mas poucos realmente conhecem o seu contexto.

Assim o PRODIST deve constituir-se em um ótimo manual de operação direcionado exclusivamente à concessionária, não podendo conter critérios e procedimentos aplicáveis ao consumidor, eis que os direitos e deveres deste devem estar regulados em ato normativo específico, nos termos da Lei Complementar n° 95/1998.

4.11 – SIMULAÇÕES DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS

Para efeito das simulações, foram utilizadas funções de distribuição de densidade uniforme para gerar as respectivas variáveis aleatórias, relacionadas a cada uma das fórmulas de Compensação Financeira. Os resultados das simulações efetuadas com auxílio do Matalab e a respectiva análise estão nos subitens seguintes.

4.11.1 – Compensação por Serviço Inadequado – CSI e Compensação por Tensão Inadequada – CTI

Foram efetuadas simulações com utilização das fórmulas estabelecidas na atual Resolução ANEEL n° 505/2001 e na nova proposta de resolução.

A simulação foi efetuada para uma unidade consumidora com as seguintes características:

- Unidade consumidora do Grupo B, Subgrupo B1;
- Concessionária: CEB Distribuição;
- Tensão Nominal: 220V;
- Sistema de fornecimento: monofásico;
- Classificação: Residencial;
- Estrutura tarifaria: Convencional;
- Consumo médio mensal: 270 kWh;
- Tarifa de consumo de energia elétrica ativa: 0,14447 R\$/kWh;

Características da simulação:

- Variáveis aleatórias geradas pelo programa:

Tensão de Fornecimento:

Limite inferior (V)	Limite superior (V)
188	234

- Número de intervalos de 1 (uma) hora: 730
- Índice Máximo de Tensões Precárias – ITP_M: 3/100;
- Índice Máximo de Tensões Críticas – ITC_M: 0.5/100;
- Faixa de Valores Precários Tabela 4 do Anexo I, **Resolução ANEEL n° 505/2001**:
 $189 \leq TF < 201$ ou $228 < TF \leq 233$;
- Faixa de Valores críticos Tabela 4 do Anexo I, **Resolução ANEEL n° 505/01**:
 $TF < 189$ ou $TF > 233$;
- Faixa de Valores Precários Tabela 4 do Anexo I, **Minuta de Resolução Proposta**:
 $198 \leq TF < 214$ ou $228 < TF \leq 233$;
- Faixa de Valores críticos Tabela 4 do Anexo I, **Minuta de Resolução Proposta**:
 $TF < 198$ ou $TF > 233$;
- Fator de Ajuste $k_2 = k_i = 4$;
- Número de simulações: 10.000.

A elevação dos limites da Faixa de Valores Precários de 189/201 V para 198/214 e a elevação do limite inferior da Faixa de Valores Críticos de 189 V para 198 V, em função da amplitude admissível de tensão de 0,97 a 1,03 pu, definida no art. 2º, inciso VI, alínea “b” da minuta de Resolução sinalizou um aumento significativo nos valores da Compensação Financeira, como deve efetivamente ocorrer, visto que este trabalho é regido

sob o foco do consumidor. O resultado está plotado na Fig 4.1 e demonstra uma tendência a convergir para os valores de R\$ 25,00 (CSI) e de R\$ 65,00 (CTI), respectivamente, com aumento de cerca de 2,6 vezes o valor atual.

Destaca-se que a expressão Compensação por Serviço Inadequado - CSI é a empregada na atual Resolução ANEEL nº 505/2001 para as variações tensão em regime permanente. Verificou-se a necessidade da sua substituição pela expressão Compensação por Tensão Inadequada – CTI na minuta de resolução proposta neste trabalho pelos seguintes motivos:

- i) o termo Compensação por Serviço Inadequado é muito amplo e não-específico para referir-se apenas aos distúrbios decorrentes de variações de tensão em regime permanente;
- ii) com a inclusão dos outros distúrbios, a exemplo de Desequilíbrio e Assimetria de Tensão, Distorções Harmônicas, Flutuações de Tensão, torna-se imperioso definir com mais precisão a que se refere essa Compensação.

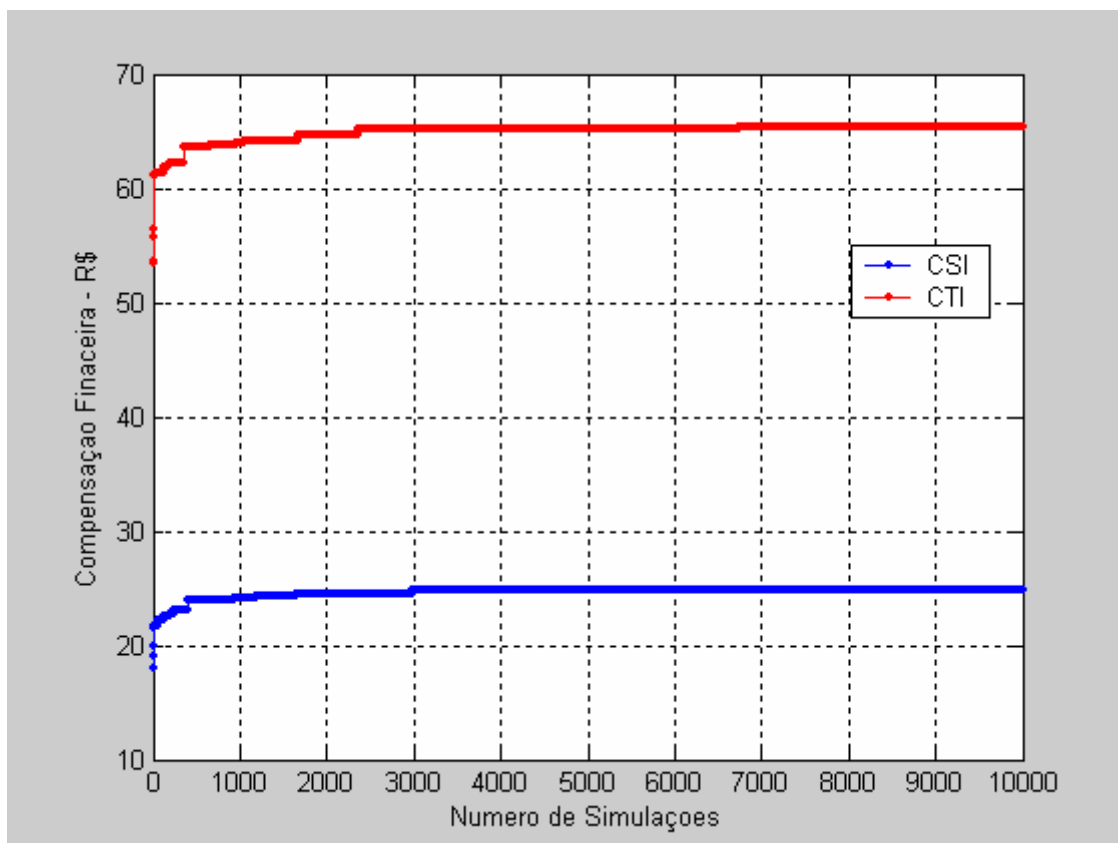


Figura 4.1 - Comparação da Compensação por Serviço Inadequado – CSI e Compensação por Tensão Inadequada - CTI

4.11.2 – Compensação por Desequilíbrio de Tensão - CDT

A simulação foi efetuada para uma unidade consumidora com as seguintes características:

- Unidade consumidora do Grupo B, Subgrupo B3;
- Concessionária: CEB Distribuição;
- Tensão Nominal: 220V;
- Sistema de fornecimento: trifásico;
- Classificação: Comercial, Serviços e Outras Atividades;
- Estrutura tarifaria: Convencional;
- Consumo médio mensal: 5.000 kWh;
- Tarifa de consumo de energia elétrica ativa: 0,14558 R\$/kWh;

Características da simulação:

- Variáveis aleatórias geradas pelo programa:

Tensão de seqüência negativa:

Limite inferior (V)	Limite superior (V)
0	4

Tensão de seqüência positiva:

Limite inferior (V)	Limite superior (V)
200	230

- Número de intervalos de 1 (uma) hora: 730
- Fator de Desequilíbrio de Tensão Máximo: 1,5 %;
- Número de simulações: 1.000.

O resultado está plotado na Figura 4.2 e demonstra uma oscilação ao longo da simulação, com valor mínimo de R\$ 127,00 e máximo de R\$ 181,00, não tendo ocorrido uma significativa convergência para um determinado valor de compensação financeira.

Entretanto, é possível verificar que do meio para a parte final da simulação uma tendência a um valor médio de R\$ 155,00.

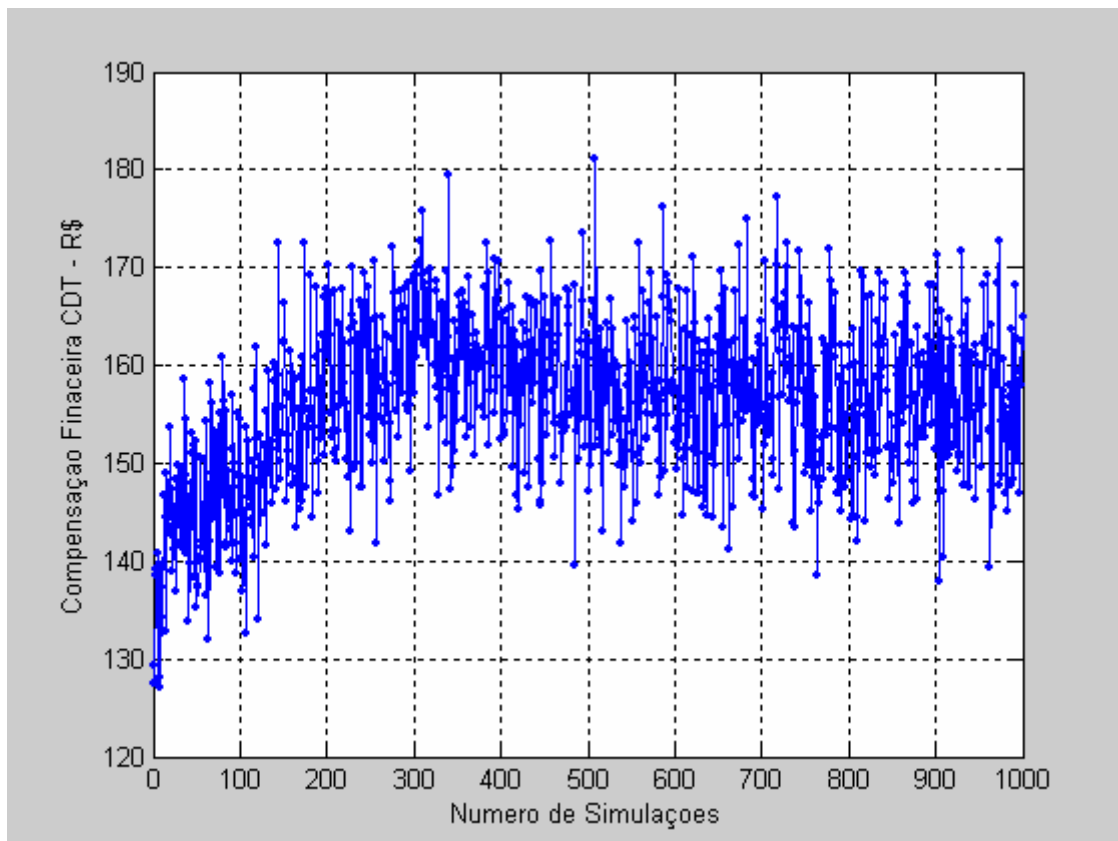


Figura 4.2 - Simulação da Compensação por Desequilíbrio de Tensão - CDT

4.11.3 – Compensação por Distorção Harmônica - CDH

A simulação foi efetuada para uma unidade consumidora com as seguintes características:

- Unidade consumidora do Grupo B, Subgrupo B3;
- Concessionária: CEB Distribuição;
- Tensão Nominal: 380/220V;
- Sistema de fornecimento: trifásico;
- Classificação: Comercial, Serviços e Outras Atividades;
- Estrutura tarifaria: Convencional;
- Consumo médio mensal: 3.000 kWh;
- Tarifa de consumo de energia elétrica ativa: 0,14558 R\$/kWh;

Características da simulação:

- Variáveis aleatórias geradas pelo programa:
Distorção Harmônica Total - DHTt:

Limite inferior (%)	Limite superior (%)
9	10,1

Distorção Harmônica Individual de ordem h - DH_{iht} : indicados no programa Anexo III até a 25ª ordem.

- Limite Máximo de Distorção Harmônica Total - DHT_M : 10 %;
- Limites Máximos de Distorção Harmônica Individual - DH_{ihM} : indicados na minuta de resolução, art. 37.
- Número de intervalos de 1 (uma) hora: 730
- Número de simulações: 100.

O resultado está plotado na Figura 4.3 e demonstra uma evolução crescente até a metade da simulação e com convergência para um valor de R\$ 315,00 de compensação financeira.

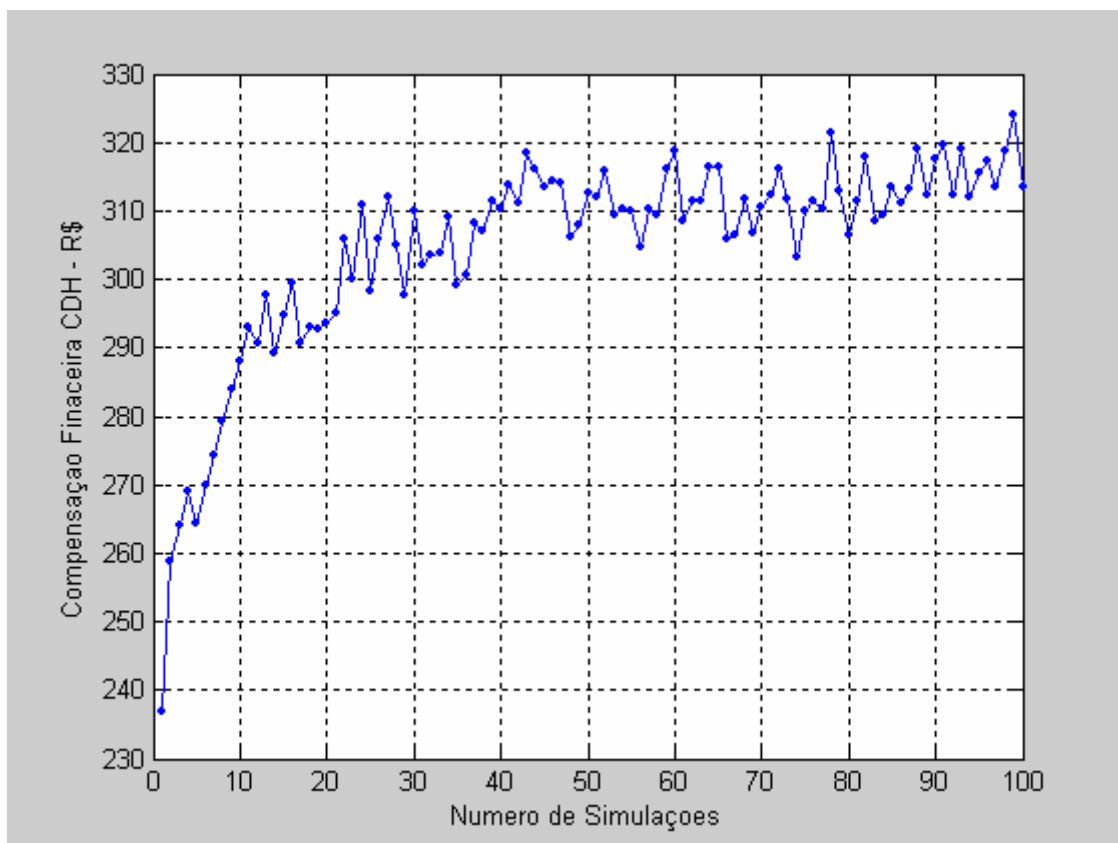


Figura 4.3 - Simulação da Compensação por Distorção Harmônica - CDH

4.11.4 – Compensação por Flutuação de Tensão – CFT

A simulação foi efetuada para uma unidade consumidora com as seguintes características:

- Unidade consumidora do Grupo A, Subgrupo A4;
- Concessionária: CEB Distribuição;
- Tensão Nominal: 13,8 kV;
- Sistema de fornecimento: trifásico;
- Classificação: Comercial, Serviços e Outras Atividades;
- Estrutura tarifaria: Convencional;
- Demanda Faturável: 150 kW;
- Consumo médio mensal: 20.000 kWh;
- Tarifa de consumo de energia elétrica ativa: 0,02807 R\$/kWh;
- Tarifa de Demanda de Potência Ativa sem imposto (ICMS): 20,00 R\$/kW;

Características da simulação:

- Variáveis aleatórias geradas pelo programa:
- Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária da Tabela do art. 51 - PstD95%Pi;
- Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária da Tabela do Art. 51 - PltS95%Pj;
- Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51 - PstD95% C_m ;
- Índice semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa Crítica da Tabela do art. 51 - PltS95% C_p ;

Limite inferior (-)	Limite superior (-)
0	2,12

- Fator de Transferência - FT: 1
- Índice Diário de Severidade de Curta Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51 - PstD95% $P_{min} = 1$;
- Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51 - PltS95% $P_{min} = 0.8$;
- Índice Diário de Severidade de Curta Duração Crítico mínimo, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51 - PstD95% $C_{min} = 2$;

- Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Crítico mínimo, situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51 - $PltS95\%Cmin = 1,6$;
- Período de avaliação: 7 (sete) dias consecutivos;
- Número de simulações: 100.

O resultado está plotado na Figura 4.4 demonstrando alternância na forma de evolução da simulação, com valor mínimo inicial na faixa de R\$ 900,00 e máximo de R\$ 2.800,00 indicam significativas variações na curva evolutiva da Compensação por Flutuação de Tensão – CFT.

Entretanto, é possível verificar uma oscilação em torno do valor médio de R\$ 2.000,00.

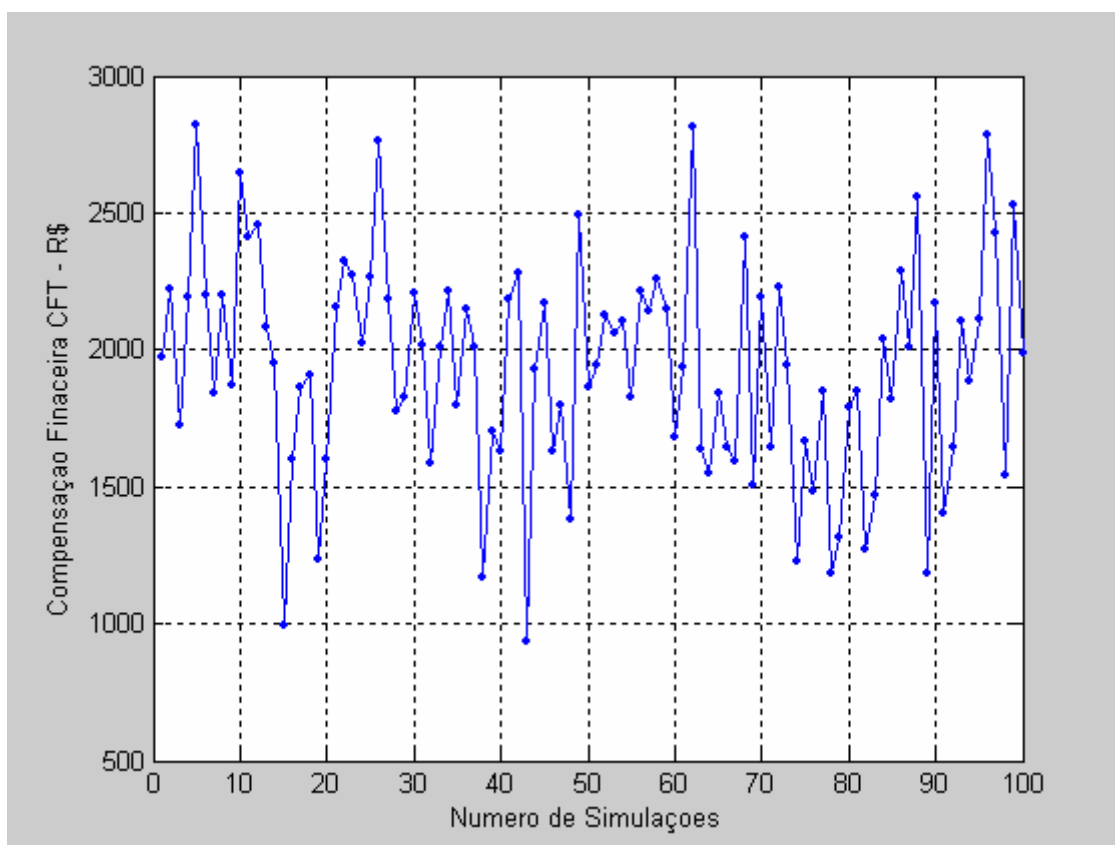


Figura 4.4 - Simulação da Compensação por Flutuação de Tensão - CFT

4.12 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O perfil dos tipos de consumidores descritos no item 3.3 permite constatar uma contínua evolução do conhecimento sobre energia elétrica e os seus respectivos direitos, o que

funciona como vetor de estimulação da melhoria da qualidade da energia elétrica fornecida. Por outro lado, a organização e operação de associações e conselhos de consumidores, órgãos de proteção e defesa do consumidor, tem também motivado a cobrança por melhoria da qualidade.

É imprescindível respeitar o direito do consumidor receber energia elétrica com qualidade compatível com os requisitos de utilização, isto é, em consonância com os limites adequados dos indicadores fixados em resolução específica da ANEEL, e ainda, estabelecer a aplicação efetiva e automática da compensação por tensão inadequada ou outros distúrbios registrados a unidades consumidoras faturadas com a mesma tarifa de energia elétrica.

Na mesma linha de concepção e considerando o princípio de tratamento equânime, os consumidores responsáveis por distúrbios ao sistema elétrico da concessionária também devem ser responsabilizados e apenados com a mesma fórmula de compensação por tensão inadequada ou outros distúrbios.

5 - CONCLUSÕES

Fundamental destacar a necessidade de desfazimento do equívoco que foi fartamente verificado durante a fase de pesquisa desta dissertação e constatado na maioria quase absoluta dos trabalhos acadêmicos de mestrado e doutorado e até mesmo em atos normativos da própria Agência Nacional de Energia Elétrica no que respeita à **não-diferenciação** entre **continuidade do fornecimento e qualidade de energia elétrica**, com infundáveis incursões que **incluem a continuidade do fornecimento no mesmo contexto da qualidade da energia** ou ainda, em outros casos, na qualidade do serviço, e por outras misturam com o conceito legal de serviço adequado.

Em conseqüência, registra-se que a maioria das concessionárias de distribuição foi estimulada no mesmo equívoco conceitual. São inúmeros documentos enviados a ANEEL, contribuições enviadas e publicadas em eventos de grande repercussão nacional, a exemplo do Seminário Nacional de Distribuição (SENDI), que apresentam trabalhos com o mesmo equívoco de origem.

Desconformidades desse tipo não percebidas e não questionadas levam a conclusões truncadas e injustificadas, difíceis de serem corrigidas e que contribuem para aumentar a disseminação de equívocos conceituais. Destaca-se também que a própria Diretoria atual da ANEEL já percebeu o fato e tem buscado correções. O conjunto da legislação brasileira sobre o tema é marcadamente esclarecedor do trato diferenciado de **continuidade do fornecimento** e da **qualidade de energia** no contexto do serviço adequado, ao qual vem sendo mais recentemente agregado o conceito de **qualidade do atendimento**, este pertinente e digno de espaço específico, embora não demarcado claramente nos textos atuais da legislação, à exceção de rápida citação no texto da Lei nº 8.987/1995, quando assinala conceitos de “eficiência e cortesia”, passíveis de interpretação vinculada à qualidade do atendimento.

Assim, espera-se que a publicação desta dissertação contribua para a disseminação dos três conceitos independentes e, portanto, com tratamento diferenciado, como sempre foi e continua sendo regrado pelo conjunto regulatório, prevalecendo sobre “modismos momentâneos sem fundamento legal”.

Constituiu-se uma ação efetiva nesse sentido a revisão da Resolução ANEEL nº 24/2000, substituindo no texto da referida Resolução, as citações referentes à qualidade por continuidade do fornecimento, consoante o que foi registrado no subitem 3.6 desta dissertação.

Publicar resolução sobre qualidade de energia elétrica, revisando e consolidando as disposições atualmente estabelecidas por meio da Resolução ANEEL nº 505/2001 e inserindo novos critérios e procedimentos regulatórios sobre outros distúrbios de tensão, é não somente possível, mas também necessário e urgente.

Verifica-se que a regulação sobre a conformidade da tensão, desde a Portaria DNAEE nº 047/1978 até a atual Resolução ANEEL nº 505/2001, numa primeira leitura, reveste-se de uma postura favorável à concessionária e desfavorável ao consumidor, na medida em que não conseguiram implementar critérios que efetivamente viessem a estimular a melhoria da qualidade da energia elétrica fornecida. Exemplo disso tem sido a prática dos limites percentuais de tolerância das tensões precárias e críticas, cuja permanência por prazo indeterminado configura admissibilidade injustificável do serviço inadequado.

Porém, numa segunda leitura, é possível concluir que a permanência desse cenário prejudica a ambos isto é, concessionária e consumidor, porquanto a primeira **não se vê estimulada por uma regulação realmente sinalizadora da exigência de atender a necessidade do consumidor e, destarte, prestar um serviço de melhor qualidade.**

Assim, desinteressada em prestar um serviço de melhor qualidade, a concessionária permanece numa situação de acomodação e continua a faturar as unidades consumidoras aplicando a mesma tarifa porém com prestação de serviços de qualidade diferente. **O segundo, o consumidor, na medida em que recebe energia de baixa qualidade e por conseqüência sofre todas os gravames desse fato, a exemplo da redução de vida útil de equipamentos elétricos, operação indevida com paralisação de linhas de montagens e perdas de faturamento.**

Neste contexto, urge que a ANEEL e as concessionárias adotem ações, no âmbito de suas respectivas competências, isto é, ANEEL regular adequadamente e concessionárias

cumprirem a regulação, fundamentadas na necessidade de atuar no **FOCO DO CONSUMIDOR**.

A ANEEL, por sua vez, tem utilizado, de forma brilhante e inovadora, o recurso de Audiências e Consultas Públicas, por vezes em sessões ao vivo (presencial) outras por intercâmbio de documentos o que também tem contribuído para o aumento da participação e por conseqüência, motivada a cobrança do consumidor pela melhoria da qualidade. Entretanto, salienta-se que essa participação ainda é muito insipiente e na maioria das vezes, os consumidores não tem recursos para participar de sessões presenciais, nem formação e conhecimento específico da matéria disponibilizada e, por conseqüência, os argumentos não consubstanciam contribuições positivas ao processo da audiência/consulta pública.

Assim, a ANEEL precisa implementar meios que possibilitem a participação efetiva em audiências/consultas públicas de especialistas na matéria sob manejo, sendo sugerido o convite formal e específico a especialistas com notória e reconhecida experiência profissional.

No item 2.1 desta dissertação, foi registrado um pouco da história de eletricidade no Brasil, com vistas a facilitar o entendimento das fases pelas quais caminhou o país nesse setor. No que respeita ao tipo de capital predominante das concessionárias distribuidoras, estatal ou privado, constatar três fases: a primeira com predomínio do capital privado, a segunda estatal e a terceira e atual, novamente com predomínio do capital privado.

Se estatal, um dos mais graves fatores que interferem na ineficiência da prestação do serviço público de energia elétrica, reside na forma de escolha dos cargos de direção e gerência da concessionária. Se prevalecer, exclusivamente, o critério de composição político-partidária em detrimento da experiência profissional na área específica de atuação, a gestão expõe a concessionária a risco desnecessário, com prejuízo da qualidade da energia elétrica aos consumidores, além de estressar o corpo técnico.

Esse aspecto também pode ser constatado nos órgãos estatais e os efeitos são os mesmos. Cita-se que, no caso da agência federal dos Estados Unidos da América do Norte, a exigência exemplar de experiência anterior em concessionária responsável pela prestação

do serviço público de energia elétrica, para que o profissional possa ser nomeado a um cargo de diretor ou de gestor interno da referida agência.

Por outro lado, quando privatizada, se inexistente a composição político-partidária, o fator que também pode levar a uma gestão temerária é o grau de agressividade com que o capital atua sobre o faturamento da unidade consumidora, isto é, predomina a vontade de promover cobranças em todas as situações em que se identificam lacunas na regulação ou que esta possa admitir interpretação duvidosa, sem consulta prévia ao órgão regulador. Esse fato também leva ao estresse o corpo técnico e por vezes a própria ANEEL, que tem cumprido suas funções de dirimir conflitos, como prevê o Decreto nº 2.335/1977, de fiscalização, ao exigir a correção do procedimento irregular nos termos previstos na resolução e restituir ao consumidor o que foi indevidamente cobrado, e/ou ainda, aplicar a respectiva penalidade.

Cumpra também destacar que, em função do novo modelo setorial, formatado a partir do advento dos consumidores livres e a possibilidade de estender a todos os demais consumidores (os demais do Grupo A e também os do Grupo B) a possibilidade de escolher sua concessionária, verificou-se a proliferação de discursos preparatórios para esse ambiente, com manifestações do tipo: “Concessionária X: a melhor energia do Brasil!”. Considerando que até hoje ainda não há definição de indicadores de qualidade de energia elétrica essa postura é indevida.

Finalmente, entende-se oportuno elencar alguns pontos que devam ser objeto de futuras análises e providências:

- 1) estimular fabricantes e entidades de pesquisa a desenvolver medidores eletrônicos com os atributos fixados na minuta de resolução e com o menor custo possível;

- 2) analisar a minuta de resolução proposta nesta dissertação, fazendo tantos ajustes quantos forem julgados adequados e disponibilizar o texto revisado para audiência pública presencial;

3) consolidar as contribuições recebidas e publicar nova resolução sobre qualidade de energia elétrica e revogar a atual Resolução ANEEL nº 505/2001;

4) desenvolver estudo objetivando identificar e implementar alternativas técnicas de alterações nos sistemas elétricos de distribuição que visem melhorar a qualidade da tensão de fornecimento, com os menores custos possíveis;

5) estabelecer em resolução específica, critérios para a determinação de um Índice ANEEL de Qualidade de Energia Elétrica (IAQEE) para cada concessionária e similar ao Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), o qual reúna e consolide todos os demais indicadores de qualidade de energia elétrica fornecida e regulada nesta proposta. Na seqüência, a ANEEL deverá ranquear as concessionárias e reconhecer, mediante prêmio especial, as 3 (três) concessionárias em cada uma das 5 (cinco) regiões do Brasil que ofereceram, no ano calendário, a energia elétrica de melhor qualidade. Finalmente, na mesma linha, escolher entre as 5 (cinco) melhores, a concessionária que efetivamente tenha oferecido a energia elétrica de melhor qualidade no Brasil.

6) desenvolver estudos com vistas à publicação de Portaria ou Resolução, conjunta se necessário, estabelecendo critérios e procedimentos com vistas a garantir ao consumidor o ressarcimento a que tiver direito em função de redução de vida útil especificada pelo fabricante autorizado do equipamento eletroeletrônico, sob condições normais de utilização.

6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2006). “Portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 04 de março de 2006.
- _____. “Portaria DNAEE nº 047, de 17 de abril de 1978.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 07 de março de 2006.
- _____. “Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 de março de 2006.
- _____. “Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 07 de março de 2006.
- _____. “Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 de março de 2006.
- Brasil. (2006). Presidência da República. “Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 03 de março de 2006.
- _____. Presidência da República. “Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 03 de março de 2006.
- _____. Presidência da República. “Constituição Federal de 1967.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 10 de março de 2006.
- _____. Presidência da República. “Constituição Federal de 1988.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 10 de março de 2006.
- _____. Presidência da República. “Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 10 de março de 2006.
- Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (2006). Disponível em <http://www.cemig.com.br/pesquisa_escolar/energia_brasil/index.asp>. Acesso em: 03 de março de 2006.
- Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS (2006). “Memória da Eletricidade.” Disponível em <<http://www.memoria.elektrobras.com/index.asp>>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2006.
- Dicionário Aurélio Eletrônico Século XXI – Versão 3.0 (1999). Acesso em: 15 de maio de 2006.
- Dugan, H. W., (1996). “Electrical Power Systems Quality.”

- Fundação Universidade de São Paulo – FUSP (2006). “A história da eletricidade no Brasil.” Disponível em
<<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistorico brasil.htm>>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2006.
- Furnas Centrais Elétricas S. A. (2006). “Conhecendo a empresa: parque gerador: Usina Hidrelétrica do Funil.” Disponível em <<http://www.furnas.com.br/mapa.asp#>>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2006.
- Gomes, A. C.S., Abarca, C.D.G., Faria, E.A.S.T., Fernandes, H.H.O. (2006). “O setor elétrico.” Disponível em
<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2006.
- Matsumoto, E.Y. (2002). “Matlab 6.5 Fundamentos de Programação.” Editora Érica, São Paulo.

**ANEXO I – MINUTA DE RESOLUÇÃO SOBRE A QUALIDADE DA
ENERGIA ELÉTRICA FORNECIDA**

ANEXO I

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº XXX, DE XX DE XXXXXXXX DE 20XX

Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à qualidade da energia elétrica fornecida, vinculada à conformidade da tensão elétrica em regime permanente e transitório.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 178, alínea “a” e 179, alínea “a”, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, nos arts. 119, alínea “a”, 120, alínea “a”, 141, inciso II, 142, inciso II, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, no art. 6º, § 1º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no Anexo I, art. 4º, incisos IV, XV, XVI e XXXVII, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.XXXXXX/XX-XX, e considerando:

a necessidade de observar a distinção entre os conceitos de continuidade do fornecimento e qualidade de energia elétrica, os quais são tratados diferenciadamente pela supracitada legislação aplicável e, em consonância, os critérios diferenciados foram regulados, de forma independente e específica, pelas respectivas Portarias e Resoluções, publicadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE e pela ANEEL;

a necessidade de esclarecer a diferenciação, de forma definitiva, dos referidos conceitos de continuidade do fornecimento e qualidade de energia elétrica;

que é imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento do regime de tensão de energia elétrica em conformidade com parâmetros, bem como de indicadores dos limites de variação das tensões a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e pelos consumidores;

a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições, referentes à conformidade da tensão elétrica, definidas por meio da Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001;

que compete a ANEEL regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria do serviço prestado e zelando, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observando, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor; e

que, em função das Audiências Públicas nº XXX, realizada em XX de XXXXXX de 20XX e nº XXX, realizada em XX de XXXXXXXX de 20XX, foram recebidas sugestões

de consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica, das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, de fabricantes de equipamentos de medição, de órgãos de defesa dos consumidores, os quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições atualizadas e consolidadas, relativas à qualidade da energia elétrica fornecida, vinculada à conformidade da tensão elétrica em regime permanente e transitório, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, bem como pelos consumidores.

Parágrafo único. Estas disposições aplicam-se também aos consumidores livres, no que couber, de forma complementar à respectiva regulamentação.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as seguintes definições mais usuais:

I - Amostra: conjunto de unidades consumidoras, selecionadas aleatória e periodicamente pela ANEEL, que serão objeto de medição da tensão elétrica para fins de verificação da conformidade em relação aos critérios e parâmetros de referência.

II - Concessionária ou Permissionária: agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, referenciado, doravante, apenas pelo termo concessionária.

III - Consumidor: pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas nas normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

IV - Distorção Harmônica Individual de ordem h - DHIh: índice percentual representativo da intensidade de alteração provocada pela componente harmônica de ordem h de uma onda distorcida.

V - Distorção Harmônica Total – DHT: índice percentual representativo da intensidade de alteração provocada por componentes harmônicas de uma onda distorcida.

VI - Distúrbio Elétrico: anomalia decorrente de fenômeno natural ou artificial, caracterizada pela agregação de uma variável indesejada que provoca distorção da forma senoidal da tensão do sistema elétrico da concessionária, subdividida nos seguintes grupos e subgrupos:

a) Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD: distúrbios caracterizados pela redução, elevação ou interrupção da Tensão de Fornecimento com duração típica compreendida no intervalo de 0,5 ciclo a 1 minuto e subdivididos nos seguintes subgrupos:

Subgrupos	Tipo do distúrbio	Duração	Amplitude típica da tensão (pu)
-----------	-------------------	---------	---------------------------------

		típica	
Instantâneas	Afundamento de tensão	0,5 a 30 ciclos	0,1 a 0,9
	Salto de tensão	0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8
Momentâneas	Interrupção	0,5 ciclo a 3 s	Menor que 0,1
	Afundamento de tensão	30 ciclos a 3 s	0,1 a 0,9
	Salto de tensão	30 ciclos a 3 s	1,1 a 1,8
Temporárias	Interrupção	3 s a 1 min	Menor que 0,1
	Afundamento de tensão	3 s a 1 min	0,1 a 0,9
	Salto de tensão	3 s a 1 min	1,1 a 1,8

b) Variações de Tensão de Longa Duração – VTLD: distúrbios caracterizados pela redução, elevação ou interrupção da Tensão de Fornecimento com duração típica superior a 1 minuto e divididos no seguinte subgrupo:

Subgrupo	Tipo do distúrbio	Duração típica	Amplitude típica da tensão (pu)
Sustentadas	Interrupção	maior que 1 min	0,0
	Subtensão	maior que 1 min	0,8 a 0,97
	Sobretensão	maior que 1 min	1,03 a 1,20

c) Transitórios: distúrbios caracterizados pela elevação extremamente rápida e aguda da Tensão de Fornecimento, com duração típica de microssegundos a, no máximo, alguns milissegundos e subdivididos nos seguintes subgrupos:

c.1) impulsivos: distúrbios caracterizados pela súbita elevação da tensão, não provocando alterações nas condições de estado permanente de tensão, com polaridade unidirecional e com duração típica da ordem de, no máximo, alguns milissegundos; e

c.2) oscilatórios: distúrbios caracterizados pela súbita elevação da tensão, com mudança rápida da polaridade e com duração típica de 0,3 a 30 microssegundos.

d) Desequilíbrios de Tensão: distúrbios em que os valores eficazes das tensões de fase são diferentes entre si.

e) Assimetrias da Tensão: distúrbios em que os ângulos de fase da tensão das fases são diferentes entre si.

f) Distorções Harmônicas: distúrbios correspondentes a desvios, em regime permanente, da forma de onda da tensão em relação à sua forma puramente senoidal, e caracterizados pela presença de tensões senoidais com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental de 60 Hz.

g) Flutuações de Tensão: distúrbios caracterizados por variações regulares ou aleatórias de baixa frequência no valor eficaz da Tensão de Fornecimento, as quais não excedem o limite especificado de 0,95 a 1,05 pu.

VII – Fabricante: produtor de equipamento eletroeletrônico com autorização e certificação nacional emitida pelo órgão responsável, que ofereça garantia de operação adequada e vida útil do produto manufaturado, compatíveis com as condições desta resolução.

VIII - Fator de Desequilíbrio de Tensão - FDT: indicador percentual referente ao desequilíbrio dos valores eficazes das tensões de fase.

XIX - Importe de Uso do Sistema Elétrico - IUSE: valor em moeda corrente nacional resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem a incidência de imposto e referente ao uso do sistema elétrico ao qual a unidade consumidora está conectada.

X - Índice de Tensões Críticas - ITC: indicador individual referente ao percentual de leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores críticos, no período de medição definido.

XI – Índice de Tensões Precárias - ITP: indicador individual referente ao percentual de leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores precários, no período de medição definido.

XII – Índice Máximo de Tensões Críticas - ITC_M: indicador individual máximo admissível de leituras de tensão elétrica, verificadas nas faixas de valores críticos, no período de medição definido.

XIII – Índice Máximo de Tensões Precárias - ITP_M: indicador individual máximo admissível de leituras de tensão elétrica, verificadas nas faixas de valores precários, no período de medição definido.

XIV - Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Precária - ICTP: indicador coletivo referente ao percentual de unidades consumidoras da amostra com leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores precários.

XV - Índice Coletivo de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica - ICTC: indicador coletivo referente ao percentual de unidades consumidoras da amostra com leituras de tensão elétrica verificadas nas faixas de valores críticos.

XVI - Índice Coletivo de Tensões Precárias Equivalente – ICTP_E: indicador coletivo referente à razão da somatória dos ITP's em relação ao número total de unidades consumidoras da amostra, ou seja, percentual coletivo de tensões precárias equivalente por unidade consumidora.

XVII - Índice Coletivo de Tensões Críticas Equivalente – ICTC_E: indicador coletivo referente à razão da somatória dos ITC's em relação ao número total de unidades consumidoras da amostra, ou seja, percentual coletivo de tensões críticas equivalente por unidade consumidora.

XVIII – Índice de Severidade de Curta Duração – Pst: indicador que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa decorrentes da flutuação de tensão, verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos.

XIX – Índice de Severidade de Longa Duração – Plt: indicador que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa decorrentes da flutuação de tensão, verificada num período contínuo de 2 (duas) horas, por meio da composição de 12 (doze) valores consecutivos do Índice de Severidade de Curta Duração – Pst.

XX – Índice Diário de Severidade de Curta Duração – PstD95%: valor diário do indicador Pst que foi superado em apenas 5% (cinco por cento) dos registros obtidos no período de 24 horas.

XXI – Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95%: valor semanal do indicador Plt que foi superado em apenas 5% (cinco por cento) dos registros obtidos no período de 7 (sete) dias completos e consecutivos.

XXII - Fator de Transferência - FT: relação entre os valores dos Índices Semanais de Severidade de Longa Duração (PltS95%) do barramento do sistema de distribuição e do barramento de tensão secundária de distribuição inferior a 2,3 kV eletricamente mais próximo.

XXIII - Leitura Válida: valor de tensão elétrica, integralizado a cada intervalo de 10 (dez) minutos, sem ocorrência de interrupção de energia elétrica no período de medição.

XXIV - Ordem Harmônica h: número da componente harmônica de frequência múltipla da frequência da fundamental de 60 Hz.

XXV - Período de Medição: período de tempo, expresso em horas, a ser utilizado para medição de tensão elétrica.

XXVI - Ponto de Entrega: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

XXVII - Qualidade de Energia Elétrica: recebimento de energia elétrica com regime de tensão em conformidade com parâmetros estabelecidos nesta resolução e compatíveis com os requisitos técnicos necessários à operação adequada do equipamento eletroeletrônico, de forma a garantir a vida útil do mesmo, consoante especificações técnicas do fabricante.

XXVIII - Regime Permanente: intervalo de tempo da leitura de tensão elétrica, onde não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura, fixado em 10 (dez) minutos.

XXIX - Tensão de Fornecimento - TF: valor eficaz de tensão no ponto de entrega, integralizado a cada 10 (dez) minutos obtido por meio de equipamentos apropriados, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts.

XXX - Tensão Fundamental – V_1 : valor eficaz da onda de tensão puramente senoidal de frequência 60 Hz.

XXXI - Tensão Harmônica de ordem h – V_h : valor eficaz da tensão elétrica da componente harmônica de ordem h.

XXXII - Tensão Nominal - TN: valor eficaz de tensão elétrica pelo qual o sistema elétrico é projetado, expresso em volts ou quilovolts.

XXXIII - Unidade Consumidora: conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

XXXIV - Unidade Consumidora do Grupo A: unidade consumidora com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, observados os seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- b) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- c) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- d) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

XXXV - Unidade Consumidora do Grupo B: unidade consumidora com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV.

Art. 3º A conformidade da tensão deve ser avaliada no ponto de entrega de energia da unidade consumidora, por meio dos indicadores estabelecidos nesta Resolução.

CAPÍTULO I – DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

DA CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Art. 4º Para unidades consumidoras do Grupo A, a Tensão de Fornecimento deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da Tensão Nominal no ponto de entrega e ser compatível com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora.

§ 1º Desde que em comum acordo entre as partes, poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados.

§ 2º A Tensão de Fornecimento nas unidades consumidoras referidas no “caput” deste artigo será classificada de acordo com as faixas da variação referidas nas tabelas 1, 2 e 3 constantes do Anexo desta Resolução.

Art. 5º Para unidades consumidoras do Grupo B a Tensão de Fornecimento, será classificada de acordo com as faixas de variação referidas na tabela 4 constante do Anexo desta Resolução.

DOS INDICADORES INDIVIDUAIS

Art. 6º A concessionária deverá apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:

I - Índice de Tensões Precárias (ITP), utilizando a seguinte fórmula:

$$ITP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 \quad [\%]$$

II - Índice de Tensões Críticas (ITC), utilizando a seguinte fórmula:

$$ITC = \frac{nlp}{1.008} \times 100 \quad [\%]$$

onde:

nlp = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas precárias;

nlc = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas críticas; e

1.008 = número máximo de leituras da Tensão de Fornecimento, passíveis de serem efetuadas considerando uma leitura a cada 10 (dez) minutos no período de medição de 168 horas.

DOS CRITÉRIOS DE MEDIÇÕES SOLICITADAS

Art. 7º Efetuada, exclusivamente pelo consumidor, qualquer tipo de reclamação da tensão de fornecimento, a concessionária deverá realizar inspeção técnica na unidade consumidora, com vistas a constatar a procedência ou não da reclamação por meio de medição instantânea no ponto de entrega da energia elétrica.

§ 1º Comprovada a procedência da reclamação e a impossibilidade da regularização durante a inspeção técnica, a concessionária deverá instalar equipamento de medição no ponto de entrega da unidade consumidora, para avaliação da tensão de fornecimento, observando os critérios estabelecidos nesta Resolução e, em especial, prestando as informações descritas no § 5º deste artigo.

§ 2º A concessionária deverá comprovar a regularização da tensão de fornecimento, efetuada durante a inspeção técnica, por meio de registro de medição no ponto de entrega, por período mínimo de medição de 24 (vinte e quatro) horas consecutivas.

§ 3º Se, após a avaliação referenciada no parágrafo anterior, forem constatados registros de valores inadequados de tensão, a concessionária deverá realizar nova inspeção com período de medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, observando aos dispositivos estabelecidos nesta Resolução.

§ 4º Caso seja constatado, na inspeção técnica, que a reclamação é improcedente, a concessionária deverá oferecer ao consumidor a possibilidade de o mesmo solicitar a medição da tensão de fornecimento no ponto de entrega da unidade consumidora, pelo período de medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, inclusive com as informações estabelecidas no § 5º deste artigo.

§ 5º A concessionária deverá prestar ao consumidor, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis da realização da medição, as seguintes informações:

- I - direito de o consumidor acompanhar a instalação do equipamento de medição;
- II - custo a ser cobrado pelo serviço, conforme regulamento específico, caso sejam verificados valores de tensão adequados; e
- III - prazo de entrega do resultado da medição que deverá ser de no máximo 30 (trinta) dias a partir da reclamação.

§ 6º As leituras da Tensão de Fornecimento serão obtidas utilizando equipamentos de medição que atendam aos requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15

desta Resolução, observado o período de medição de 168 (cento e sessenta e oito) horas, totalizando 1.008 leituras, conforme disposto no art. 7º.

§ 7º A medição de tensão deve corresponder ao tipo de ligação da unidade consumidora - monofásica, bifásica ou trifásica - abrangendo medições entre todas as fases ou entre todas as fases e o neutro, quando este for disponível.

§ 8º Para unidades consumidoras do Grupo A com Tensão Nominal inferior a 69 kV, cujo sistema de medição de energia elétrica esteja situado no lado secundário do transformador de potência, a medição de tensão deverá ser efetuada no lado secundário.

DO REGISTRO DOS DADOS DE MEDIÇÕES SOLICITADAS

Art. 8º A concessionária deverá organizar registros, em processos individuais, quanto às reclamações de tensão, contendo os seguintes dados:

- I - número de protocolo;
- II - data da reclamação da tensão, verbal ou escrita;
- III - data do aviso ao consumidor sobre a realização da medição de tensão;
- IV - período da medição;
- V - valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- VI - histograma de tensão e tabela de medição, em por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u. a 1,20 p.u. inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e

§1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:

- I - valores apurados de ITP e ITC;
- II - valor do serviço pago pelo consumidor;
- III - providências para a regularização e data de conclusão;
- IV - período da nova medição;
- V - data de comunicação ao consumidor do resultado da apuração e do prazo de regularização; e
- VI- valor da compensação e mês do crédito.

§ 2º Os dados deverão ser disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período máximo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta do consumidor.

DOS INDICADORES COLETIVOS

Art. 9º. Com base nas medições amostrais, efetuadas em cada trimestre do ano-calendário, a ANEEL calculará os Índices Coletivos de Unidades Consumidoras com Tensões Precárias e Críticas – ICTP e ICTC, utilizando as seguintes fórmulas:

$$ICTP = \frac{nup}{nut} \times 100 \quad [\%]$$

$$ICTC = \frac{nuc}{nut} \times 100 \quad [\%]$$

onde:

nup = número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de Fornecimento situadas na faixa precária;

nuc = número de unidades consumidoras com leituras da Tensão de Fornecimento situadas na faixa crítica; e

nut = número total de unidades consumidoras da amostra trimestral.

Parágrafo único. A dimensão da amostra trimestral da concessionária deve ser obtida de acordo com a tabela constante do art. 11 desta Resolução.

Art. 10. Os Índices Coletivos de Tensões Precárias e Críticas Equivalentes – $ICTP_E$ e $ICTC_E$ serão calculados pelas seguintes fórmulas:

$$ICTP_E = \frac{\sum_{i=1}^n ITP_i}{nut} \times 100 \quad [\%]$$

$$ICTC_E = \frac{\sum_{i=1}^n ITC_i}{nut} \times 100 \quad [\%]$$

DOS CRITÉRIOS DE MEDIÇÃO AMOSTRAL

Art. 11. A concessionária deverá manter atualizadas em arquivo eletrônico, até o mês de setembro de cada ano, as seguintes informações relativas ao cadastro de todas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV:

- I- número ou código de referência da unidade consumidora;
- II- unidade federativa onde está localizada a unidade consumidora;
- III- código do conjunto ao qual está vinculada a unidade consumidora; e
- IV- classe da unidade consumidora, conforme Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, ou outra que a substitua.

§ 1º Com base no cadastro referido no “caput” deste artigo, a ANEEL definirá, por meio de critério estatístico aleatório, as unidades consumidoras da amostra para fins de medição.

§ 2º A relação das unidades consumidoras da amostra definida será enviada em quantitativos trimestrais às concessionárias, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias em relação à data de início das medições, acrescida de uma margem de segurança para contornar eventuais problemas de cadastro ou de impossibilidade de medição.

§ 3º A concessionária definirá, com base no quantitativo trimestral, o número de unidades consumidoras a serem objeto de leitura da tensão de fornecimento em um determinado mês.

§ 4º As medições em cada trimestre abrangerão, no mínimo, a dimensão da amostra definida na tabela seguinte:

Número total de unidades consumidoras da concessionária (N)	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra acrescida da margem de segurança
$N \leq 30.000$	36	42
$30.001 \leq N \leq 100.000$	60	66
$100.001 \leq N \leq 300.000$	84	93
$300.001 \leq N \leq 600.000$	120	132
$600.001 \leq N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.001 \leq N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.001 \leq N \leq 3.000.000$	270	297
$3.000.001 \leq N$	300	330

§ 5º As medições poderão ser realizadas entre uma fase e o neutro, ou entre duas fases quando o neutro não for disponível.

§ 6º As leituras da tensão de fornecimento serão obtidas utilizando equipamentos de medição de acordo com os requisitos mínimos e critérios estabelecidos nos arts. 14 e 15 desta Resolução.

DO REGISTRO DOS DADOS DE MEDIÇÕES AMOSTRAIS

Art. 12. A concessionária deverá manter registro em sistema informatizado, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

- I - identificação da unidade consumidora ou do ponto de entrega;
- II - período de medição utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);
- III - valores apurados de ITP e ITCC;
- IV - valores máximo e mínimo das leituras da Tensão de Fornecimento;
- V - histograma de tensão e tabela de medição, com o intervalo de 0,8 a 1,20 inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e
- VI - coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras.

§ 1º Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:

- I - providências para a regularização e data de conclusão; e
- II - período da nova medição.

§ 2º Os dados deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.

DO ENVIO DOS INDICADORES OBTIDOS DA MEDIÇÃO AMOSTRAL

Art. 13. A concessionária deverá enviar trimestralmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre, os valores dos indicadores individuais ITP e ITC, obtidos das medições amostrais trimestrais.

§ 1º Os indicadores devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis que registrem informações desde a medição da tensão até a transformação dos respectivos dados em indicadores.

§ 2º Os indicadores coletivos ICTP e ICTC serão calculados pela ANEEL quando do envio dos indicadores individuais pela concessionária.

§ 3º Os indicadores individuais ITP e ITC deverão ser identificados por unidade consumidora.

DOS REQUISITOS DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Art. 14. As medições de tensão oriundas de reclamação ou amostrais devem ser efetuadas com uso de equipamentos com as características mínimas fixadas a seguir:

- I - taxa de amostragem: 16 amostras/ciclo;
- II - resolução: 12 bits; e
- III - exatidão de até 1% (um por cento) da leitura.

Art. 15. O equipamento de medição deverá permitir o cálculo dos valores eficazes de tensão utilizando intervalos de medição de 10 (dez) minutos, com janelas fixas e consecutivas de 12 (0,2 s) a 15 ciclos (0,25 s) e apresentar as seguintes informações:

- I - valores calculados dos indicadores individuais;
- II - tabela de medição; e
- III - histograma de tensão.

Parágrafo único. O intervalo de medição de 10 (dez) minutos deverá ser expurgado quando houver registro de distúrbios caracterizáveis como Variações de Tensão de Curta Duração, interrupções sustentadas vinculadas à Variações de Tensão de Longa Duração, Transitórios, Desequilíbrios e Assimetrias de Tensão, Distorções Harmônicas e Flutuações de Tensão.

DOS PRAZOS PARA REGULARIZAÇÃO DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

Art. 16. Constatado valor do ITP superior ao do ITP_M, a concessionária deverá efetuar a regularização da tensão no prazo máximo de 90 (noventa) dias a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor nos casos de reclamação ou do término da leitura nos casos de medições amostrais.

Art. 17. Constatado valor do ITC superior ao do ITC_M, a concessionária deverá efetuar a regularização da tensão no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor nos casos de reclamação ou do término da leitura nos casos de medições amostrais.

Art. 18. As áreas ou sistemas que apresentem situações com impossibilidade técnica de solução nos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução, desde que estejam relacionadas a atos regulatórios do Poder Concedente ou da ANEEL, deverão ser relatadas e justificadas formalmente a ANEEL, para aprovação, até outubro de cada ano, com indicação das providências e prazos necessários para a sua regularização.

Art. 19. A regularização da Tensão de Fornecimento deverá ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de medição, e o resultado final comunicado, por escrito, ao consumidor que efetuou a reclamação, no prazo de 30 (trinta) dias após o término da nova medição.

§ 1º A nova medição deverá ter seu início, no máximo, no dia seguinte ao vencimento dos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução.

§ 2º Será considerada como data efetiva da regularização da Tensão de Fornecimento aquela correspondente ao início da nova medição e com valores de ITP e ITC iguais ou inferiores ao ITP_M ou ITC_M .

DA COMPENSAÇÃO POR TENSÃO INADEQUADA

Art. 20. A partir de 1º de janeiro de 2008, expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução e detectada a não regularização da Tensão de Fornecimento para os casos de medição por reclamação ou amostral, a concessionária deverá creditar, uma indenização a título de Compensação por Tensão Inadequada – CTI, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CTI = [ITP - ITP_M + (ITC - ITC_M)K_i] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CTI : Compensação por Tensão Inadequada, aplicável quando positiva;

ITP : valor do ITP expresso em % e apurado no último período de medição;

ITC : valor do ITC expresso em % e apurado no último período de medição;

ITP_M : Índice Máximo de Tensões Precárias;

ITC_M : Índice Máximo de Tensões Críticas;

K_i : Constante de Ajuste, variando da seguinte forma:

a) igual a 4 para unidades consumidoras do Grupo B;

b) igual a 3 para unidades consumidoras do subgrupo A4;

c) igual a 2 para unidades consumidoras do subgrupo A3a;

d) igual a 1 para unidades consumidoras do subgrupo A3 ou A2; e

IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração; e

Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200, e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

§ 1º A compensação devida ao consumidor, conforme critério estabelecido no “caput” deste artigo, não isenta a concessionária de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.

§ 2º O Importe de Uso do Sistema de Distribuição – IUSE deverá ser utilizado tanto para os consumidores cativos quanto para os consumidores livres e será calculado por meio das seguintes fórmulas:

I – unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Convencional:

$$IUSE(AC) = DF \times TUS(D) + CA \times TUS(E)$$

II – unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Horo-sazonal, Modalidade Azul:

$$IUSE(AA) = DFp \times TUS(Dp) + DFfp \times TUS(Dfp) + CAp \times TUS(Ep) + CAfp \times TUS(Efp)$$

III - unidades consumidoras do Grupo A, Estrutura Tarifária Horo-sazonal, Modalidade Verde:

$$IUSE(AV) = DF \times TUS(D) + CAp \times TUS(Ep) + CAfp \times TUS(Efp)$$

onde:

IUSE(AC) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A Convencional;

DF = Demanda Faturável;

TUS(D) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda;

CA = Consumo de energia elétrica ativa medida no período de faturamento;

TUS(E) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia;

IUSE(AA) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A, Horo-sazonal Azul;

IUSE(AV) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo A, Horo-sazonal Verde;

DFp = Demanda faturável em cada posto horário “p” do período de ponta;

TUS(Dp) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda no horário de ponta;

DFfp = Demanda faturável em cada posto horário “p” do período de fora de ponta;

TUS(Dfp) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de demanda no horário de fora de ponta;

CAp = Consumo de energia elétrica ativa medida no horário de ponta;

TUS(Ep) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia no horário de ponta;

CAfp = Consumo de energia elétrica ativa medida no horário de ponta; e

TUS(Efp) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia no horário de fora de ponta; e

IV – unidades consumidoras do Grupo B:

$$IUSE(B) = CA \times TUS(E)$$

onde:

IUSE(B) = Importe de Uso do Sistema Elétrico para unidade consumidora do Grupo B;

CA = Consumo de energia elétrica ativa medida no período de faturamento;

TUS(E) = Tarifa de uso do sistema elétrico compreendendo a soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) especificada para a componente de energia.

§ 3º O valor da compensação deverá ser creditado na fatura de energia elétrica do mês subsequente ao término dos prazos de regularização estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução.

§ 4º No caso de unidade consumidora do Grupo B com ligação trifásica ou bifásica prevalecerá, para efeito de transgressão dos indicadores, a fase cujos indicadores ITP e ITC resultarem no maior valor de Compensação por Tensão Inadequada.

§ 5º A compensação deverá ser mantida nos faturamentos posteriores enquanto o indicador ITP for superior ao ITP_M e/ou o indicador ITC for superior ao ITC_M.

§ 6º No caso de inadimplência do consumidor, desde que em comum acordo entre as partes, o valor da Compensação por Tensão Inadequada poderá ser utilizado para deduzir débitos vencidos.

Art. 21. Os valores atuais de ITP_M e ITC_M, 3% (três por cento) e 0,5% (cinco décimos por cento) respectivamente, serão progressivamente reduzidos de um valor absoluto de 1% (um por cento) e 0,2 % (dois décimos por cento) a cada ano, no período de 2007 a 2010, devendo portanto vigorar os valores descritos na tabela a seguir:

ANO	ITP _M (%)	ITC _M (%)
até 31 de dezembro de 2007	3	0,5
até 31 de dezembro de 2008	2	0,3
até 31 de dezembro de 2009	1	0,2
a partir de 01 de janeiro de 2010	0,0	0,0

DAS INFORMAÇÕES NA FATURA

Art. 22. A concessionária deverá informar na fatura de energia elétrica, a Tensão Nominal no Ponto de Entrega e os respectivos limites adequados da Tensão de Fornecimento, expressos em volt (V) para unidades consumidoras do Grupo B e em quilovolts (kV) para unidades consumidoras do Grupo A.

CAPÍTULO II – DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Art. 23. Com vistas a minimizar a possibilidade de ocorrência de distúrbios provocadores de Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD, a concessionária deverá publicar, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta dias) contados a partir da data de vigência desta Resolução, a norma de operação do sistema elétrico de sua área de concessão, constando no mínimo, dos seguintes elementos:

- I – procedimentos para manobra de equipamentos elétricos;
- II – procedimentos de proteção e controle de faltas;
- III – procedimentos para energização de cargas de grande porte;
- IV - plano de confiabilidade do sistema elétrico, com estudo detalhado da taxa de falhas; e
- V – outros aspectos vinculados à melhoria do desempenho do sistema elétrico, necessários em função de adequação tecnológica.

Parágrafo único. Fica facultado à concessionária definir o limite de carga de grande porte citado no inciso III, considerando as características de seu sistema elétrico e das cargas em operação.

Art 24. A concessionária deverá implementar alternativas de manobras de circuitos de seu sistema elétrico de distribuição, bem como energização de grandes blocos de cargas, de forma a evitar a ocorrência de distúrbios caracterizáveis como Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD ao longo do sistema elétrico de distribuição e/ou às unidades consumidoras integrantes e sujeitas a serem afetadas por essas operações.

Parágrafo único. O consumidor tem o direito de receber o ressarcimento de danos causados aos equipamentos elétricos causados em função de distúrbios classificados como Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD nos termos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 61, de 29 de abril de 2004, ou outra que a substituir.

Art 25. A concessionária deverá manter sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras desses distúrbios, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o momento da ocorrência com detalhamento de hora, minuto e segundo.

CAPÍTULO III – DOS TRANSITÓRIOS DE TENSÃO

Art. 26. A concessionária deverá dimensionar, instalar e manter em perfeitas condições de operação os equipamentos supressores de tensão contra transitórios oriundos de descargas atmosféricas, inclusive no barramento do Ponto de Entrega da unidade consumidora do Grupo B.

Art 27. A concessionária deverá implementar alternativas de manobras de circuitos de seu sistema elétrico de distribuição, bem como energização de grandes blocos de cargas e/ou de bancos de capacitores, de forma a evitar a ocorrência de distúrbios transitórios ao longo do sistema elétrico de distribuição e/ou às unidades consumidoras integrantes e sujeitas a serem afetadas por essas operações.

Parágrafo único. O consumidor tem o direito de receber o ressarcimento de danos causados aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, causados em função de

distúrbios classificados como Transitórios de Tensão nos termos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 61, de 29 de abril de 2004, ou outra que a substituir.

Art 28. A concessionária deverá manter sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras desses distúrbios, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o momento da ocorrência com detalhamento de hora minuto e segundo.

Parágrafo único. O sistema de monitoramento referido neste artigo deverá ter capacidade de registrar as seguintes grandezas e informações:

- e) valor máximo da sobretensão resultante do distúrbio;
- f) tempo da ocorrência, desde o início até o retorno à sua condição de estabilidade da Tensão de Fornecimento ao seu valor eficaz;
- g) data, hora, minuto e segundo do início da ocorrência do distúrbio; e
- h) o registro dessas informações deverá ser mantido pela concessionária por período mínimo de 120 (cento e vinte) dias a contar da data da ocorrência do distúrbio.

CAPÍTULO IV – DOS DESEQUILÍBRIOS E ASSIMETRIAS DE TENSÃO

Art. 29. O Fator de Desequilíbrio de Tensão poderá ser calculado pela concessionária por meio das seguintes fórmulas:

c) relação percentual entre os valores eficazes das tensões de fase de sequência negativa (V-) e positiva (V+):

$$FDT = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad [\%] \text{ ou}$$

d) relação percentual entre os valores eficazes das tensões trifásicas de linha, Vab, Vbc, Vca:

$$FDT = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 \quad [\%]$$

sendo:

$$\beta = \frac{Vab^4 + Vbc^4 + Vca^4}{(Vab^2 + Vbc^2 + Vca^2)^2}$$

Art. 30. Os valores máximos admissíveis para o Fator de Desequilíbrio de Tensão – FDT são os seguintes:

I – para a concessionária: 2 % (dois por cento) em qualquer Ponto de Entrega de unidades consumidoras dos Grupos A ou B, ligadas no sistema elétrico da concessionária; e

II – para o consumidor responsável em cada unidade consumidora: 1,5 % (um inteiro e cinco décimos por cento).

Parágrafo único. Os limites referidos neste artigo deverão ser ininterruptamente monitorados pela concessionária, observadas as condições de operação conjunta de todas as unidades consumidoras regularmente cadastradas.

Art. 31. A concessionária deverá utilizar sistemas de medição baseados em sistemas microprocessados para medição das tensões trifásicas.

§ 1º Os sistemas de medição devem atender, no mínimo, os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.

§ 2º As medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase, com vistas a evitar efeitos das componentes de seqüência zero.

Art. 32. O consumidor deverá informar à concessionária, quando do pedido de fornecimento ou de aumento de carga, o interesse em utilizar equipamento elétrico que provoque desequilíbrio de tensão superior ao limite de 1,5 % fixado no § 2º do art. 30.

Art. 33. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectado desequilíbrio de tensão com valor superior aos respectivos limites fixados no art. 30, a concessionária deverá cobrar, ou creditar ao consumidor, uma indenização a título de Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CDT(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{FDT_t}{FDT_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CDT(p) : Compensação por Desequilíbrio de Tensão, por posto horário “p”, aplicável quando positiva;

FDT_t : Fator de Desequilíbrio de Tensão da unidade consumidora, expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

FDT_M : Índice Máximo do Fator de Desequilíbrio de Tensão, conforme fixado no art. 30;

t = intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = posto horário, ponta ou fora de ponta, para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal ou período de faturamento para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional;

n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento;

IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração; e

Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200, e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

Parágrafo único. Nos casos em o desequilíbrio de tensão for de sua responsabilidade, a concessionária deverá creditar a indenização calculada nos termos do “caput” deste artigo, na primeira fatura posterior a constatação do distúrbio.

Art. 34. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora ao limite percentual estabelecido pelo indicador FDT, quando ocorrer solicitação de :

I – pedido de fornecimento;

II – alteração da forma de utilização de grandes cargas da unidade consumidora que possam provocar transgressão do Fator de Desequilíbrios de Tensão;

III – aumento de carga; e

III – aumento da demanda contratada.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor, caso não haja prejuízo a outras unidades consumidoras.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos relativos à Compensação por Desequilíbrio de Tensão – CDT que seriam efetivados e correspondentes à transgressão do indicador FDT.

CAPÍTULO V – DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Art. 35. A Distorção Harmônica Individual de ordem h – DH_h e a Distorção Harmônica Total – DHT deverão ser calculadas pela concessionária por meio das seguintes fórmulas:

$$DH_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100$$

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

Art. 36. A concessionária e o consumidor deverão observar, no âmbito de suas competências e responsabilidades pela operação adequada de sistemas elétricos de distribuição e de cargas elétricas, os limites máximos de Distorção Harmônica Total – DHT fixados no quadro a seguir:

Tensão Nominal - TN	DHT (%)
TN < 2,3 kV	10
2,3 kV ≤ TN ≤ 13,8 kV	8
13,8 kV < TN ≤ 69 kV	6
69 kV < TN ≤ 138 kV	3

Art. 37. A concessionária e o consumidor deverão observar, no âmbito de suas competências e responsabilidades pela operação adequada dos sistemas elétricos de

distribuição e de cargas elétricas, os limites máximos de Distorção Harmônica Individual de ordem h - DH_{Ih} fixados no quadro a seguir:

Ordem Harmônica	DH _{Ih} (%)				
	TN < 2,3 kV	13,8 kV < TN ≤ 69 kV	13,8 kV < TN ≤ 69 kV	69 kV < TN ≤ 230 kV	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
>25	1,5	1	1	0,5	
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Art. 38. Para o cálculo da Distorção Harmônica Total – DHT, a concessionária deverá considerar espectro harmônico com faixa de frequências desde a componente fundamental até a 25ª harmônica no mínimo.

Art. 39. A concessionária deverá submeter os transformadores de potencial e de corrente a ensaios de resposta em frequência, quando houver dúvida relativa à possibilidade de introdução de erros oriundos desses equipamentos, com valores superiores às condições normais.

Art. 40. A concessionária deverá utilizar equipamentos com capacidade de medição dos valores eficazes das tensões, de modo a viabilizar o cálculo da Distorção Harmônica Total e de cada Distorção Individual até a 25ª (vigésima quinta) harmônica.

Art. 41. Para a monitoração da tensão de fornecimento, a concessionária deverá utilizar sistemas de medição baseados em tecnologia com microprocessadores, com capacidade de armazenamento compatível com os requisitos de banco de dados do protocolo de medição a ser definido pela ANEEL.

Art. 42. No caso de medição das distorções harmônicas em fornecimento trifásico, a concessionária deverá observar a ligação para tensões fase-neutro para sistema estrela aterrado e fase-fase para as demais configurações.

Art. 43. Prevista ou detectada Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHih, com valores superiores aos limites fixados, a concessionária poderá exigir do consumidor, na fase de consulta prévia, de análise do projeto de instalações elétricas, ou ainda posteriormente à ligação, quando da operação dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, a adoção das seguintes providências:

I – apresentação, se necessário, de projeto de instalações elétricas com emprego de equipamento corretivo, para fins de análise, aprovação e autorização de execução;

II – instalação de equipamento corretivo, nos casos em que, a critério da concessionária, o projeto citado no inciso anterior for dispensável; e/ou

III - pagamento de obras necessárias no sistema elétrico da concessionária, na Tensão de Fornecimento ou em tensões superiores, para correção dos efeitos dos distúrbios provocadores da distorção prevista ou detectada

§ 1º O projeto de equipamento direcionado à correção do distúrbio deverá ser elaborado por Engenheiro Eletricista, com habilitação prevista na legislação e apresentado juntamente com a Anotação de Responsabilidade Técnica - ART registrada no órgão regional competente.

§ 2º A aprovação e autorização referidas no inciso I não configurarão assunção de co-responsabilidade técnica da concessionária.

§ 3º Os prazos máximos a serem observados pela concessionária e pelo consumidor para o cumprimento de suas respectivas providências para a correção dos distúrbios harmônicos serão os seguintes:

I – instalação de equipamento corretivo pelo consumidor: 90 (noventa) dias após a aprovação do projeto de correção;

II – apresentação de projeto de correção pelo consumidor: 90 (noventa) dias após a comunicação específica e por escrito da concessionária;

III – elaboração de projeto de obras necessárias no sistema elétrico da concessionária: 30 (trinta) dias no caso de unidades consumidoras do Grupo B e 45 (quarenta e cinco) dias para unidades consumidoras do Grupo A;

IV – início das obras referidas no inciso III pela concessionária: 30 (trinta) dias após o pagamento pelo consumidor;

IV – término das obras referidas no inciso III pela concessionária: 150 (cento e cinquenta) dias após o início das obras.

Art. 44. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectada Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHih, com valores superiores aos limites fixados nos arts. 36 e 37, a concessionária deverá cobrar uma indenização a título de Compensação por Distorção Harmônica – CDH, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CDH(p) = \left[\sum_{t=1}^n \left(\frac{DHT_t}{DHT_M} - 1 \right) + \sum_{t=1}^n \left(\frac{DHIh_t}{DHIh_M} - 1 \right) \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CDH(p) : Compensação por Distorção Harmônica, por posto horário “p”, aplicável quando positiva;

DHT_t : valor da Distorção Harmônica Total expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

DHT_M : Índice Máximo da Distorção Harmônica Total conforme fixado no art. 36;

DHI_{ht} : valor da Distorção Harmônica Individual de ordem h expresso em % e calculado a cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento;

DHI_{hM} : índice Máximo da Distorção Harmônica Individual de ordem h conforme fixado no art. 37;

t = intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = posto horário, ponta ou fora de ponta, para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal ou período de faturamento para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional;

n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento;

IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração: e

Fa = Fator de ajuste, variável de 10 a 200, e cujo valor, fixado em 100 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

Art. 45. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora aos limites percentuais estabelecidos pelos indicadores DHT e DHIh, quando ocorrer solicitação de :

I – pedido de fornecimento;

II – alteração da forma de utilização de grandes cargas da unidade consumidora que possam provocar transgressão dos indicadores DHT e DHIh;

II - aumento de carga; e

III – aumento da demanda contratada.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajustes mediante solicitação fundamentada do consumidor, caso não haja prejuízo a outras unidades consumidoras.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos relativos à Compensação por Distorção Harmônica - CDH que seriam efetivados e correspondentes à transgressão do indicador DHT e/ou DHIh.

CAPÍTULO VI – DAS FLUTUAÇÕES DE TENSÃO

Art. 46. O Índice de Severidade de Curta Duração – Pst deverá ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$Pst = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

onde:

Pi (i=0,1; 1; 3; 10; 50) corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante i % do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar.

Art. 47. O Índice de Severidade de Longa Duração – Plt deverá ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (Psti)^3}$$

Art. 48. A concessionária deverá utilizar os procedimentos estabelecidos em Norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) para obtenção dos indicadores de severidade de cintilação (Pst e Plt), os quais serão derivados da medição e processamento das tensões dos barramentos.

Art. 49. O valor do Fator de Transferência – FT deve ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$FT = \frac{PltS95\%BS}{PltS95\%BR}$$

onde:

PltS95%BS = Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95% do barramento do sistema elétrico de distribuição (BS) em tensão igual ou superior a 2,3 kV; e

PltS95%BR = Índice Semanal de Severidade de Longa Duração – PltS95% do barramento em tensão inferior a 2,3 kV (BR) eletricamente mais próximo de BS.

Art. 50. Os instrumentos de medição devem atender aos protocolos de medição as normas técnicas vigentes.

Parágrafo único. O processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para a tensão correspondente do barramento em tensão secundária de distribuição inferior a 2,3 kV.

Art. 51. As faixas adequadas dos indicadores PstD95% e PltS95% de Flutuações de Tensão a serem cumpridas pelas concessionárias e consumidores, bem como as faixas precárias e críticas, são as seguintes:

Classificação	PstD95%	PltS95%
Adequada	< 1 pu / FT	< 0,8 pu / FT
Precária	1 pu a 2 pu / FT	0,8 a 1,6 pu / FT
Crítica	> 2 pu / FT	> 1,6 pu / FT

Parágrafo único. Nos casos em que os valores do Fator de Transferência – FT entre os barramentos BS e BR não forem conhecidos por meio de medição, deverão ser observados os valores típicos do quadro seguinte, para avaliação das Flutuações de Tensão:

Tensão Nominal (Quilovolts)	FT
$69 \leq TN \leq 230$	0,8
$TN < 69$	1.0

Art. 52. A partir de 1º de janeiro de 2008, detectada Flutuação de Tensão, com valores superiores aos limites fixados, a concessionária deverá cobrar uma indenização a título de Compensação por Flutuação de Tensão - CFT, calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$CFT(p) = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{PstD\ 95\%P_i}{PstD\ 95\%P\ min} - 1 \right) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{PltS\ 95\%P_j}{PltS\ 95\%P\ min} - 1 \right) + \sum_{m=1}^n \left(\frac{PstD\ 95\%C_m}{PstD\ 95\%C\ min} - 1 \right) KDC + \sum_{q=1}^n \left(\frac{PltS\ 95\%C_p}{PltS\ 95\%C\ min} - 1 \right) KSC \right] \times \frac{IUSE}{Fa}$$

onde:

CFT(p) : Compensação por Flutuação de Tensão, calculada no período de 7 (sete) dias consecutivos, e aplicável quando positiva;

p = período de 7 dias consecutivos, utilizado para verificação da Flutuação de Tensão;

i : ocorrência do Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;

PstD95%Pi : Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;

PstD95%Pmin : Índice Diário de Severidade de Curta Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;

j : ocorrência do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária da Tabela do Art. 51;

PltS95%Pj : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa precária da Tabela do Art. 51;

PltS95%Pmin : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Precário mínimo, situado na faixa precária da Tabela do art. 51;

m : ocorrência do Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;

PstD95%Cm : Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;

PstD95%Cmin : Índice Diário de Severidade de Curta Duração Crítico mínimo, situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;

q : ocorrência do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51;

PltS95%Cp : Índice semanal de Severidade de longa Duração, situado na faixa Crítica da Tabela do art. 51;

PltS95%Cmin : Índice Semanal de Severidade de Longa Duração Crítico mínimo, situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51;

KDC e KSC : Constante Diária Crítica e Constante Semanal Crítica, respectivamente, variável de 1 a 40, de acordo com a seguinte forma:

- a) igual a 1 para unidades consumidoras do Grupo B;
- b) igual a 10 para unidades consumidoras do subgrupo A4;
- c) igual a 20 para unidades consumidoras do subgrupo A3a;
- d) igual a 40 para unidades consumidoras do subgrupo A3 ou A2;

IUSE : Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração: e

Fa = Fator de ajuste, variável de 1 a 10, e cujo valor, fixado em 10 poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica de tarifas.

Art. 53. O prazo máximo para o consumidor providenciar a correção da Flutuação de Tensão será de 120 (cento e vinte) dias, contados a partir da data da comunicação específica e por escrito ao consumidor da constatação da transgressão dos indicadores PstD95% e PltS95%.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 54. A partir de 01 de janeiro de 2012 e até 31 de dezembro de 2015, os atuais medidores eletromagnéticos de energia elétrica instalados nas unidades consumidoras deverão ser substituídos por medidores eletrônicos classe 1, observada adequada compatibilidade em relação às características técnicas das unidades consumidoras.

§ 1º Os medidores eletrônicos referidos no “caput” deste artigo deverão ter capacidade para atendimento dos seguintes atributos:

I – Unidades consumidoras do Grupo B:

- j) registro de ocorrências de Variações de Tensão de Longa Duração - VTLD, com valores integralizados da Tensão de Fornecimento nos termos desta resolução, para fins de identificação do número de leituras precárias e críticas, bem como da determinação dos indicadores ITP e ITC;
- k) registro de ocorrências de Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD, com identificação do distúrbio, incluídos valores de intensidade e duração, consoante fixado no art. 25;
- l) registro de distúrbios transitórios impulsivos e oscilatórios, nos termos fixados no art. 28;
- m) proteção interna contra distúrbios transitórios;
- n) registros de transgressão do Fator de Desequilíbrio de Tensão, nos termos do § 2º do art. 30;
- o) registros de transgressão dos limites de Distorção Harmônica Total – DHT ou Distorção Harmônica Individual de ordem h – DHh;
- p) transferência das leituras do medidor por meio remoto;
- q) sistema de detecção automática de violação de selos ou lacres da tampa de bornes ou de aferição, registro e transferência remota de informações sobre esta ocorrência; e
- r) medição de energia elétrica ativa e de energia elétrica reativa, em horários de ponta e de fora de ponta, fator de potência por posto horário.

II – Unidades consumidoras do Grupo A:

- c) todos os atributos descritos nas alíneas “a” a “h” do inciso anterior; e
- d) medição de energia elétrica ativa, de energia elétrica reativa, de demanda de potência ativa e de demanda de potência reativa, em horários de ponta e de fora de ponta, fator de potência por posto horário.

§ 2º Os medidores eletrônicos referidos no parágrafo anterior deverão ter capacidade de arquivamento dos registros por período mínimo retroativo de até 120 (cento e vinte) dias da data da leitura do ciclo de faturamento, bem como possibilitar a leitura desses registros.

§ 3º Até 31 de dezembro de 2009 as concessionárias deverão instalar e manter, nos barramentos elétricos da rede de distribuição, sistema de monitoramento ininterrupto das causas provocadoras dos distúrbios regulados nos Capítulos II a VI, de modo a possibilitar a identificação da respectiva ocorrência, com registros dos circuitos primários e secundários e unidades consumidoras passíveis de terem seus equipamentos elétricos afetados, o dimensionamento, o momento da ocorrência com detalhamento de hora, minuto e segundo, bem como a mesma capacidade de arquivamento referida no parágrafo anterior.

Art. 55. Os procedimentos estabelecidos nesta Resolução são específicos para a monitoração e implementação de providências que visam eliminar, ou reduzir consoante os limites indicados, os distúrbios para o sistema elétrico da concessionária ou para equipamentos elétricos de outras unidades consumidoras, podendo a concessionária, mediante critérios de segurança, operação e proteção, adotar outros procedimentos previstos nas Condições Gerais de Fornecimento, a exemplo da suspensão do fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora causadora do distúrbio ou ainda, se acordado por escrito entre a concessionária e o consumidor, a suspensão temporária do uso da carga provocadora do distúrbio enquanto não implementada a providência corretiva.

§ 1º De forma a evitar o uso indevido, a concessionária deverá lacrar o equipamento elétrico causador do distúrbio, nos casos em que for acordada a suspensão temporária do fornecimento de energia elétrica.

§ 2º Violado o lacre do equipamento sob suspensão temporária de uso, a concessionária deverá efetuar a suspensão do fornecimento à unidade consumidora.

Art. 56. O consumidor não poderá alegar desconhecimento da forma de operação do seu equipamento elétrico, incluídas as possibilidades de provocação de distúrbio elétrico ou danos ao sistema elétrico da concessionária ou nas instalações elétricas e/ou equipamentos elétricos de outros consumidores.

Art. 57. A concessionária não está obrigada a promover ressarcimentos por alegação de dano elétrico ou redução de vida útil de equipamentos eletroeletrônicos, utilizados em unidades consumidoras, ocorridos em função de distúrbios decorrentes da prestação do serviço, nas seguintes condições:

I – inexistência de autorização e certificação nacional do fabricante, emitida pelo órgão responsável;

II – inexistência de garantia do fabricante, relacionada à operação e à vida útil de seu produto, em conformidade com os parâmetros estabelecidos nesta Resolução e sob condições normais requeridas pelo uso do consumidor;

III – reclamações não formuladas pelo consumidor titular da unidade consumidora;
e

IV – não apresentação da Nota Fiscal do equipamento eletroeletrônico em nome do consumidor e com indicação do endereço da unidade consumidora prevista para sua utilização.

Parágrafo único. Quanto ao inciso IV deste artigo, a concessionária poderá aceitar a operação de equipamentos em endereço diferente do indicado na Nota Fiscal, desde que o consumidor comprove a transferência do local inicial de utilização.

Art. 58 Revoga-se a Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001 e demais disposições em contrário.

Art. 59. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Diretor-Geral

ANEXO I À RESOLUÇÃO Nº XXX, DE XX DE XXXXXXXXXX DE 200X.

Tabelas 1 a 10: Faixas de Variação da Tensão de Fornecimento – TF em relação à Tensão Nominal - TN

Tabela 1 – Unidades consumidoras dos Subgrupos A2 ou A3 – Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e igual ou inferior a 138 kV

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Quilovolts)
Adequada	$0,95TN \leq TF \leq 1,05TN$
Precária	$0,90TN \leq TF < 0,95TN$ ou $1,05TN < TF \leq 1,07TN$
Crítica	$TF < 0,90TN$ ou $TF > 1,07TN$

Tabela 2 – Unidades consumidoras dos Subgrupos A4 ou A3a – Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e igual ou inferior a 44 kV

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Quilovolts)
Adequada	$0,93TN \leq TF \leq 1,05TN$
Precária	$0,90TN \leq TF < 0,93TN$ ou $1,05TN < TF \leq 1,07TN$
Crítica	$TF < 0,90TN$ ou $TF > 1,07TN$

Tabela 3 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV– 220 /127V

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$214 \leq TF \leq 228$ / $121 \leq TF \leq 132$
Precária	$198 \leq TF < 214$ ou $228 < TF \leq 233$ $114 \leq TF \leq 121$ ou $132 < TF \leq 135$
Crítica	$TF < 198$ ou $TF > 233$ / $TF < 114$ ou $TF > 135$

Tabela 4 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 380/220V

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$368 \leq TF \leq 396$ / $214 \leq TF \leq 228$
Precária	$342 \leq TF < 368$ ou $396 < TF \leq 403$ $198 \leq TF < 214$ ou $228 < TF \leq 233$
Crítica	$TF < 342$ ou $TF > 403$ / $TF < 198$ ou $TF > 233$

Tabela 5 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 254/127V

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$246 \leq TF \leq 265$ / $121 \leq TF \leq 132$
Precária	$228 \leq TF < 246$ ou $265 < TF \leq 269$ $114 \leq TF \leq 121$ ou $132 < TF \leq 135$
Crítica	$TF < 228$ ou $TF > 269$ / $TF < 114$ ou $TF > 135$

Tabela 6 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 440/220V

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$427 \leq TF \leq 458$ / $214 \leq TF \leq 228$

Precária	$396 \leq TF < 427$ ou $458 < TF \leq 466$ $198 \leq TF < 214$ ou $228 < TF \leq 233$
Crítica	$TF < 396$ ou $TF > 427$ / $TF < 198$ ou $TF > 233$

Tabela 7 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 208/120V

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$202 \leq TF \leq 216$ / $116 \leq TF \leq 125$
Precária	$187 \leq TF < 202$ ou $216 < TF \leq 220$ $108 \leq TF < 116$ ou $125 < TF \leq 127$
Crítica	$TF < 187$ ou $TF > 220$ / $TF < 108$ ou $TF > 127$

Tabela 8 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 230/115

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$223 \leq TF \leq 240$ / $111 \leq TF \leq 120$
Precária	$207 \leq TF < 223$ ou $240 < TF \leq 244$ $103 \leq TF < 111$ ou $120 < TF \leq 122$
Crítica	$TF < 187$ ou $TF > 220$ / $TF < 103$ ou $TF > 122$

Tabela 9 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 240/120

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$233 \leq TF \leq 250$ / $116 \leq TF \leq 125$
Precária	$216 \leq TF < 233$ ou $250 < TF \leq 255$ $108 \leq TF < 116$ ou $125 < TF \leq 127$
Crítica	$TF < 216$ ou $TF > 255$ / $TF < 108$ ou $TF > 127$

Tabela 10 – Unidades consumidoras do Grupo B–Tensão Nominal inferior a 2,3 kV – 220/110

Tensão de Fornecimento - TF	Faixa de Variação da TF (Volts)
Adequada	$214 \leq TF \leq 228$ / $107 \leq TF \leq 115$
Precária	$198 \leq TF < 214$ ou $228 < TF \leq 233$ $99 \leq TF < 116$ ou $125 < TF \leq 127$
Crítica	$TF < 198$ ou $TF > 233$ / $TF < 99$ ou $TF > 127$

ANEXO II
RESUMO COM INFORMAÇÕES SOBRE CAUSAS, EFEITOS E
SOLUÇÕES PARA DISTÚRBIOS ELÉTRICOS.

ANEXO II

DISTÚRBIO	CAUSAS	EFEITOS	SOLUÇÕES
Variações de Tensão de Curta Duração - VTCD	Faltas no sistema elétrico; Energização de cargas que exigem grandes correntes iniciais; Falha em equipamentos ou manobras da concessionária.	Perda de dados e erros de processamento; Desligamento de equipamentos; Oscilação de motores com redução de vida útil.	Instalar reguladores de tensão; Instalar sistemas de geração ininterrupta.
Variações de Tensão de Longa Duração - VTLD	Equipamentos elétricos ou condutores sobrecarregados; Utilização indevida de transformadores; Fiação subdimensionada ou conexões mal feitas.	Desligamentos de equipamentos; Sobreaquecimento de motores e lâmpadas; Redução da vida útil ou de eficiência dos equipamentos.	Transferir cargas para outros circuitos; Instalar sistemas de geração ininterrupta; Redimensionar fiação e adequar conexões.
Transitórios	Descargas Atmosféricas; Manobras de circuitos da rede de distribuição; Manobras de grandes cargas e banco de capacitores.	Travamento, perda de memória e erros de processamento em computadores; Queima de placas eletrônicas; Danificação de isolações e de equipamentos.	Instalar supressores; Instalar sistemas de geração ininterrupta com supressores; Instalar transformadores de isolamento.
Desequilíbrios e Assimetrias de Tensão	Ausência de transposição completa de linhas de transmissão Distribuição inadequada de cargas monofásicas; Queima de elos fusíveis em uma das fases de bancos de capacitores trifásicos.	Conjugado pulsante no eixo; Sobreaquecimento; Redução de vida útil de motores de indução; Aumento de perdas no rotor de máquinas síncronas; Geração de terceiro harmônico e múltiplos em retificadores, com ressonâncias e danos.	Efetuar a transposição completa a linha de transmissão; Distribuir as cargas monofásicas de forma equilibrada.

Distorções da Forma de onda	Sistemas de geração ininterrupta; Reatores eletrônicos, inversores de frequência, retificadores e outras cargas não lineares.	Sobreaquecimento de condutores e equipamentos; Redução do desempenho de motores; Operação indevida de disjuntores, relés e fusíveis	Filtros de harmônicas; Reatores de linha; Melhoria dos condutores, dos sistemas de aterramento; Transformadores de isolamento.
Flutuações de Tensão	Fornos a arco; Máquinas de solda; laminadores; Elevadores de minas e ferrovias; Partida direta de grandes motores.	Oscilações de potência e torque de máquinas elétricas; Redução do rendimento dos equipamentos elétricos; Interferência nos sistemas de proteção; Cintilação luminosa (efeito "Flicker")	Transferir o fornecimento para nível superior de tensão; Instalar sistemas de partida indireta

ANEXO III – SIMULAÇÕES MATLAB


```
function simule_CTI
```

```
%DA COMPARAÇÃO ENTRE AS COMPENSAÇÕES POR TENSÃO  
INADEQUADA%
```

```
%CTI : Compensação por Tensão Inadequada, aplicável quando positiva;  
%ITP : valor do ITP expresso em % e apurado no último período de medição;  
%ITC : valor do ITC expresso em % e apurado no último período de medição;  
%ITPm : Índice Máximo de Tensões Precárias;  
%ITCm : Índice Máximo de Tensões Críticas;  
%Ki : Fator de Ajuste, variando da seguinte forma:  
    %a) igual a 4 para unidades consumidoras do Grupo B;  
    %b) igual a 3 para unidades consumidoras do subgrupo A4;  
    %c) igual a 2 para unidades consumidoras do subgrupo A3a;  
    %d) igual a 1 para unidades consumidoras do subgrupo A3 ou A2; e  
%IUSE: Importe de Uso do Sistema Elétrico referente ao mês de apuração.  
%nlp = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas precárias;  
%nlc = número de leituras da Tensão de Fornecimento situadas nas faixas críticas; e  
%1.008 = número máximo de leituras da Tensão de Fornecimento passíveis de serem  
efetuadas considerando uma leitura a cada 10 (dez) minutos no período de medição  
de 168 horas.
```

```
%Simulação para uma unidade consumidora do Grupo B, classificada como  
residencial, consumo medio de 270 kWh ---> TF=220V monofasica
```

```
t=1;  
y=0;  
x=0;  
while t<=10000  
  
    ITPm=3/100;  
    ITCm=0.5/100;  
    Ki=4;  
    IUSE=0.14447*270;  
    r = rand(1,1008);  
    a = 188;  
    b = 234;  
    LEITURA =((b-a)*r+a);  
    i=1;  
    j=0;  
    k=0;  
    while i<=1008  
  
        p=LEITURA(i);  
  
        if 189<=p & p<=201 | 231<=p & p<=233  
            j=j+1;  
            np1(j)=p;
```

```

elseif p<189 | p>233
    k=k+1;
    nc1(k)=p;

end
i=i+1;
end

n11=size(np1);
nlp1=n11(2);
n21=size(nc1);
nlc1=n21(2);
ITP1=[nlp1/1008]*100;
ITC1=[nlc1/1008]*100;

CSI1=[((ITP1-ITPm)/100)+((ITC1-ITCm)*Ki/100)]*IUSE;
x=x+1;
CSI_ANTIGO(x)=CSI1;

%CSI NOVO

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=1008

    p=LEITURA(i);

if 198<=p & p<=214 | 228<=p & p<=233
    j=j+1;
    np2(j)=p;

elseif p<198 | p>233
    k=k+1;
    nc2(k)=p;

end
i=i+1;
end

n12=size(np2);
nlp2=n12(2);
n22=size(nc2);
nlc2=n22(2);
ITP2=[nlp2/1008]*100;
ITC2=[nlc2/1008]*100;

CSI2=[((ITP2-ITPm)/100)+((ITC2-ITCm)*Ki/100)]*IUSE;
y=y+1;
CSI_NOVO(y)=CSI2;

```

```
t=t+1;

end

t=(1:1:length(CSI_NOVO));
plot(t,CSI_ANTIGO,'b.-',t,CSI_NOVO,'R.-');grid on;
xlabel('Numero de Simulações');
ylabel('Compensação Finaceira - R$');
legend('CSI','CTI');
```

```
function simule_CDT
```

```
% DA COMPENSAÇÃO PELO SERVIÇO INADEQUADO%
```

```
%CDT : Compensação por Desequilíbrio de Tensão, aplicável quando positiva;  
%FDTt : valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão expresso em % e calculado a  
cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento;  
%FDTm : Índice Máximo do Fator de Desequilíbrio de Tensão, igual a 1,5 %;  
%IUSE: Importe de uso do sistema elétrico referente ao mês de apuração.
```

```
%Simulação para uma unidade consumidora do Grupo B, concessionaria  
Companhia Energetica de Brasilia, TF=220V, trifasica,  
%classificada como Comercial Serviços e Outras Atividades, Subgrupo B3,  
%estrutura tarifaria convencional, consumo medio de 5000 kWh
```

```
u=1;
```

```
while u<=1000
```

```
FDTm=(1.5/100);
```

```
IUSE=5000*0.14558;
```

```
%Variação de Tensao Eficaz de Sequencia Negativa
```

```
r2 = rand(1,730);
```

```
a2 = 0;
```

```
b2 = 4;
```

```
V2 =((b2-a2)*r2+a2);
```

```
%Variação de Tensao Eficaz de Sequencia Positiva
```

```
r1 = rand(1,730);
```

```
a1 = 200;
```

```
b1 = 230;
```

```
V1 =((b1-a1)*r1+a1);
```

```
i=1;
```

```
j=0;
```

```
k=0;
```

```
while i<=730
```

```
    V2a=V2(i);
```

```
    V1a=V1(i);
```

```
    g=(V2a/V1a);
```

```
    p=(g/FDTm);
```

```
if p>1
```

```
    j=j+1;
```

```
    FDT(j)=p;
```

```
elseif p<=1
```

```
    k=k+1;
```

```
    x(k)=p;
```

```
end
```

```
i=i+1;
```

```

end

f=size(x);

if f(2)==730

    CDT=0

elseif f<730
m=size(FDT);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    FDTt(n)=[(FDT(n))-1];
    n=n+1;
end

CDT_TOTAL=sum(FDTt)*IUSE/100;

end

CDT(u)=CDT_TOTAL;

u=u+1;

end

t=(1:1:length(CDT));
plot(t,CDT,'b.-');grid on;
xlabel('Numero de Simulações');
ylabel('Compensação Financeira CDT - R$');

```

function simule_CDH

%DA COMPENSAÇÃO POR DISTORÇÃO HARMONICA%

%CDH : Compensação por Distorção Harmônica, aplicável quando positiva;

%DHTt : valor da Distorção Harmônica Total expresso em % e calculado a cada intervalo t de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento;

%DHTm : Índice Máximo da Distorção Harmônica Total conforme definido no art. 36;

%DHIht : valor da Distorção Harmônica Individual de ordem h expresso em % e calculado a cada intervalo t de 1 (uma) hora, durante o ciclo de faturamento;

%DHIhm : índice Máximo da Distorção Harmônica Individual de ordem h conforme definido no art. 37;

%IUSE: Importe de uso do sistema elétrico referente ao mês de apuração.

%Simulação para uma unidade consumidora do Grupo B, consumo medio de 3000 kWh, classificada como Comercial Serviços e Outras Atividades,

%Subgrupo B3, TF=380/220V , trifasica

u=1;

while u<=100

DHTm=(10);

DHIhm=[2.5 6.5 1.5 7.5 1 6.5 1 2 1 4.5 1 4 1 1 1 2.5 1 2 1 1 1 2 1 2];

IUSE=3000*0.14558;

%Variação de DHTt

rt = rand(1,730);

at = 9;

bt = 10.1;

DHTt = ((bt-at)*rt+at);

%Variação de DHI2

r2 = rand(1,730);

a2 = 1.5;

b2 = 2.6;

DHI2 = ((b2-a2)*r2+a2);

%Variação de DHI3

r3 = rand(1,730);

a3 = 5.5;

b3 = 6.6;

DHI3 = ((b3-a3)*r3+a3);

%Variação de DHI4

r4 = rand(1,730);

a4 = 0.5;

b4 = 1.6;

DHI4 = ((b4-a4)*r4+a4);

%Variação de DHI5

r5 = rand(1,730);

```

a5 = 6.5;
b5 = 7.6;
DHI5 =((b5-a5)*r5+a5);
%Variação de DHI6
r6 = rand(1,730);
a6 = 0;
b6 = 1.1;
DHI6 =((b6-a6)*r6+a6);
%Variação de DHI7
r7 = rand(1,730);
a7 = 5.5;
b7 = 6.6;
DHI7 =((b7-a7)*r7+a7);
%Variação de DHI8
r8 = rand(1,730);
a8 = 0;
b8 = 1.1;
DHI8 =((b8-a8)*r8+a8);
%Variação de DHI9
r9 = rand(1,730);
a9 = 1;
b9 = 2.1;
DHI9 =((b9-a9)*r9+a9);
%Variação de DHI10
r10 = rand(1,730);
a10 = 0;
b10 = 1.1;
DHI10 =((b10-a10)*r10+a10);
%Variação de DHI11
r11 = rand(1,730);
a11 = 3.5;
b11 = 4.6;
DHI11 =((b11-a11)*r11+a11);
%Variação de DHI12
r12 = rand(1,730);
a12 = 0;
b12 = 1.1;
DHI12 =((b12-a12)*r12+a12);
%Variação de DHI13
r13 = rand(1,730);
a13 = 3;
b13 = 4.1;
DHI13 =((b13-a13)*r13+a13);
%Variação de DHI14
r14 = rand(1,730);
a14 = 0;
b14 = 1.1;
DHI14 =((b14-a14)*r14+a14);
%Variação de DHI15
r15 = rand(1,730);

```

```

a15 = 0;
b15 = 1.1;
DHI15 =((b15-a15)*r15+a15);
%Variação de DHI16
r16 = rand(1,730);
a16 = 0;
b16 = 1.1;
DHI16=((b16-a16)*r16+a16);
%Variação de DHI17
r17 = rand(1,730);
a17 = 1.5;
b17 = 2.6;
DHI17 =((b17-a17)*r17+a17);
%Variação de DHI18
r18 = rand(1,730);
a18 = 0;
b18 = 1.1;
DHI18 =((b18-a18)*r18+a18);
%Variação de DHI19
r19 = rand(1,730);
a19 = 1;
b19 = 2.1;
DHI19 =((b19-a19)*r19+a19);
;%Variação de DHI20
r20 = rand(1,730);
a20 = 0;
b20 = 1.1;
DHI20 =((b20-a20)*r20+a20);
%Variação de DHI21
r21 = rand(1,730);
a21 = 0;
b21 = 1.1;
DHI21 =((b21-a21)*r21+a21);
%Variação de DHI22
r22 = rand(1,730);
a22 = 0;
b22 = 1.1;
DHI22 =((b22-a22)*r22+a22);
%Variação de DHI23
r23 = rand(1,730);
a23 = 1;
b23 = 2.1;
DHI23 =((b23-a23)*r23+a23);
%Variação de DHI24
r24 = rand(1,730);
a24 = 0;
b24 = 1.1;
DHI24 =((b24-a24)*r24+a24);
%Variação de DHI25
r25 = rand(1,730);

```



```

a25 = 1;
b25 = 2.1;
DHI25 = ((b25-a25)*r25+a25);

```

```

%CALCULO DO DHT

```

```

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p=(DHTt(i)/DHTm);
    if p>1
        j=j+1;
        DHT(j)=p;
    elseif p<=1
        k=k+1;
        x(k)=p;
    end
    i=i+1;
end

```

```

ft=size(x);

```

```

if ft(2)==730

```

```

    DHT_medido=0

```

```

elseif ft<730
m=size(DHT);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

```

```

    DHT_t(n)=[(DHT(n))-1];
    n=n+1;
end

```

```

DHT_total=sum(DHT_t);

```

```

end

```

```

%CALCULO DO DHI

```

```

%CALCULO DO DHI2

```

```

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

```

```

    p2=(DHI2(i)/DHIhm(1));
if p2>1
    j=j+1;
    DHI2t(j)=p2;
elseif p2<=1
    k=k+1;
    x2(k)=p2;
end
i=i+1;
end

f2=size(x2);

if f2(2)==730

    DHI2_medido=0

elseif f2<730
m=size(DHI2t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI2_t(n)=[(DHI2t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI2_total=sum(DHI2_t);

end

%CALCULO DO DHI3

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p3=(DHI3(i)/DHIhm(2));
if p3>1
    j=j+1;
    DHI3t(j)=p3;
elseif p3<=1
    k=k+1;
    x3(k)=p3;
end
i=i+1;
end

```

```

f3=size(x3);

if f3(2)==730

    DHI3_medido=0

elseif f3<730
m=size(DHI3t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI3_t(n)=[(DHI3t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI3_total=sum(DHI3_t);

end

%CALCULO DO DHI4

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p4=(DHI4(i)/DHIhm(3));
if p4>1
    j=j+1;
    DHI4t(j)=p4;
elseif p4<=1
    k=k+1;
    x4(k)=p4;
end
i=i+1;
end

f4=size(x4);

if f4(2)==730

    DHI4_medido=0

elseif f4<730
m=size(DHI4t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

```

```

    DHI4_t(n)=[(DHI4t(n))-1];
    n=n+1;
end

```

```

DHI4_total=sum(DHI4_t);

```

```

end

```

```

%CALCULO DO DHI5

```

```

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

```

```

    p5=(DHI5(i)/DHIhm(4));
    if p5>1
        j=j+1;
        DHI5t(j)=p5;
    elseif p5<=1
        k=k+1;
        x5(k)=p5;
    end
    i=i+1;
end

```

```

f5=size(x5);

```

```

if f5(2)==730

```

```

    DHI5_medido=0

```

```

elseif f5<730
m=size(DHI5t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

```

```

    DHI5_t(n)=[(DHI5t(n))-1];
    n=n+1;
end

```

```

DHI5_total=sum(DHI5_t);

```

```

end

```

```

%CALCULO DO DHI6

```

```

i=1;
j=0;

```

```

k=0;
while i<=730

    p6=(DHI6(i)/DHIhm(5));
    if p6>1
        j=j+1;
        DHI6t(j)=p6;
    elseif p6<=1
        k=k+1;
        x6(k)=p6;
    end
    i=i+1;
end

f6=size(x6);

if f6(2)==730

    DHI6_medido=0

elseif f6<730
m=size(DHI6t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI6_t(n)=[(DHI6t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI6_total=sum(DHI6_t);

end

%CALCULO DO DHI7

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p7=(DHI7(i)/DHIhm(6));
    if p7>1
        j=j+1;
        DHI7t(j)=p7;
    elseif p7<=1
        k=k+1;
        x7(k)=p7;
    end
    i=i+1;

```

```

end

f7=size(x7);

if f6(2)==730

    DHI7_medido=0

elseif f7<730
m=size(DHI7t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI7_t(n)=(DHI7t(n)-1);
    n=n+1;
end

DHI7_total=sum(DHI7_t);

end

%CALCULO DO DHI8

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p8=(DHI8(i)/DHIhm(7));
if p8>1
    j=j+1;
    DHI8t(j)=p8;
elseif p8<=1
    k=k+1;
    x8(k)=p8;
end
i=i+1;
end

f8=size(x8);

if f8(2)==730

    DHI8_medido=0

elseif f8<730
m=size(DHI8t);
h=m(2);
n=1;

```

```

while n<=h

    DHI8_t(n)=[(DHI8t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI8_total=sum(DHI8_t);

end

%CALCULO DO DHI9

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p9=(DHI9(i)/DHIhm(8));
    if p9>1
        j=j+1;
        DHI9t(j)=p9;
    elseif p9<=1
        k=k+1;
        x9(k)=p9;
    end
    i=i+1;
end

f9=size(x9);

if f9(2)==730

    DHI9_medido=0

elseif f9<730
m=size(DHI9t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI9_t(n)=[(DHI9t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI9_total=sum(DHI9_t);

end

%CALCULO DO DHI10

```

```

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p10=(DHI10(i)/DHIhm(9));
    if p10>1
        j=j+1;
        DHI10t(j)=p10;
    elseif p10<=1
        k=k+1;
        x10(k)=p10;
    end
    i=i+1;
end

f10=size(x10);

if f10(2)==730

    DHI10_medido=0

elseif f10<730
m=size(DHI10t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI10_t(n)=(DHI10t(n)-1);
    n=n+1;
end

DHI10_total=sum(DHI10_t);

end

%CALCULO DO DHI11

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p11=(DHI11(i)/DHIhm(10));
    if p11>1
        j=j+1;
        DHI11t(j)=p11;
    elseif p11<=1
        k=k+1;
        x11(k)=p11;
    end
    i=i+1;
end

```



```

end
i=i+1;
end

f11=size(x11);

if f11(2)==730

    DHI11_medido=0

elseif f11<730
m=size(DHI11t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI11_t(n)=[(DHI11t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI11_total=sum(DHI11_t);

end

%CALCULO DO DHI12

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p12=(DHI12(i)/DHIhm(11));
if p12>1
    j=j+1;
    DHI12t(j)=p12;
elseif p12<=1
    k=k+1;
    x12(k)=p12;
end
i=i+1;
end

f12=size(x12);

if f12(2)==730

    DHI12_medido=0

elseif f12<730
m=size(DHI12t);

```

```

h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI12_t(n)=[(DHI12t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI12_total=sum(DHI12_t);

end

%CALCULO DO DHI13

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p13=(DHI13(i)/DHIhm(12));
    if p13>1
        j=j+1;
        DHI13t(j)=p13;
    elseif p13<=1
        k=k+1;
        x13(k)=p13;
    end
    i=i+1;
end

f13=size(x13);

if f13(2)==730

    DHI13_medido=0

elseif f13<730
m=size(DHI13t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI13_t(n)=[(DHI13t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI13_total=sum(DHI13_t);

end

```

```

%CALCULO DO DHI13

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p13=(DHI13(i)/DHIhm(12));
    if p13>1
        j=j+1;
        DHI13t(j)=p13;
    elseif p13<=1
        k=k+1;
        x13(k)=p13;
    end
    i=i+1;
end

f13=size(x13);

if f13(2)==730

    DHI13_medido=0

elseif f13<730
m=size(DHI13t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI13_t(n)=[(DHI13t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI13_total=sum(DHI13_t);

end

%CALCULO DO DHI14

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p14=(DHI14(i)/DHIhm(13));
    if p14>1
        j=j+1;
        DHI14t(j)=p14;
    elseif p14<=1

```

```

    k=k+1;
    x14(k)=p14;
end
i=i+1;
end

f14=size(x14);

if f14(2)==730

    DHI14_medido=0

elseif f14<730
m=size(DHI14t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI14_t(n)=[(DHI14t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI14_total=sum(DHI14_t);

end

%CALCULO DO DHI15

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p15=(DHI15(i)/DHIhm(14));
if p15>1
    j=j+1;
    DHI15t(j)=p15;
elseif p15<=1
    k=k+1;
    x15(k)=p15;
end
i=i+1;
end

f15=size(x15);

if f15(2)==730

    DHI15_medido=0

```

```

elseif f15<730
m=size(DHI15t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI15_t(n)=[(DHI15t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI15_total=sum(DHI15_t);

end

%CALCULO DO DHI16

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p16=(DHI16(i)/DHIhm(15));
if p16>1
    j=j+1;
    DHI16t(j)=p16;
elseif p16<=1
    k=k+1;
    x16(k)=p16;
end
i=i+1;
end

f16=size(x16);

if f16(2)==730

    DHI16_medido=0

elseif f16<730
m=size(DHI16t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI16_t(n)=[(DHI16t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI16_total=sum(DHI16_t);

```

```

end

%CALCULO DO DHI17

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p17=(DHI17(i)/DHIhm(16));
    if p17>1
        j=j+1;
        DHI17t(j)=p17;
    elseif p17<=1
        k=k+1;
        x17(k)=p17;
    end
    i=i+1;
end

f17=size(x17);

if f17(2)==730

    DHI17_medido=0

elseif f17<730
m=size(DHI17t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI17_t(n)=[(DHI17t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI17_total=sum(DHI17_t);

end

%CALCULO DO DHI18

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p18=(DHI18(i)/DHIhm(17));
    if p18>1
        j=j+1;

```

```

    DHI18t(j)=p18;
elseif p18<=1
    k=k+1;
    x18(k)=p18;
end
i=i+1;
end

f18=size(x18);

if f18(2)==730

    DHI18_medido=0

elseif f18<730
m=size(DHI18t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI18_t(n)=[(DHI18t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI18_total=sum(DHI18_t);

end

%CALCULO DO DHI19

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p19=(DHI19(i)/DHIhm(18));
if p19>1
    j=j+1;
    DHI19t(j)=p19;
elseif p19<=1
    k=k+1;
    x19(k)=p19;
end
i=i+1;
end

f19=size(x19);

if f19(2)==730

```

```

    DHI19_medido=0

elseif f19<730
m=size(DHI19t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI19_t(n)=[(DHI19t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI19_total=sum(DHI19_t);

end

%CALCULO DO DHI20

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p20=(DHI20(i)/DHIhm(19));
if p20>1
    j=j+1;
    DHI20t(j)=p20;
elseif p20<=1
    k=k+1;
    x20(k)=p20;
end
i=i+1;
end

f20=size(x20);

if f20(2)==730

    DHI20_medido=0

elseif f20<730
m=size(DHI20t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI20_t(n)=[(DHI20t(n))-1];
    n=n+1;
end

```



```

DHI20_total=sum(DHI20_t);

end

%CALCULO DO DHI21

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p21=(DHI21(i)/DHIhm(20));
    if p21>1
        j=j+1;
        DHI21t(j)=p21;
    elseif p21<=1
        k=k+1;
        x21(k)=p21;

    end
    i=i+1;
end

f21=size(x21);

if f21(2)==730

    DHI21_medido=0

elseif f21<730
m=size(DHI21t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI21_t(n)=[(DHI21t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI21_total=sum(DHI21_t);

end

%CALCULO DO DHI22

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

```

```

    p22=(DHI22(i)/DHIhm(21));
if p22>1
    j=j+1;
    DHI22t(j)=p22;
elseif p22<=1
    k=k+1;
    x22(k)=p22;
end
i=i+1;
end

```

```
f22=size(x22);
```

```
if f22(2)==730
```

```
    DHI22_medido=0
```

```
elseif f21<730
m=size(DHI22t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h
```

```
    DHI22_t(n)=[(DHI22t(n))-1];
    n=n+1;
end
```

```
DHI22_total=sum(DHI22_t);
```

```
end
```

```
%CALCULO DO DHI23
```

```
i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730
```

```
    p23=(DHI23(i)/DHIhm(22));
if p23>1
    j=j+1;
    DHI23t(j)=p23;
elseif p23<=1
    k=k+1;
    x23(k)=p23;
end
i=i+1;
end
```

```
f23=size(x23);
```

```

if f23(2)==730

    DHI23_medido=0

elseif f23<730
m=size(DHI23t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI23_t(n)=[(DHI23t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI23_total=sum(DHI23_t);

end

%CALCULO DO DHI24

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p24=(DHI24(i)/DHIhm(23));
if p24>1
    j=j+1;
    DHI24t(j)=p24;
elseif p24<=1
    k=k+1;
    x24(k)=p24;
end
i=i+1;
end

f24=size(x24);

if f24(2)==730

    DHI24_medido=0

elseif f24<730
m=size(DHI24t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI24_t(n)=[(DHI24t(n))-1];

```

```

    n=n+1;
end

DHI24_total=sum(DHI24_t);

end

%CALCULO DO DHI25

i=1;
j=0;
k=0;
while i<=730

    p25=(DHI25(i)/DHIhm(24));
    if p25>1
        j=j+1;
        DHI25t(j)=p25;
    elseif p25<=1
        k=k+1;
        x25(k)=p25;
    end
    i=i+1;
end

f25=size(x25);

if f25(2)==730

    DHI25_medido=0

elseif f25<730
m=size(DHI25t);
h=m(2);
n=1;
while n<=h

    DHI25_t(n)=[(DHI25t(n))-1];
    n=n+1;
end

DHI25_total=sum(DHI25_t);

end

%CALCULO DA CDH

DHIh_total=(DHI2_total+DHI3_total+DHI4_total+DHI5_total+DHI6_total+DHI7_to
tal+DHI8_total+DHI9_total+DHI10_total+DHI11_total+DHI12_total+DHI13_total+

```

```
DHI14_total+DHI15_total+DHI16_total+DHI17_total+DHI18_total+DHI19_total+DHI20_total+DHI21_total+DHI22_total+DHI23_total+DHI24_total+DHI25_total);
```

```
CDH_TOTAL=[(DHT_total)+(DHIh_total)]*IUSE/100;
```

```
CDH(u)=CDH_TOTAL;
```

```
u=u+1;
```

```
end
```

```
t=(1:1:length(CDH));
```

```
plot(t,CDH,'b.-');grid on;
```

```
xlabel('Numero de Simulações');
```

```
ylabel('Compensação Finaceira CDH - R$');
```

function simule_CFT

%DA COMPENSAÇÃO POR FLUTUAÇÃO DE TENSAO%

%CFT : Compensação por Flutuação de Tensão, aplicável quando positiva;
%i : número de ocorrências do Índice Diário de Severidade de Curta Duração,
situado na faixa precária da Tabela do art. 51;
%PstD95%P: Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa
precária da Tabela do art. 51;
%j : número de ocorrências do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração,
situado na faixa precária da Tabela do Art. 51;
%PltS95%P: Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa
precária da Tabela do Art. 51;
%m: número de ocorrências do Índice Diário de Severidade de Curta Duração,
situado na faixa crítica da Tabela do art. 51;
%PstD95%C: Índice Diário de Severidade de Curta Duração, situado na faixa crítica
da Tabela do art. 51;
%p : número de ocorrências do Índice Semanal de Severidade de Longa Duração,
situado na faixa crítica da Tabela do Art. 51
%PltS95%C: Índice Semanal de Severidade de Longa Duração, situado na faixa
crítica da Tabela do Art. 51
%PstD95%min P: Índice Diário de Severidade de Curta Duração minimo, situado na
faixa precaria da Tabela do art. 51.
%PltS95%min C: Índice Semanal de Severidade de Longa Duração minimo, situado
na faixa critica da Tabela do art. 51.
%IUSE: Importe de Uso do Sistema Eletrico referente ao mês de apuração.

%Simulação para uma unidade consumidora do Grupo A, concessionaria
Companhia Energetica de Brasilia - CEB, consumo ---> TF= 13.8kV
%, trifasica, estrutura tarifaria convencional, demanda faturavel 150,
%consumo de energia eletrica ativa de 20000 kWh,
%kW
u=1;
while u<=100

FT=1;%TENSAO NOMINAL < 69kV
PstD95min_P=1;
PltS95min_P=0.8;
PstD95min_C=2;
PltS95min_C=1.6;
IUSE=((150*20)+(20000*0.02807));
KDC=10;
KSC=10;

%Primeira Semana
%DIA 1
r = rand(1,144);
a = 0;

```

b = 2.12;
Pst1 = ((b-a)*r+a);
Plt_1_1=Pst1(1,1:12);
Plt_1_2=Pst1(1,13:24);
Plt_1_3=Pst1(1,25:36);
Plt_1_4=Pst1(1,37:48);
Plt_1_5=Pst1(1,49:60);
Plt_1_6=Pst1(1,61:72);
Plt_1_7=Pst1(1,73:84);
Plt_1_8=Pst1(1,85:96);
Plt_1_9=Pst1(1,97:108);
Plt_1_10=Pst1(1,109:120);
Plt_1_11=Pst1(1,121:132);
Plt_1_12=Pst1(1,133:144);

for i=(1:12)
    Plt_D1_1(i)=((Plt_1_1(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_1=(sum(Plt_D1_1))^(1/3);

    Plt_D1_2(i)=((Plt_1_2(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_2=(sum(Plt_D1_2))^(1/3);

    Plt_D1_3(i)=((Plt_1_3(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_3=(sum(Plt_D1_3))^(1/3);

    Plt_D1_4(i)=((Plt_1_4(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_4=(sum(Plt_D1_4))^(1/3);

    Plt_D1_5(i)=((Plt_1_5(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_5=(sum(Plt_D1_5))^(1/3);

    Plt_D1_6(i)=((Plt_1_6(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_6=(sum(Plt_D1_6))^(1/3);

    Plt_D1_7(i)=((Plt_1_7(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_7=(sum(Plt_D1_7))^(1/3);

    Plt_D1_8(i)=((Plt_1_8(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_8=(sum(Plt_D1_8))^(1/3);

    Plt_D1_9(i)=((Plt_1_9(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_9=(sum(Plt_D1_9))^(1/3);

    Plt_D1_10(i)=((Plt_1_10(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_10=(sum(Plt_D1_10))^(1/3);

    Plt_D1_11(i)=((Plt_1_11(i))^3)/12;
    Plt_D1_1_11=(sum(Plt_D1_11))^(1/3);

    Plt_D1_12(i)=((Plt_1_12(i))^3)/12;

```

```

Plt_D1_1_12=(sum(Plt_D1_12))^(1/3);

end
Plt1=[Plt_D1_1_1 Plt_D1_1_2 Plt_D1_1_3 Plt_D1_1_4 Plt_D1_1_5 Plt_D1_1_6
Plt_D1_1_7 Plt_D1_1_8 Plt_D1_1_9 Plt_D1_1_10 Plt_D1_1_11 Plt_D1_1_12];
Pst1_crescente=sort(Pst1);
PstD951=Pst1_crescente(137);
%DIA 2
r = rand(1,144);
Pst2 =((b-a)*r+a);

Plt_2_1=Pst2(1,1:12);
Plt_2_2=Pst2(1,13:24);
Plt_2_3=Pst2(1,25:36);
Plt_2_4=Pst2(1,37:48);
Plt_2_5=Pst2(1,49:60);
Plt_2_6=Pst2(1,61:72);
Plt_2_7=Pst2(1,73:84);
Plt_2_8=Pst2(1,85:96);
Plt_2_9=Pst2(1,97:108);
Plt_2_10=Pst2(1,109:120);
Plt_2_11=Pst2(1,121:132);
Plt_2_12=Pst2(1,133:144);

for i=(1:12)
    Plt_D2_1(i)=((Plt_2_1(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_1=(sum(Plt_D2_1))^(1/3);

    Plt_D2_2(i)=((Plt_2_2(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_2=(sum(Plt_D2_2))^(1/3);

    Plt_D2_3(i)=((Plt_2_3(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_3=(sum(Plt_D2_3))^(1/3);

    Plt_D2_4(i)=((Plt_2_4(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_4=(sum(Plt_D2_4))^(1/3);

    Plt_D2_5(i)=((Plt_2_5(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_5=(sum(Plt_D2_5))^(1/3);

    Plt_D2_6(i)=((Plt_2_6(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_6=(sum(Plt_D2_6))^(1/3);

    Plt_D2_7(i)=((Plt_2_7(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_7=(sum(Plt_D2_7))^(1/3);

    Plt_D2_8(i)=((Plt_2_8(i))^3)/12;
    Plt_D2_1_8=(sum(Plt_D2_8))^(1/3);

    Plt_D2_9(i)=((Plt_2_9(i))^3)/12;

```



```

Plt_D2_1_9=(sum(Plt_D2_9))^(1/3);

Plt_D2_10(i)=((Plt_2_10(i))^3)/12;
Plt_D2_1_10=(sum(Plt_D2_10))^(1/3);

Plt_D2_11(i)=((Plt_2_11(i))^3)/12;
Plt_D2_1_11=(sum(Plt_D2_11))^(1/3);

Plt_D2_12(i)=((Plt_2_12(i))^3)/12;
Plt_D2_1_12=(sum(Plt_D2_12))^(1/3);
end
Plt2=[Plt_D2_1_1 Plt_D2_1_2 Plt_D2_1_3 Plt_D2_1_4 Plt_D2_1_5 Plt_D2_1_6
Plt_D2_1_7 Plt_D2_1_8 Plt_D2_1_9 Plt_D2_1_10 Plt_D2_1_11 Plt_D2_1_12];
Pst2_crescente=sort(Pst2);
PstD952=Pst2_crescente(137);
%DIA 3
r = rand(1,144);
Pst3 =((b-a)*r+a);

Plt_3_1=Pst3(1,1:12);
Plt_3_2=Pst3(1,13:24);
Plt_3_3=Pst3(1,25:36);
Plt_3_4=Pst3(1,37:48);
Plt_3_5=Pst3(1,49:60);
Plt_3_6=Pst3(1,61:72);
Plt_3_7=Pst3(1,73:84);
Plt_3_8=Pst3(1,85:96);
Plt_3_9=Pst3(1,97:108);
Plt_3_10=Pst3(1,109:120);
Plt_3_11=Pst3(1,121:132);
Plt_3_12=Pst3(1,133:144);

for i=(1:12)
    Plt_D3_1(i)=((Plt_3_1(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_1=(sum(Plt_D3_1))^(1/3);

    Plt_D3_2(i)=((Plt_3_2(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_2=(sum(Plt_D3_2))^(1/3);

    Plt_D3_3(i)=((Plt_3_3(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_3=(sum(Plt_D3_3))^(1/3);

    Plt_D3_4(i)=((Plt_3_4(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_4=(sum(Plt_D3_4))^(1/3);

    Plt_D3_5(i)=((Plt_3_5(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_5=(sum(Plt_D3_5))^(1/3);

    Plt_D3_6(i)=((Plt_3_6(i))^3)/12;
    Plt_D3_1_6=(sum(Plt_D3_6))^(1/3);

```

```

Plt_D3_7(i)=((Plt_3_7(i))^3)/12;
Plt_D3_1_7=(sum(Plt_D3_7))^(1/3);

Plt_D3_8(i)=((Plt_3_8(i))^3)/12;
Plt_D3_1_8=(sum(Plt_D3_8))^(1/3);

Plt_D3_9(i)=((Plt_3_9(i))^3)/12;
Plt_D3_1_9=(sum(Plt_D3_9))^(1/3);

Plt_D3_10(i)=((Plt_3_10(i))^3)/12;
Plt_D3_1_10=(sum(Plt_D3_10))^(1/3);

Plt_D3_11(i)=((Plt_3_11(i))^3)/12;
Plt_D3_1_11=(sum(Plt_D3_11))^(1/3);

Plt_D3_12(i)=((Plt_3_12(i))^3)/12;
Plt_D3_1_12=(sum(Plt_D3_12))^(1/3);
end
Plt3=[Plt_D3_1_1 Plt_D3_1_2 Plt_D3_1_3 Plt_D3_1_4 Plt_D3_1_5 Plt_D3_1_6
Plt_D3_1_7 Plt_D3_1_8 Plt_D3_1_9 Plt_D3_1_10 Plt_D3_1_11 Plt_D3_1_12];
Pst3_crescente=sort(Pst3);
PstD953=Pst3_crescente(137);
%DIA 4
r = rand(1,144);
Pst4 =((b-a)*r+a);

Plt_4_1=Pst4(1,1:12);
Plt_4_2=Pst4(1,13:24);
Plt_4_3=Pst4(1,25:36);
Plt_4_4=Pst4(1,37:48);
Plt_4_5=Pst4(1,49:60);
Plt_4_6=Pst4(1,61:72);
Plt_4_7=Pst4(1,73:84);
Plt_4_8=Pst4(1,85:96);
Plt_4_9=Pst4(1,97:108);
Plt_4_10=Pst4(1,109:120);
Plt_4_11=Pst4(1,121:132);
Plt_4_12=Pst4(1,133:144);

for i=(1:12)
    Plt_D4_1(i)=((Plt_4_1(i))^3)/12;
    Plt_D4_1_1=(sum(Plt_D4_1))^(1/3);

    Plt_D4_2(i)=((Plt_4_2(i))^3)/12;
    Plt_D4_1_2=(sum(Plt_D4_2))^(1/3);

    Plt_D4_3(i)=((Plt_4_3(i))^3)/12;
    Plt_D4_1_3=(sum(Plt_D4_3))^(1/3);

```

```

Plt_D4_4(i)=((Plt_4_4(i))^3)/12;
Plt_D4_1_4=(sum(Plt_D4_4))^(1/3);

Plt_D4_5(i)=((Plt_4_5(i))^3)/12;
Plt_D4_1_5=(sum(Plt_D4_5))^(1/3);

Plt_D4_6(i)=((Plt_4_6(i))^3)/12;
Plt_D4_1_6=(sum(Plt_D4_6))^(1/3);

Plt_D4_7(i)=((Plt_4_7(i))^3)/12;
Plt_D4_1_7=(sum(Plt_D3_7))^(1/3);

Plt_D4_8(i)=((Plt_4_8(i))^3)/12;
Plt_D4_1_8=(sum(Plt_D4_8))^(1/3);

Plt_D4_9(i)=((Plt_4_9(i))^3)/12;
Plt_D4_1_9=(sum(Plt_D4_9))^(1/3);

Plt_D4_10(i)=((Plt_4_10(i))^3)/12;
Plt_D4_1_10=(sum(Plt_D4_10))^(1/3);

Plt_D4_11(i)=((Plt_4_11(i))^3)/12;
Plt_D4_1_11=(sum(Plt_D4_11))^(1/3);

Plt_D4_12(i)=((Plt_4_12(i))^3)/12;
Plt_D4_1_12=(sum(Plt_D4_12))^(1/3);
end
Plt4=[Plt_D4_1_1 Plt_D4_1_2 Plt_D4_1_3 Plt_D4_1_4 Plt_D4_1_5 Plt_D4_1_6
Plt_D4_1_7 Plt_D4_1_8 Plt_D4_1_9 Plt_D4_1_10 Plt_D4_1_11 Plt_D4_1_12];

Pst4_crescente=sort(Pst4);
PstD954=Pst4_crescente(137);
%DIA 5
r = rand(1,144);
Pst5 =((b-a)*r+a);

Plt_5_1=Pst5(1,1:12);
Plt_5_2=Pst5(1,13:24);
Plt_5_3=Pst5(1,25:36);
Plt_5_4=Pst5(1,37:48);
Plt_5_5=Pst5(1,49:60);
Plt_5_6=Pst5(1,61:72);
Plt_5_7=Pst5(1,73:84);
Plt_5_8=Pst5(1,85:96);
Plt_5_9=Pst5(1,97:108);
Plt_5_10=Pst5(1,109:120);
Plt_5_11=Pst5(1,121:132);
Plt_5_12=Pst5(1,133:144);

for i=(1:12)

```

```

Plt_D5_1(i)=$((Plt_5_1(i)^3)/12;
Plt_D5_1_1=(sum(Plt_D5_1))^(1/3);

Plt_D5_2(i)=$((Plt_5_2(i)^3)/12;
Plt_D5_1_2=(sum(Plt_D5_2))^(1/3);

Plt_D5_3(i)=$((Plt_5_3(i)^3)/12;
Plt_D5_1_3=(sum(Plt_D5_3))^(1/3);

Plt_D5_4(i)=$((Plt_5_4(i)^3)/12;
Plt_D5_1_4=(sum(Plt_D5_4))^(1/3);

Plt_D5_5(i)=$((Plt_5_5(i)^3)/12;
Plt_D5_1_5=(sum(Plt_D5_5))^(1/3);

Plt_D5_6(i)=$((Plt_5_6(i)^3)/12;
Plt_D5_1_6=(sum(Plt_D5_6))^(1/3);

Plt_D5_7(i)=$((Plt_5_7(i)^3)/12;
Plt_D5_1_7=(sum(Plt_D5_7))^(1/3);

Plt_D5_8(i)=$((Plt_5_8(i)^3)/12;
Plt_D5_1_8=(sum(Plt_D5_8))^(1/3);

Plt_D5_9(i)=$((Plt_5_9(i)^3)/12;
Plt_D5_1_9=(sum(Plt_D5_9))^(1/3);

Plt_D5_10(i)=$((Plt_5_10(i)^3)/12;
Plt_D5_1_10=(sum(Plt_D5_10))^(1/3);

Plt_D5_11(i)=$((Plt_5_11(i)^3)/12;
Plt_D5_1_11=(sum(Plt_D5_11))^(1/3);

Plt_D5_12(i)=$((Plt_5_12(i)^3)/12;
Plt_D5_1_12=(sum(Plt_D5_12))^(1/3);
end
Plt5=[Plt_D5_1_1 Plt_D5_1_2 Plt_D5_1_3 Plt_D5_1_4 Plt_D5_1_5 Plt_D5_1_6
Plt_D5_1_7 Plt_D5_1_8 Plt_D5_1_9 Plt_D5_1_10 Plt_D5_1_11 Plt_D5_1_12];

Pst5_crescente=sort(Pst5);
PstD955=Pst5_crescente(137);
%DIA 6
r = rand(1,144);
Pst6 =((b-a)*r+a);

Plt_6_1=Pst6(1,1:12);
Plt_6_2=Pst6(1,13:24);
Plt_6_3=Pst6(1,25:36);
Plt_6_4=Pst6(1,37:48);
Plt_6_5=Pst6(1,49:60);

```

```

Plt_6_6=Pst6(1,61:72);
Plt_6_7=Pst6(1,73:84);
Plt_6_8=Pst6(1,85:96);
Plt_6_9=Pst6(1,97:108);
Plt_6_10=Pst6(1,109:120);
Plt_6_11=Pst6(1,121:132);
Plt_6_12=Pst6(1,133:144);

for i=(1:12)
    Plt_D6_1(i)=((Plt_6_1(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_1=(sum(Plt_D6_1))^(1/3);

    Plt_D6_2(i)=((Plt_6_2(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_2=(sum(Plt_D6_2))^(1/3);

    Plt_D6_3(i)=((Plt_6_3(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_3=(sum(Plt_D6_3))^(1/3);

    Plt_D6_4(i)=((Plt_6_4(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_4=(sum(Plt_D6_4))^(1/3);

    Plt_D6_5(i)=((Plt_6_5(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_5=(sum(Plt_D6_5))^(1/3);

    Plt_D6_6(i)=((Plt_6_6(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_6=(sum(Plt_D6_6))^(1/3);

    Plt_D6_7(i)=((Plt_6_7(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_7=(sum(Plt_D6_7))^(1/3);

    Plt_D6_8(i)=((Plt_6_8(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_8=(sum(Plt_D6_8))^(1/3);

    Plt_D6_9(i)=((Plt_6_9(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_9=(sum(Plt_D6_9))^(1/3);

    Plt_D6_10(i)=((Plt_6_10(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_10=(sum(Plt_D6_10))^(1/3);

    Plt_D6_11(i)=((Plt_6_11(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_11=(sum(Plt_D6_11))^(1/3);

    Plt_D6_12(i)=((Plt_6_12(i))^3)/12;
    Plt_D6_1_12=(sum(Plt_D6_12))^(1/3);
end
Plt6=[Plt_D6_1_1 Plt_D6_1_2 Plt_D6_1_3 Plt_D6_1_4 Plt_D6_1_5 Plt_D6_1_6
Plt_D6_1_7 Plt_D6_1_8 Plt_D6_1_9 Plt_D6_1_10 Plt_D6_1_11 Plt_D6_1_12];

Pst6_crescente=sort(Pst6);
PstD956=Pst6_crescente(137);

```

%DIA 7

r = rand(1,144);

Pst7 =((b-a)*r+a);

Plt_7_1=Pst7(1,1:12);

Plt_7_2=Pst7(1,13:24);

Plt_7_3=Pst7(1,25:36);

Plt_7_4=Pst7(1,37:48);

Plt_7_5=Pst7(1,49:60);

Plt_7_6=Pst7(1,61:72);

Plt_7_7=Pst7(1,73:84);

Plt_7_8=Pst7(1,85:96);

Plt_7_9=Pst7(1,97:108);

Plt_7_10=Pst7(1,109:120);

Plt_7_11=Pst7(1,121:132);

Plt_7_12=Pst7(1,133:144);

for i=(1:12)

Plt_D7_1(i)=((Plt_7_1(i))^3)/12;

Plt_D7_1_1=(sum(Plt_D7_1))^(1/3);

Plt_D7_2(i)=((Plt_7_2(i))^3)/12;

Plt_D7_1_2=(sum(Plt_D7_2))^(1/3);

Plt_D7_3(i)=((Plt_7_3(i))^3)/12;

Plt_D7_1_3=(sum(Plt_D7_3))^(1/3);

Plt_D7_4(i)=((Plt_7_4(i))^3)/12;

Plt_D7_1_4=(sum(Plt_D7_4))^(1/3);

Plt_D7_5(i)=((Plt_7_5(i))^3)/12;

Plt_D7_1_5=(sum(Plt_D7_5))^(1/3);

Plt_D7_6(i)=((Plt_7_6(i))^3)/12;

Plt_D7_1_6=(sum(Plt_D7_6))^(1/3);

Plt_D7_7(i)=((Plt_7_7(i))^3)/12;

Plt_D7_1_7=(sum(Plt_D7_7))^(1/3);

Plt_D7_8(i)=((Plt_7_8(i))^3)/12;

Plt_D7_1_8=(sum(Plt_D7_8))^(1/3);

Plt_D7_9(i)=((Plt_7_9(i))^3)/12;

Plt_D7_1_9=(sum(Plt_D7_9))^(1/3);

Plt_D7_10(i)=((Plt_7_10(i))^3)/12;

Plt_D7_1_10=(sum(Plt_D7_10))^(1/3);

Plt_D7_11(i)=((Plt_7_11(i))^3)/12;

```

Plt_D7_1_11=(sum(Plt_D7_11))^(1/3);

Plt_D7_12(i)=((Plt_7_12(i))^3)/12;
Plt_D7_1_12=(sum(Plt_D7_12))^(1/3);
end
Plt7=[Plt_D7_1_1 Plt_D7_1_2 Plt_D7_1_3 Plt_D7_1_4 Plt_D7_1_5 Plt_D7_1_6
Plt_D7_1_7 Plt_D7_1_8 Plt_D7_1_9 Plt_D7_1_10 Plt_D7_1_11 Plt_D7_1_12];

Pst7_crescente=sort(Pst7);
PstD957=Pst7_crescente(137);

%Calcolo Plt

PltS1=[Plt1 Plt2 Plt3 Plt4 Plt5 Plt6 Plt7];
Plt_crescente1=sort(PltS1);
PltS951=Plt_crescente1(75);

%Calcolo PltS95 e PstD95
PstD95=[PstD951 PstD952 PstD953 PstD954 PstD955 PstD956 PstD957]/FT;

PltS95=[PltS951]/FT;

%PstD95 precario e critico
i=1;
j=0;
k=0;
n=0;
while i<=7

    p=PstD95(i);

    if 1<=p & p<=2
        j=j+1;
        PstD95P(j)=p;
        PstD95C(j)=0;
    elseif p>2
        j=j+1;
        PstD95C(j)=p;
        PstD95P(j)=0;
    elseif p<1
        n=n+1;
        PstD95A(n)=p;
    end
    i=i+1;
end

i=1;
j=0;
k=0;
n=0;

```

```

while i<=7

    p=(PstD95P(i)/PstD95min_P);
    if p>1
        j=j+1;
        PstD95P_total(j)=p;
    elseif p<=1
        j=j+1;
        PstD95P_total(j)=0;
    end
    i=i+1;
end
i=1;
j=0;
k=0;
n=0;
while i<=7

    p=(PstD95C(i)/PstD95min_C);
    if p>1
        j=j+1;
        PstD95C_total(j)=p;
    elseif p<=1
        j=j+1;
        PstD95C_total(j)=0;
    end
    i=i+1;
end

n=1;
while n<=7
    if PstD95P_total(n)>1
        PstD95P_tot(n)=[(PstD95P_total(n))-1];
        n=n+1;
    elseif PstD95P_total(n)<1
        PstD95P_tot(n)=0;
        n=n+1;
    end
end
PstD95P_totalizado=sum(PstD95P_tot);

n=1;
while n<=7
    if PstD95C_total(n)>1
        PstD95C_tot(n)=[(PstD95C_total(n))-1];
        n=n+1;
    elseif PstD95C_total(n)<1
        PstD95C_tot(n)=0;
        n=n+1;
    end
end

```



```

end
end
PstD95C_totalizado=sum(PstD95C_tot);

%PltS95 precario e critico

j=0;
k=0;
n=0;

p=PltS95;

if 0.8<=p & p<=1.6
    PltS95P=p;
    PltS95C=0;
elseif p>1.6;
    PltS95C=p;
    PltS95P=0;
elseif p<0.8
    PltS95A=p;
end

p=(PltS95P/PltS95min_P);
if p>1
    PltS95P_total=p;
elseif p<=1

    PltS95P_total=0;
end

p=(PltS95C/PltS95min_C);
if p>1

    PltS95C_total=p;
elseif p<=1

    PltS95C_total=0;

end

%calculo CFT

CFT_TOTAL=[(PstD95P_totalizado)+(PstD95C_totalizado)*KDC+(PltS95P_total)+(
PltS95C_total)*KSC]*IUSE/10;

CFT(u)=CFT_TOTAL;

```

```
u=u+1;
```

```
end
```

```
t=(1:1:length(CFT));
```

```
plot(t,CFT,'b.-');grid on;
```

```
xlabel('Numero de Simulações');
```

```
ylabel('Compensação Finaceira CFT - R$');
```