



OFÍCIO Nº 435/2025-STD/ANEEL

Ao(À) Senhor(a)

Vereador Denis Silva Pinto

Câmara Municipal de Santo André

Santo André - SP

Referência: Ofício 225/2025, de 12/8/2025 (processo SEI nº 48500.025230/2025-33).

Caso responda este Ofício, indicar expressamente o nº SEI 0181110

https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico

Assunto: Solicita informações sobre prorrogação dos serviços prestados pela Enel-SP.

Senhor Vereador,

1. Reporta-se ao Ofício em referência, por meio do qual V. Sa., diante da possibilidade de assinatura de Aditivo Contratual para a prorrogação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica pela Enel SP, encaminha os seguintes questionamentos sobre os novos comandos:

1. Quais alterações foram feitas com a finalidade de melhoria nos serviços prestados pela distribuidora?
2. Há previsão de cumprimento de metas de fornecimento?
3. Existem cláusulas com exigência de melhorias no atendimento ao consumidor na ocorrência de eventos climáticos?
4. Tendo em vista que queda de árvores e galhos em conflito com a rede de distribuição ocasionam a maioria das interrupções no fornecimento da energia, foi prevista na minuta alguma exigência sobre a regularidade de podas de árvores, obedecidas as diretrizes de cada município?
5. Foi incluída cláusula dando maior autonomia aos municípios ou melhorando a comunicação dos mesmos com a Enel, a fim de facilitar o atendimento das chamadas de manutenção dos serviços?
6. É previsto ações de transparência dos serviços prestados pela Enel no município de Santo André, como por exemplo acesso a relatórios no site da concessionária?

2. Inicialmente é importante ressaltar que o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica aprovado pelo Diretoria Colegiada da ANEEL contempla todos os comandos estabelecidos no Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

3. Em resposta às questões nº 1, 3, e 6, destaca-se que foram introduzidos incisos na CLÁUSULA TERCEIRA do Termo Aditivo com vistas à melhoria da qualidade do serviço, bem como para conferir uma maior transparência por parte da Distribuidora, conforme transcrição abaixo:

CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

[...]

XIV. disponibilizar aos consumidores e aos demais usuários o Serviço de Atendimento – SAC, inclusive com canal de comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos Poderes Públicos municipal, distrital e estadual, observada a legislação e a regulação da ANEEL;

XIV. disponibilizar aos consumidores e aos demais usuários o Serviço de Atendimento – SAC, inclusive com canal de comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos Poderes Públicos municipal, distrital e estadual, observada a legislação e a regulação da ANEEL;

[...]

XVIII. desenvolver ações para a redução da vulnerabilidade e para o aumento da resiliência das redes de distribuição frente a eventos climáticos, conforme regulação da ANEEL;

XIX. desenvolver ações para robustecer o nível de atendimento do serviço de eletricidade das áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL;

[...]

XXVI. zelar pela qualidade dos dados e informações produzidas, atinentes à prestação do serviço público de distribuição, enviadas à ANEEL e aquelas disponibilizadas aos consumidores e demais usuários e ao público em geral;

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente

<https://sei.aneel.gov.br/controle-da-transparencia/pt-br/que-instituicao-na-gestao-de-chaves-publicas-brasil-eo-icp-brasil>



XXVII. cumprir os padrões relativos à efetividade do Serviço de Atendimento – SAC e à resolatividade das reclamações na ANEEL, na plataforma consumidor.gov.br, ou outra que vier a substituí-la e nos demais canais, conforme legislação e regulação da ANEEL.

4. No que se refere ao cumprimento de metas, mencionado na questão nº 2, destaca-se que os padrões a serem alcançados pela Distribuidora não são estabelecidos diretamente no Termo Aditivo, mas sim por atos administrativos próprios da ANEEL (despachos e resoluções), e que a transgressão dos limites estabelecidos enseja a aplicação de penalidades à concessionária que podem, em caso de reincidência, ocasionar até mesmo a extinção da concessão, conforme copiado abaixo:

CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

[...]

Subcláusula Sétima – O descumprimento de indicadores estabelecidos pela ANEEL obrigará a DISTRIBUIDORA a compensar os consumidores e demais usuários pela má qualidade da prestação do serviço de distribuição, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades

previstas.

[...]

Subcláusula Oitava – O descumprimento de indicadores de qualidade técnica, comercial e econômico-financeiros implicará, conforme regulação da ANEEL, a limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores, bem como a limitação de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

[...]

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA – EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

[...]

Subcláusula Décima Terceira – O descumprimento pela DISTRIBUIDORA, por dois anos consecutivos dos critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento ou à gestão econômico-financeira, implicará a abertura do processo de caducidade, conforme regulação da ANEEL, respeitadas as disposições deste CONTRATO, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

5. Além dos comandos emanados no Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, que orientaram a elaboração do Termo de Aditivo Contratual, é importante lembrar que ordinariamente a ANEEL, por meio da regulação, estabelece normas que buscam incentivar a prestação do serviço adequada e acompanha a execução dessa prestação pelas concessionárias, sujeitando-as, inclusive, a todas as penalidades previstas na regulação. Como evidência dessas ações, cita-se a Agenda Regulatória[1], que apresenta a relação de atividades prioritárias que devem normatizadas pela ANEEL no ciclo de sua vigência.

6. No âmbito da Agenda Regulatória em vigor, merece destaque a atividade AR24-03, que prevê “aprimoramentos regulatórios para aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremo”[2], no escopo da qual foi instaurada a Consulta Pública nº 32/2024^[3], que colocou em debate com a sociedade sugestões de aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos. A referida Consulta Pública permaneceu aberta para o recebimento de contribuições da sociedade do dia 13/11/2024 até o dia 19/12/2024.

7. A nova regulação proposta busca estabelecer diretrizes, responsabilidades, mecanismos de acompanhamento e limites, especificamente em temas como: (i) Planos de Contingência com requisitos mínimos; (ii) **Plano de Manejo Vegetal**; (iii) **Comunicação entre Distribuidoras e Poder Público em Situações de Emergência**; (iv) Indicadores e limites de Interrupções em Situação de Emergência; (v) Transparência e prestação de informações; e (vi) Sanções específicas; entre outros. A atividade se encontra na fase de análise de contribuições com previsão de deliberação no ano de 2025.

8. Em linha com a questão nº 4, que trata da poda de árvores, a proposta apresentada prevê a definição de procedimentos e as responsabilidades quanto à supressão e o manejo da vegetação. Conforme consta da Nota Técnica nº 90/2024-STD-SFT/ANEEL, de 18/10/2024, as ações preventivas e corretivas conduzidas pelas distribuidoras, como a realização de podas e a substituição de árvores, em coordenação com os municípios, são essenciais para garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia, minimizando os impactos da vegetação sobre as redes elétricas.

9. No tocante ao relacionamento entre a Distribuidora e o Poder Público, abordada na questão nº 5, na Consulta Pública 32/2024 são apresentados diretrizes e critérios para uma comunicação mais efetiva entre eles, principalmente durante situações de interrupção emergencial do fornecimento de energia elétrica de longa duração, com vistas a garantir maior transparência, agilidade e precisão nas informações prestadas.

10. Portanto, se e quando aprovada, a regulação pretendida atuará estabelecendo incentivos por meio de parâmetros a serem cumpridos pelos agentes, com a possibilidade de aplicação de penalidades no caso de transgressão. Significa dizer que, quando entrar em vigor, essas novas disposições devem incentivar as distribuidoras a atuarem na redução da vulnerabilidade e no aumento da resiliência das redes de distribuição, pontos de preocupação trazidos por V. Sa. em sua correspondência.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

PEDRO MELLO LOMBARDI

Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição

Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

[1] <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/governanca-regulatoria/agenda-regulatoria/>

[2] (SICNet nº 48500.006650/2023-59 e SEI nº 48500.906650/2023-59)

[3] <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?>

[p_auth=ztEFhzCb&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3897&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.acti](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=ztEFhzCb&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3897&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.acti)

Documento assinado eletronicamente por **Pedro Mello Lombardi**, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição, em 20/08/2025, às 17:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do **Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015**.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0181110** e o código CRC **932D5DB0**.

Referência: Processo nº 48500.025230/2025-33

SEI nº 0181110



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Qualidade do Fornecimento de Energia

ENEL SP

Câmara Municipal de Santo André

2025

04 de set



arsesp



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Sumário



1

Institucional

2

Eixos de atuação da ARSESP

3

Panorama e Desafios da Prestação do Serviço
no Estado de São Paulo

4

Ações em Curso de Fiscalização

5

Qualidade do Fornecimento de Energia em Santo André



Institucional

Competências das ARSESP



Fiscalizar, controlar e regular, no âmbito do Estado, os serviços de:



GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

de titularidade federal nos limites da competência de que lhe for delegada pela autoridade federal competente.



SANEAMENTO BÁSICO

de titularidade municipal ou compartilhada, nos limites da competência delegada.



DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

de titularidade estadual.



SERVIÇOS DE QUALQUER NATUREZA

com competência delegada pelo Poder Executivo estadual ou por outros entes federativos.



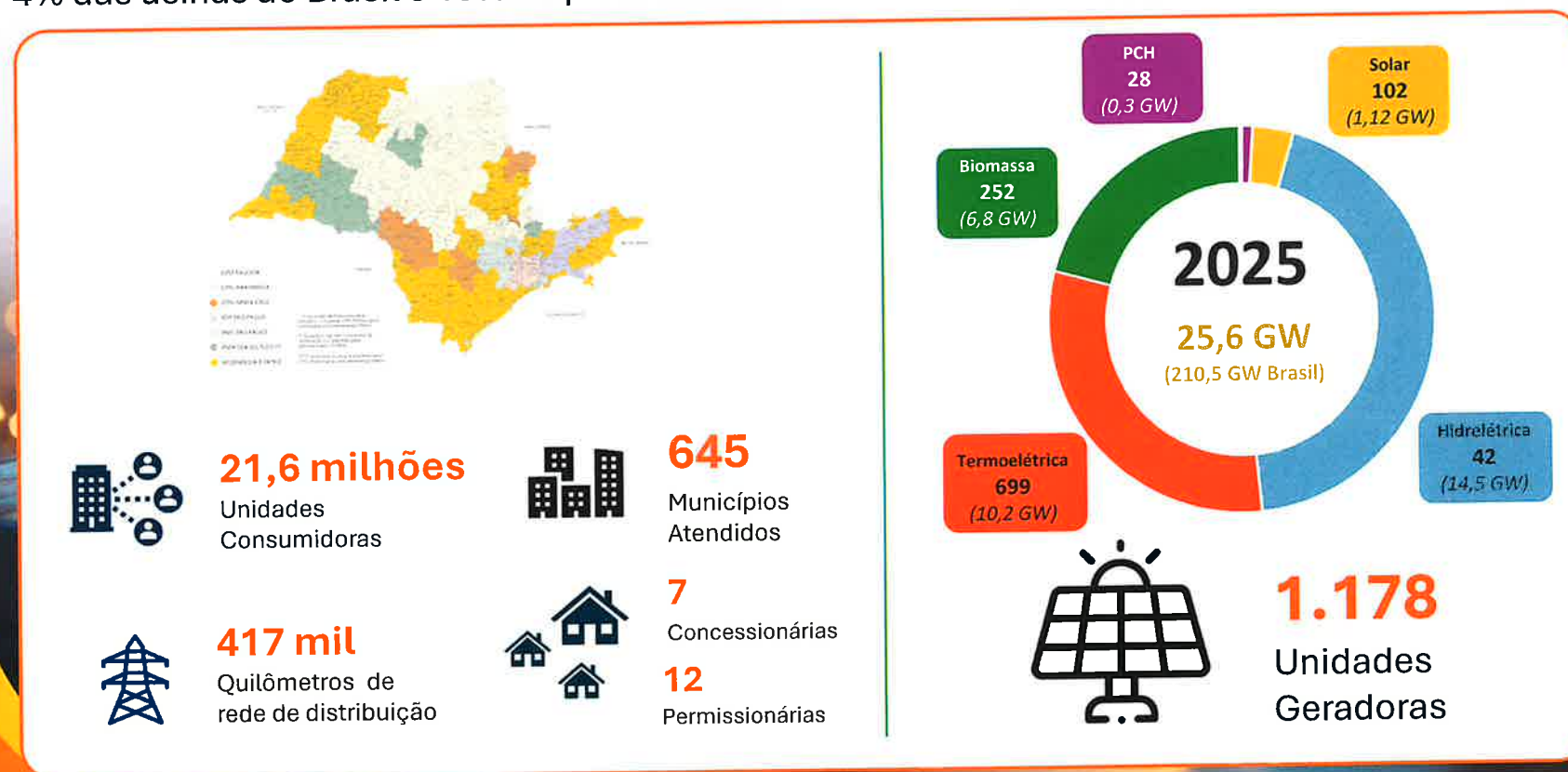
Desde 1999, possui convênio de cooperação com a ANEEL para a execução de atividade de fiscalização



Institucional

Escopo de atuação da convênio de cooperação de fiscalização

23% do total de unidades consumidoras do Brasil e 42% do consumo total
4% das usinas do Brasil e 13% da potência instalada.



Institucional

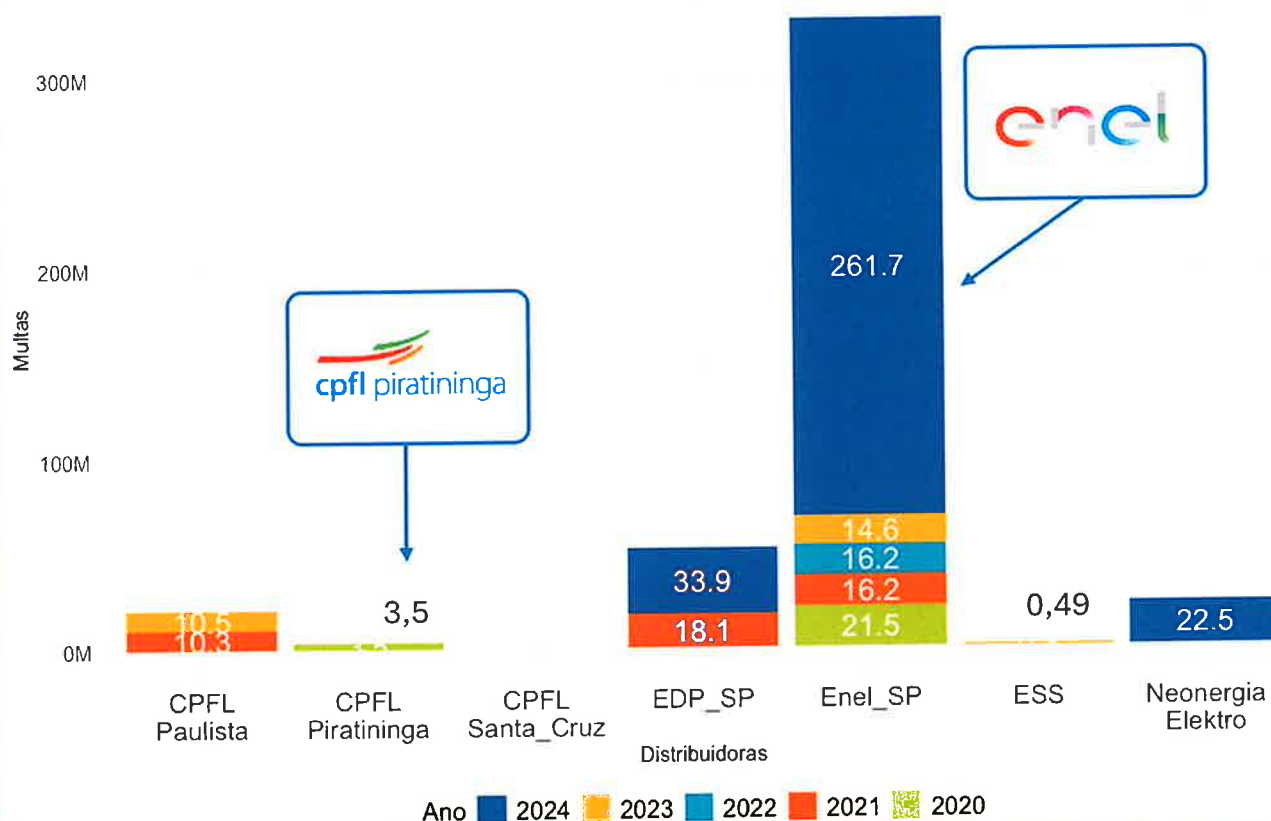
Metodologia de Fiscalização Responsiva

As ações de fiscalização são moduladas de acordo com o perfil e o comportamento de cada agente.



Instrumentos Regulatórios

Multas aplicadas pela ARSESP/ANEEL nos últimos 5 anos (multas irrecorríveis)



Multas Aplicadas pela ARSESP / Aneel nos últimos 5 anos

- **R\$ 429 milhões** às Distribuidoras
- **R\$ 938 mil** às Geradoras

Processos Punitivos em instrução processual na ARSESP

- **3 agente de geração**
- **5 agentes de distribuição**
- **Apoio ao TI nº 49/2024**, Enel SP.



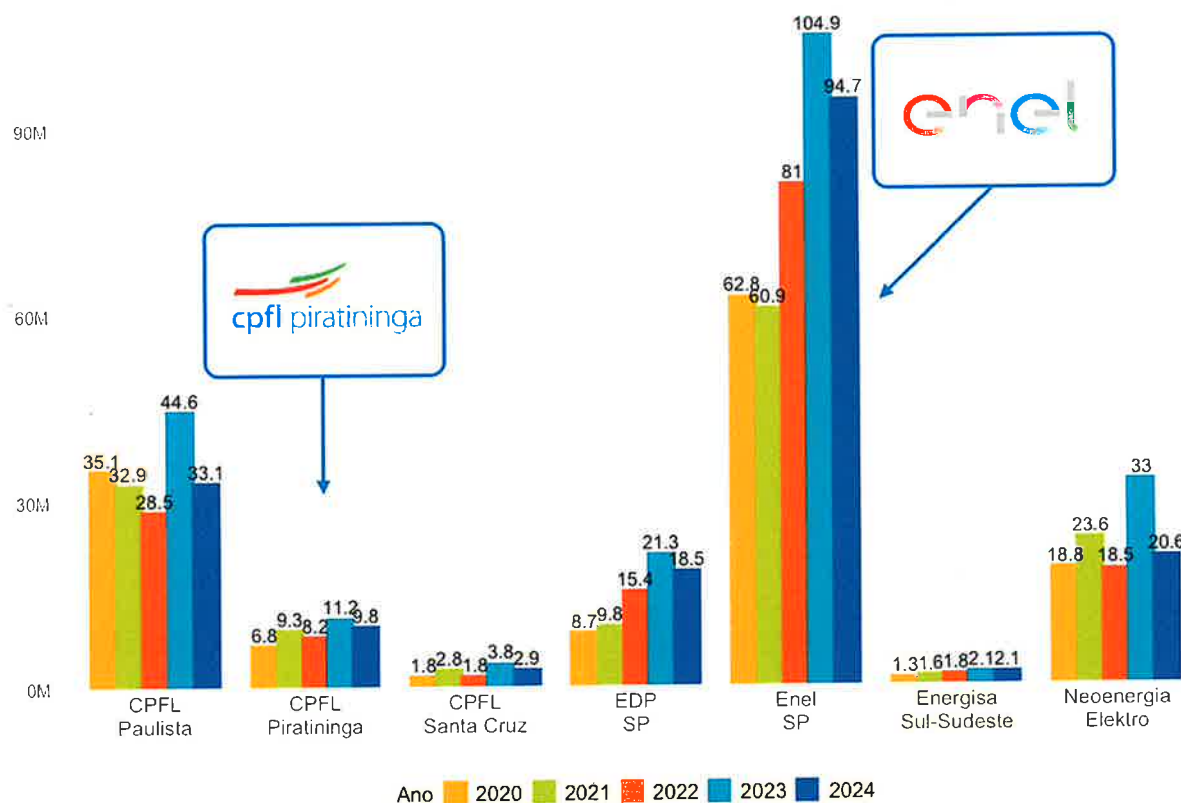
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Instrumentos Regulatórios

Compensações Pagas aos Consumidores nos últimos 5 anos



Compensações por violações dos indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC, DMIC e DICRI).



Compensações pagas nos últimos 5

- CPFL Paulista:.....R\$ 174 milhões
- CPFL Piratininga: R\$ 45 milhões
- CPFL Santa Cruz: R\$ 13 milhões
- EDP-SP:.....R\$ 73 milhões
- Enel-SP:.....R\$ 404 milhões
- ESS:.....R\$ 9 milhões
- Neoenergia Elektro: R\$ 114 milhões

Total: R\$ 832 milhões



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Eixos de Atuação da Fiscalização dos Serviços de Eletricidade pela ARSESP



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Eixo 1: Fiscalização in loco

Inspeções em campo com base em evidências

Análise de dados e planejamento para maior eficiência e assertividade nas fiscalizações em campo



INTELIGÊNCIA ANALÍTICA

INSPEÇÃO EM CAMPO

PLANO DE AÇÃO

Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Energia
Superintendência de Assuntos Energéticos

Relatório de Fiscalização

Análise da Distribuição

Operação e Manutenção de Alimentadores de Distribuição
3ª Fase de Inspeções de Campo

Nº ELE 0060630514

Processo SEI 133 00001893/2023-72



Total de atividades com produtos entregues

2025/25

Relatórios de Análises, Acompanhamentos e Notas Técnicas

59



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Eixo 1: Fiscalização in loco

Correções de não conformidades com riscos iminentes

Casos com riscos iminentes de acidentes é solicitado a correção imediata via ofício, antes mesmo da emissão do relatório.



EXEMPLO 1 (Enel SP)



EXEMPLO 2 (Enel SP)

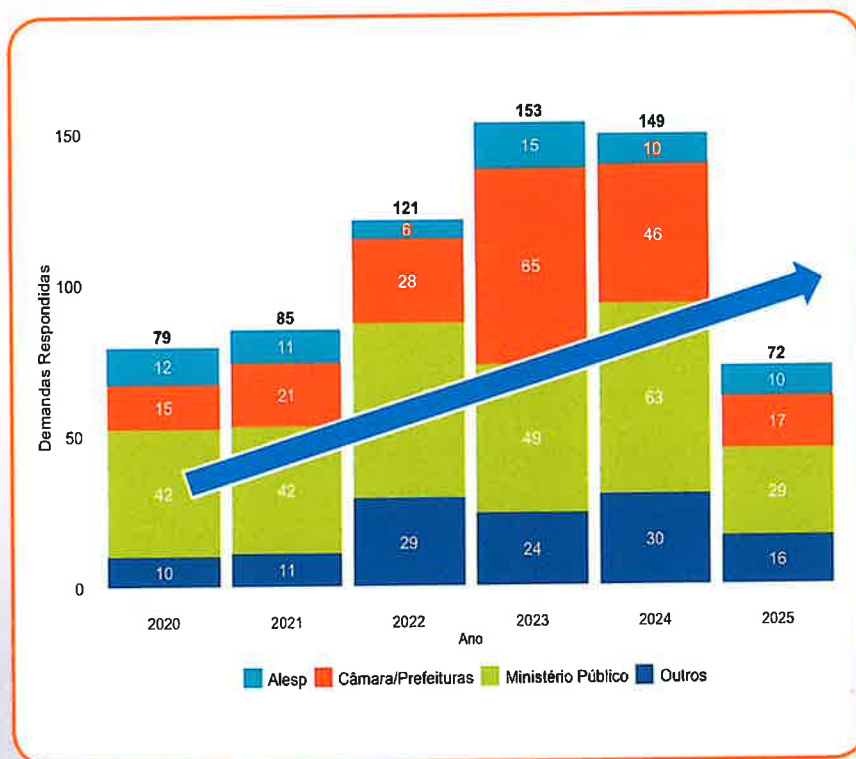


Eixo 2: Respostas às Demandas Externas

Ministério Público, Alesp, Câmaras Municipais, Prefeituras



Temas respondidos são tratados como insumos para a definição das campanhas de fiscalização.



Demandas Externas Respondidas nos últimos 5 anos

- Alesp: 64
- Câmara e Prefeituras: 192
- Ministério Público: 283
- Outros: 120



Eixo 3: Projetos Específicos



Cartilhas Temáticas: Temas de interesse da população, relacionados ao fornecimento de energia elétrica, são criados e publicados no site da Arsesp, para que todos tenham acesso ao conteúdo, trabalhado em linguagem simples.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Panorama e Desafios da Prestação do Serviço no Estado de São Paulo



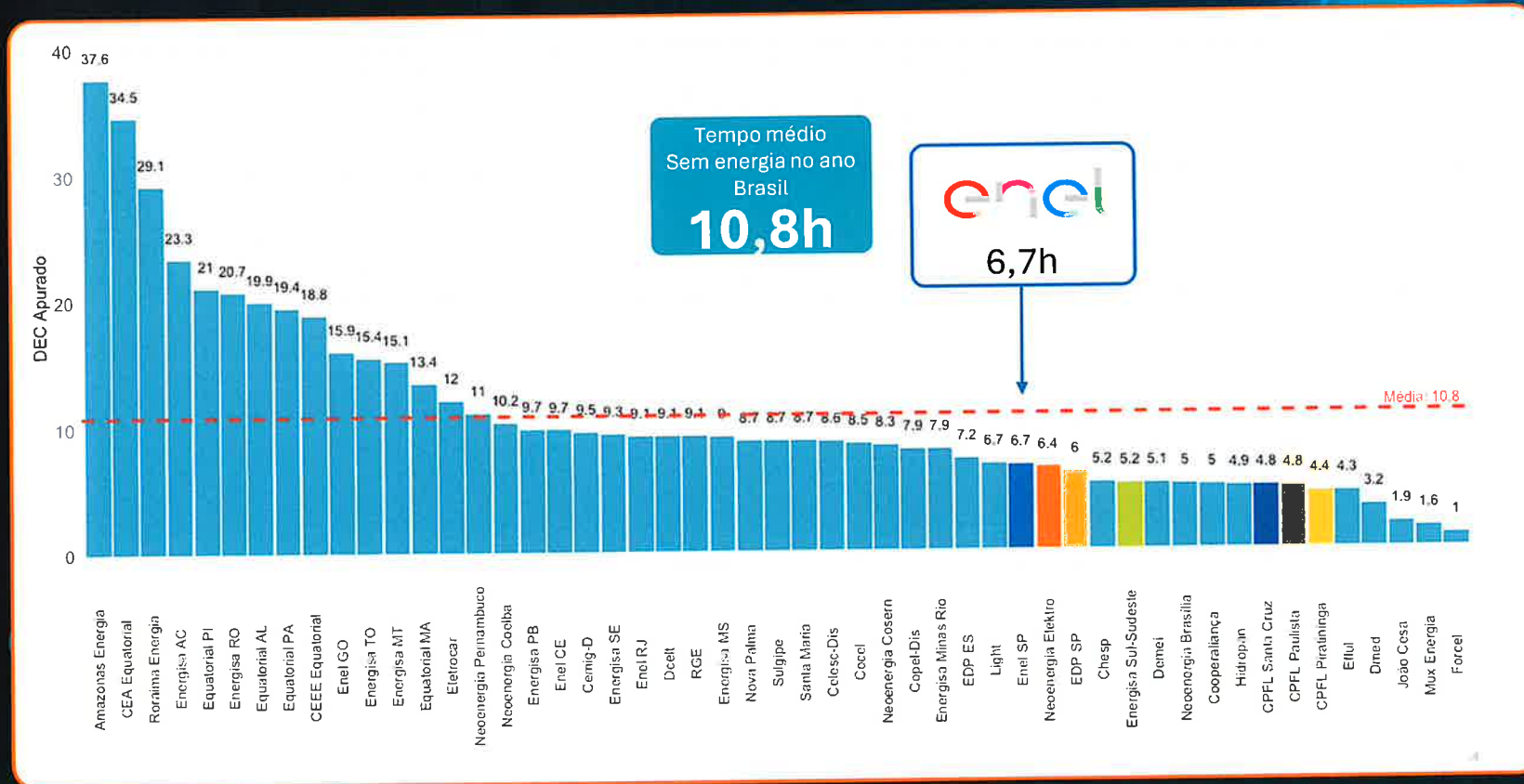
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Panorama da Prestação do Serviço

Ranking de DEC



As concessionárias de energia de São Paulo figuraram, em 2024, entre as distribuidoras com os menores valores de DEC do país.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Panorama da Prestação do Serviço

Ranking de FEC

As concessionárias de energia de São Paulo figuraram, em 2024, entre as distribuidoras com os menores valores de FEC do país.



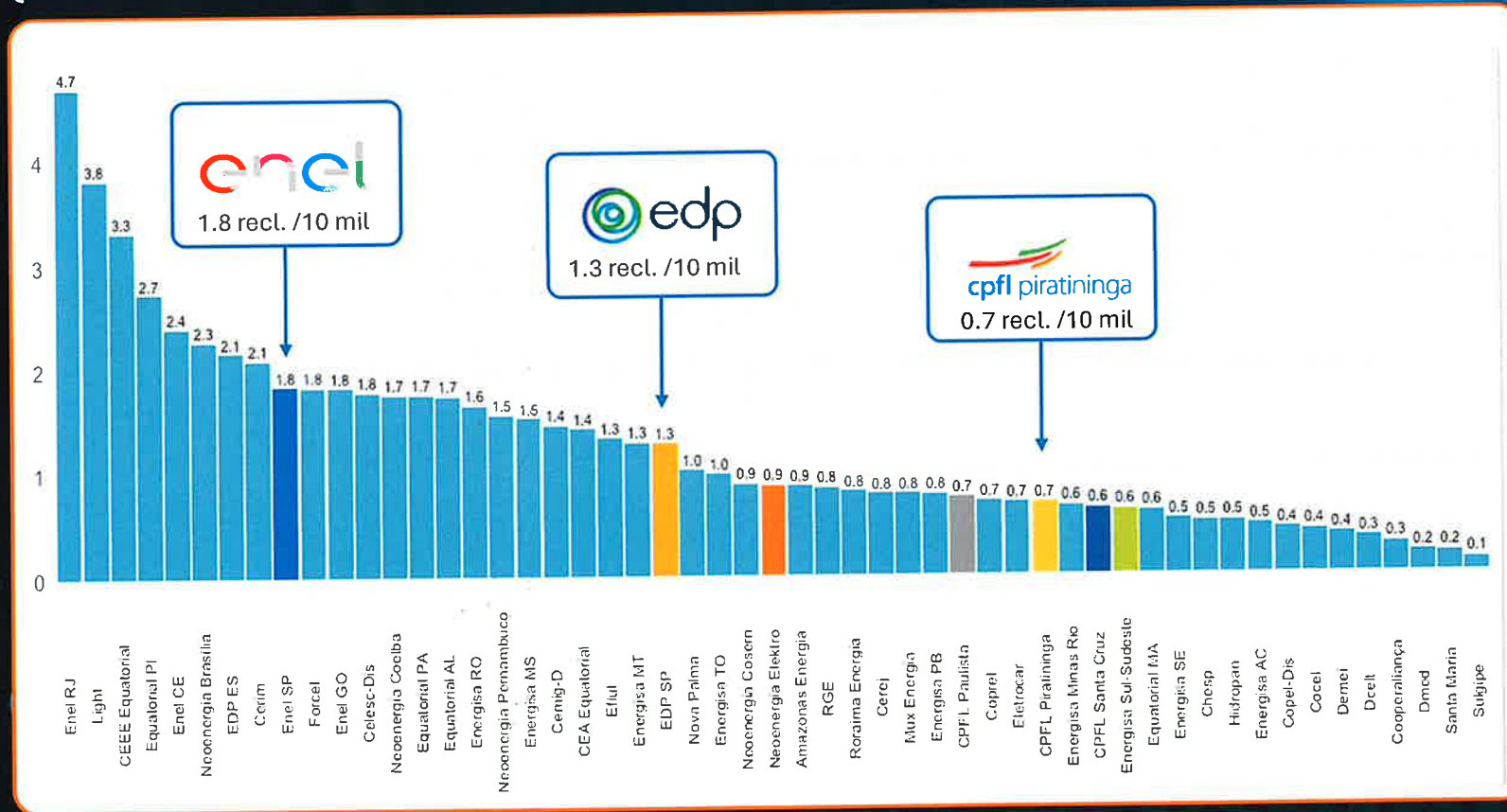
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Panorama da Prestação do Serviço

Reclamações na Ouvidoria da ANEEL



Quantidade mensal de Reclamações Totais por 10 mil consumidores (média 6/24 a 3/25)

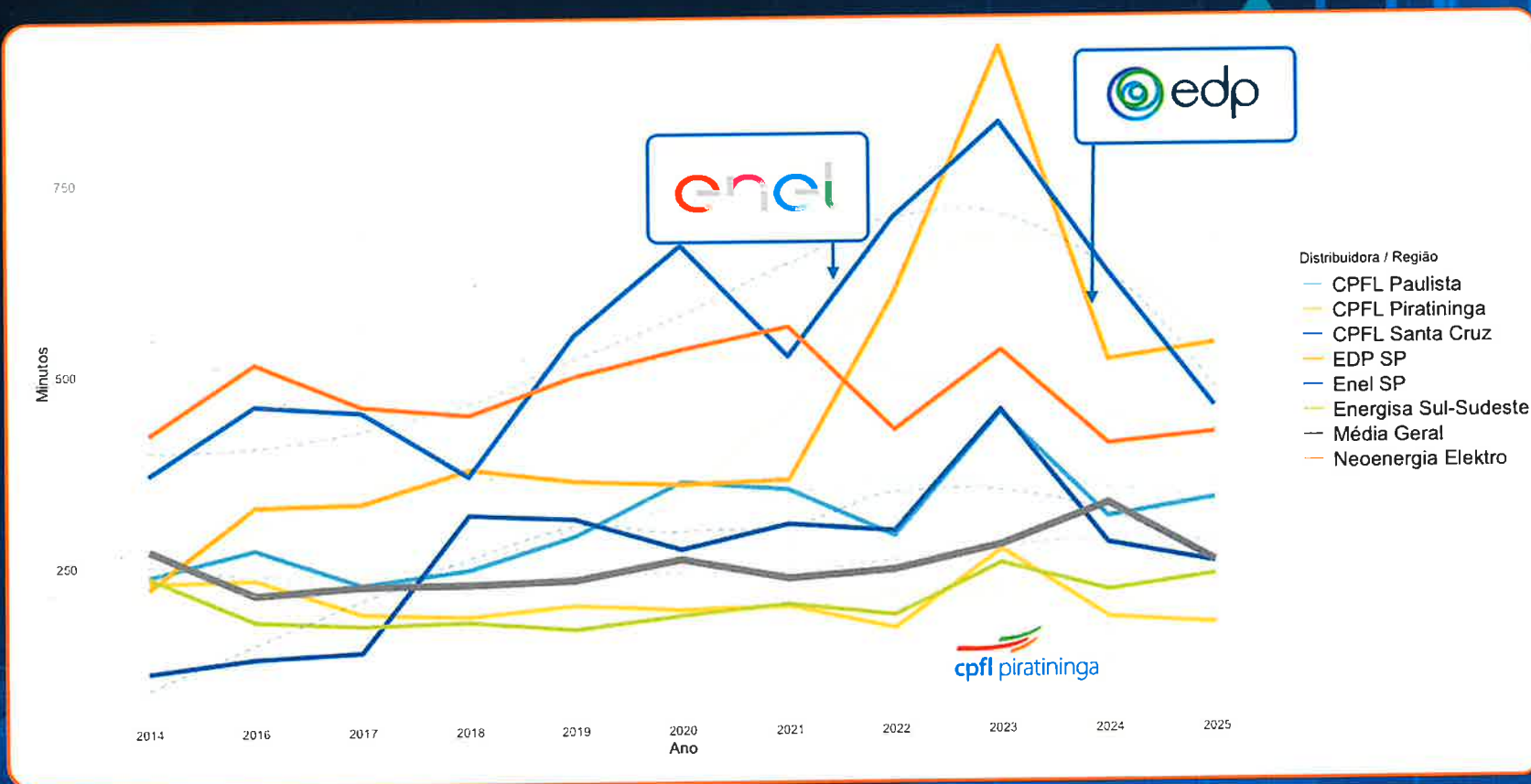


Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Panorama da Prestação do Serviço

Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)

TMAE anual das distribuidoras de São Paulo em minutos



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Ações adotadas de fiscalização



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Fiscalização Técnica e Comercial

Temas em Acompanhamento



AÇÕES EM CURSO



Fiscalização in loco

Maior abrangência das fiscalizações de campanhas de alimentadores

Ação: Relatórios de Análise recomendando correções



Monitoramento Preventivo

Adoção de medidas para o monitoramento da operação da concessão

Ação: SAFI, Plano de Gerenciamento de Crise, Dados em Tempo Real



Plano de Resultado de Continuidade

Acompanhamento Trimestral dos conjuntos que atendem ao limite anual regulado das Distribuidoras do Estado de São Paulo

Ação: Em andamento



Acompanhamento TI 49/2024/Enel-SP

Apoio à Aneel no acompanhamento das ações realizadas pela Enel SP para regularização das falhas e transgressões na prestação do serviço.

Ação: Acompanhamento Plano de Recuperação



Fiscalização in loco

Abrangência das fiscalizações nos últimos 6 meses



7

Distribuidoras



2

Geradoras



31

Subestações



47

Alimentadores



32

Regiões/Cidade

Dezembro

Campanha de Fiscalização de campo em subestações e Alimentadores - de 12/12 a 19/12

CPFL Piratininga
Região de Sorocaba e Região de Jundiaí.

Fevereiro

ESS de 24 a 27/02
Região de Santo Anastácio e Bragança Paulista.
Enel SP de 17 a 19/02
Município de Cajamar e Cotia.
CPFL Santa Cruz de 11 a 14/02
Região de Itapetininga e Avaré.

Abril

CPFL Piratininga de 22 a 24/04
Região de Boituva e Praia Grande.
Enel SP de 28 e 29/04
Município de Osasco.
Enel SP de 23 a 25/04
Instalações de Transmissão.

Janeiro

Elektro de 20 a 28/01
Região de Piedade e Fernandópolis
Enel SP de 15 a 23/01
Município de São Paulo.
CPFL Paulista de 23 a 28/01
Região de Birigui e Campinas.

Março

EDP SP de 25 a 28/03
Região de Santo Anastácio e Bragança Paulista.
Enel SP de 19 a 21/03
Município de São Paulo.
Segurança de Barragens
PCH Guaraú de 20/03
Segurança de Barragens.

Maio

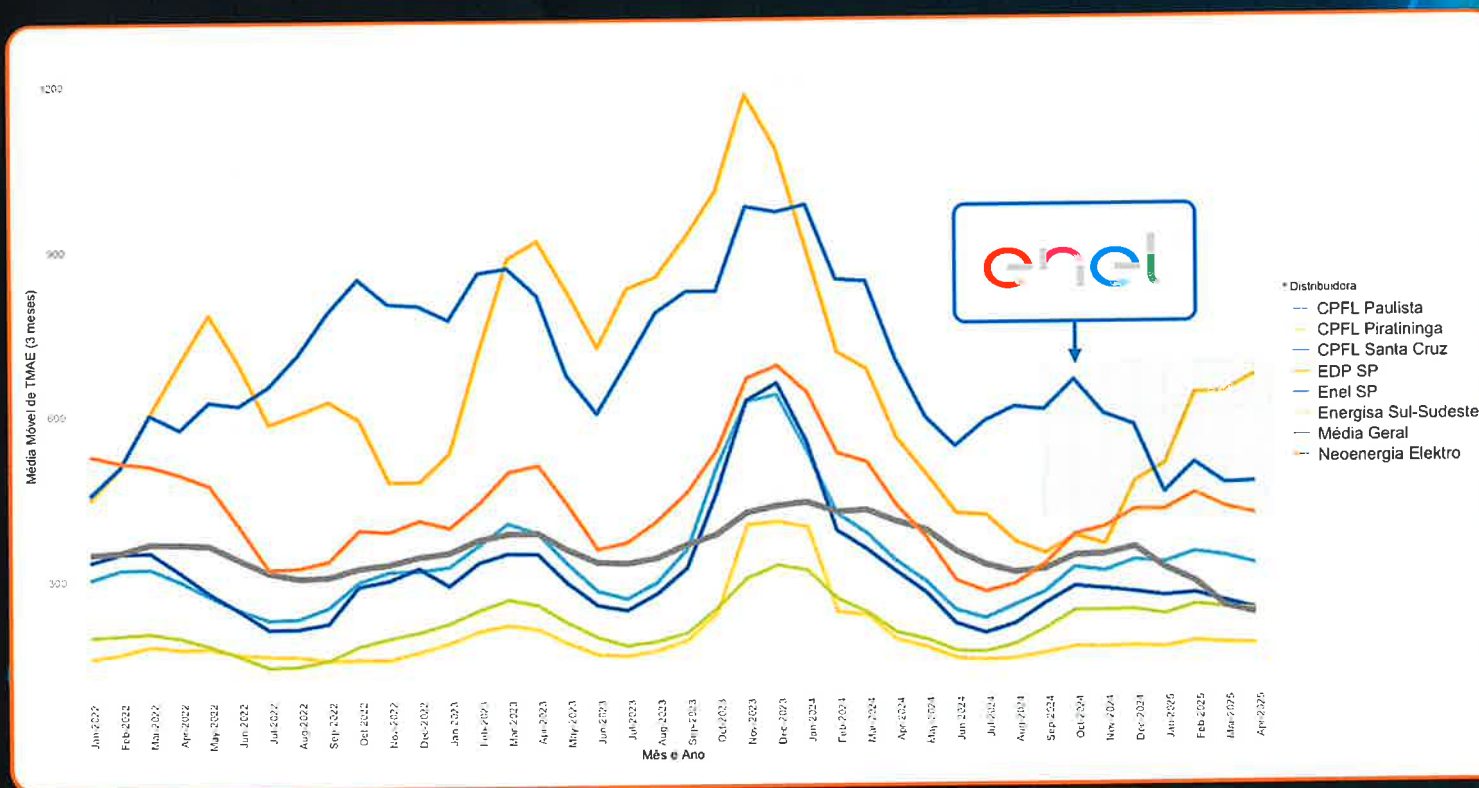
CETRIL de 19 a 23/05
Região de Ibiúna.
Enel SP de 19 a 21/05
Município de São Lourenço da Serra.
Segurança de Barragens
PCH Rasgão de 23/05
Segurança de Barragens.



Resultados Parciais

Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE)

TMAE mensal das distribuidoras de São Paulo
(média móvel 3 meses).



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Qualidade do Fornecimento de Energia em Santo André

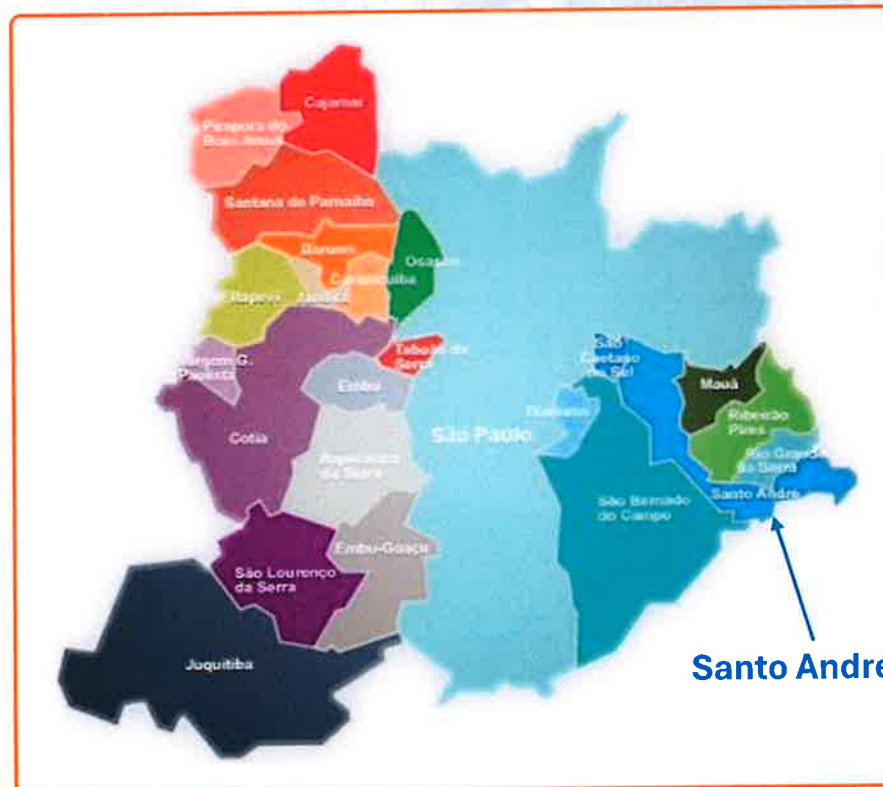


Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de
Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Características da Área de Concessão



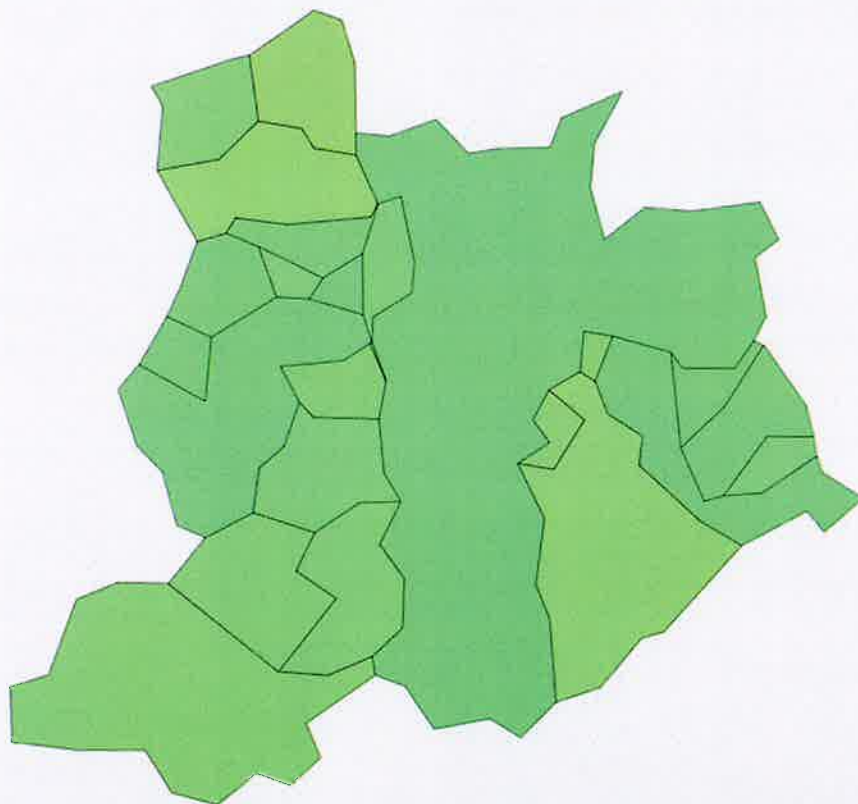
- 24 municípios
- 8,5 milhões de unidades consumidoras atendidas



ENEL SP

Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências por Municípios

TMAE TOTAL por Município



SiglaEstado	TMAE (h)	TMP (h)	TMD (h)	TMÉ (h)
SP				
ENEL SP				
Cajamar	9,29	7,04	0,88	1,37
Santana de Parnaíba	9,15	6,67	0,81	1,67
São Bernardo do Campo	8,88	6,30	0,71	1,87
Diadema	8,80	6,22	0,69	1,89
Taboão da Serra	8,58	6,32	0,70	1,56
Juquitiba	8,58	5,66	1,08	1,84
São Caetano do Sul	8,55	6,19	0,64	1,72
São Lourenço da Serra	8,50	5,82	0,93	1,75
Pirapora do Bom Jesus	8,48	6,09	0,94	1,45
Embu	8,41	5,97	0,74	1,70
Embu-Guaçu	8,34	6,05	0,92	1,38
Jandira	8,22	6,09	0,72	1,41
Itapeçerica da Serra	8,13	5,76	0,80	1,57
Osasco	8,08	6,15	0,64	1,29
Rio Grande da Serra	8,00	5,55	0,75	1,70
Barueri	7,93	5,77	0,69	1,47
Itapevi	7,83	5,63	0,72	1,49
Ribeirão Pires	7,55	5,41	0,67	1,47
Mauá	7,04	4,83	0,62	1,59
Santo André	6,88	4,73	0,59	1,56
São Paulo	6,87	4,53	0,66	1,68
Cotia	6,68	4,56	0,79	1,33
Vargem Grande Paulista	6,51	4,51	0,81	1,19
Carapicuíba	5,49	3,63	0,64	1,21



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

ENEL SP

DEC por Conjunto



- Os 24 municípios da área de concessão da Enel SP são atendidos por 143 conjuntos de unidades consumidoras, sendo 15 (9,5%) pertencentes ao município de Santo André. A tabela abaixo destaca os 6 conjuntos onde houve transgressão do indicador DEC no ano de 2024.

CONJUNTOS	DEC	DEC Lim	FEC	FEC Lim
ANCHIETA	5,61	5	3,11	4
CAMPESTRE	3,45	5	1,07	4
CAPUAVA	5,48	6	2,91	5
MENINOS	5,58	5	2,33	3
NAÇÕES	7,17	8	3,06	5
RIBEIRÃO PIRES	11,20	10	5,83	7
RIO GRANDE	13,95	10	6,23	7
SANTO ANDRÉ	5,80	6	3,83	4
SÃO BERNARDO DO CAMPO	4,72	7	1,81	4
SERTÃOZINHO	5,66	7	2,08	5
SILVESTRE	6,25	6	2,00	4
UTINGA	4,84	7	3,01	5
VILA PAULA	4,13	5	1,24	4
VILA PROSPERIDADE	6,40	7	2,27	4
VITÓRIA	7,62	6	2,54	5



Fiscalização Técnica ou oriunda de Demandas Externas

Específicas da Câmara Municipal de Santo André



Fiscalização em bairros específicos

- Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica no Condomínio composto pelos edifícios Royale Prestige, Royale Trésor e Royale Merit. Relatório RA.E-0022-2023 de abr/2023.
- **Ação: Relatório encaminhado para a Enel SP para providências em 04/04/2023. Plano de Ação da Enel SP em 24/04/2023**



Campanha em Subestações

- Fiscalizações realizadas nas Subestações Nações e Capuava (RA.E-0061-2022), na Subestação Santo André (RA.E-0137-2022), na Subestação Meninos (RA.E-0018/2023) e na Subestação Vitória (RA.E-0060/2023).
- **Ação: Recomendado plano de ação para correção de irregularidades verificadas, cujas evidências de regularização foram encaminhadas pela Enel SP**



Campanha em Alimentadores

- Fiscalizações realizadas em 2 Alimentadores com maior número de reclamações e piores desempenho. Relatório de Análise ELE 2869206 – mai/2023
- **Ação: Recomendado plano de ação para correção de irregularidades verificadas, cujas evidências de regularização foram encaminhadas pela Enel SP**



Plano de Resultado de Continuidade 2023-2026

- Acompanhamento Trimestral dos conjuntos que atendem ao limite regulado
- **Ação: Em andamento**

Indicador DEC	2023	2024	2025	2026
Meta	66%	71%	77%	80%
Apurado	57%	62%	56%*	-

* valor apurado até julho/2025



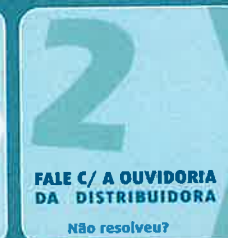


O Caminho do Entendimento



Ouvidoria Setorial (para falar sobre sua distribuidora)

- Assistente virtual: [ChatBot](#)
- [Formulário no site da ANEEL](#)
- Aplicativo para celular: ANEEL Consumidor ([Android](#) e [iOS](#))
- Telefone 167 (de segunda a sábado, das 8h às 20h)
- Telefone 0800 7270167 (de segunda a sábado, das 8h às 20h)



Os fundamentos e objetivos:

- ✓ Propiciar o tratamento imediato por quem, de fato, deve realiza-lo.
- ✓ Agilizar o tratamento e simplificar o processo.
- ✓ Fortalecer as ouvidorias e oportunizar a solução pela própria concessionária.



OBRIGADO!



arsesp



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

**Governo do Estado de São Paulo****Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo****Superintendência de Fiscalização de Energia Elétrica**

despacho 0078924392

Nº do Processo: 133.00002715/2025-21**Interessado:** Câmara Municipal de Santo André**Assunto:** Ofício nº 224/2025 – Solicitação de reunião

Senhor,
Denis Silva Pinto
Presidente da Comissão de Assuntos Relevantes
Câmara Municipal de Santo André/SP

Prezado Presidente,

Foi recepcionado nesta Superintendência em 05/08/2025, o Ofício nº 224/2025, de 14/07/2025, solicitando o agendamento de reunião com a finalidade de instruir vossos trabalhos com informações e dados desta Agência referentes à fiscalização dos serviços de distribuição de energia elétrica prestados pelas Enel SP.

Desta forma, o nobre presidente encaminhou, preliminarmente, os seguintes questionamentos relacionados à atuação desta Agência a fim de balizar a referida reunião:

1. O Relatório Final da CPI da Câmara chegou ao conhecimento da Arsesp? Caso afirmativo, com base nos problemas identificados entre 2019 e 2021, quais medidas a agência exigiu da Enel após a conclusão dos trabalhos?

2. A Enel apresentou à ARSESP algum plano de ação, cronograma de investimentos ou programa de melhoria específico para Santo André ou para a região do Grande ABC nos anos seguintes (2022, 2023 e 2024)?

3. Quais investimentos foram efetivamente realizados pela Enel no município de Santo André entre 2022 e 2024? De que forma a ARSESP acompanhou e fiscalizou a execução dessas ações?

4. Há relatórios de fiscalização referente aos problemas apresentados? Se sim, solicitamos cópia dos mesmos.

5. Observando o quadro comparativo, podemos ver que ao menos 4 Conjuntos (ETD) não cumpriram com o mínimo de desempenho estipulado. A Aneel solicitou fiscalização nos últimos anos sobre isso? Em caso afirmativo, qual tem sido a atuação da ARSESP para garantir a melhoria dos indicadores de qualidade (DEC e FEC) no fornecimento de energia elétrica em Santo André?

6. A ARSESP recebeu novas denúncias ou reclamações relacionadas a práticas abusivas por parte da Enel entre 2022 e 2024? É possível obter esses dados catalogados e segmentados por tipo de irregularidade?



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

7. Considerando que muitas quedas de energia ocorrem devido a interferência da vegetação na rede elétrica, existe uma coordenação efetiva entre a Enel, os órgãos municipais e da própria ARSESP, a pedido da Aneel, para o planejamento e execução da poda preventiva? A ARSESP acompanha essas ações?

8. Em regiões mais afastadas do centro, como a macrozona ambiental, há diversos equipamentos antigos, incluindo postes de madeira. A Enel apresentou à ARSESP algum plano de modernização ou substituição desses ativos? Como a população e o poder público local podem fiscalizar e cobrar essa execução?

9. É possível fazemos visitas monitoradas nos conjuntos que atendem Santo André. Caso positivo, ARSESP poderia enviar um técnico para acompanhar nas visitas?

10. Em caso de dificuldades em soluções com a Enel, temos um contato que poderia nos ajudar na condução da resolução?

11. Na avaliação da ARSESP, com base nas fiscalizações, relatórios e notas técnicas apresentadas para a Aneel, houve avanços concretos na qualidade do serviço prestado pela Enel em Santo André desde 2022? Quais são os principais pontos de progresso e quais os problemas que ainda persistem?

12. Quais são as perspectivas da ARSESP em relação à concessão da Enel nos próximos anos? Há revisões contratuais, penalidades ou reavaliações de desempenho previstas?

Inicialmente, cabe esclarecer que, embora a competência para regular e fiscalizar os serviços de distribuição de energia elétrica seja de âmbito federal – com a União como Poder Concedente e delegando à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL as atividades de regulação, fiscalização e implementação das políticas públicas –, a ARSESP atua, desde a sua criação, como cooperadora nas atividades de fiscalização dos serviços de energia elétrica, por meio de convênio de descentralização firmado com àquela agência federal, seguindo o rito estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 914, de 23/02/2021, que estabelece os procedimentos para a delegação de competências da ANEEL aos Estados para a execução de atividades descentralizadas em regime de gestão associada de serviços públicos.

Assim, referido convênio, em observância ao normativo acima, delega à ARSESP competências para executar ações de fiscalização dos serviços de energia elétrica, seguindo o disposto na legislação federal pertinente e nos normativos específicos da ANEEL e observando o planejamento e a modelagem definidos em conjunto com a ANEEL, conforme previsto no Contrato de Metas celebrado anualmente entre ambas as Agências.

É mister ressaltar que esta ARSESP não tomou conhecimento do teor do Relatório Final da CPI dessa Câmara Municipal, porém, dentro de suas competências legais e limitada às suas atuações estabelecidas no referido Convênio de Cooperação de Descentralização formalizado com a ANEEL, apresenta-se, a seguir, as principais ações realizadas por esta Agência, no sentido de promover melhorias na qualidade do atendimento no município de Santo André, no ano de 2022 e nos anos seguintes.

Conforme se observa abaixo, tais ações representam medidas de fiscalização, Planos de Resultados sob temas específicos, além de atendimento a demandas de órgãos externos, tudo no intuito de melhorar a qualidade do fornecimento e no atendimento aos consumidores do referido município.

As fiscalizações abrangem diversos aspectos da prestação dos serviços de energia elétrica, dentre os quais a qualidade do fornecimento de energia, em obediência às cláusulas estabelecidas no Contrato de Concessão firmado com o Poder Concedente e nas legislações específicas publicadas pela ANEEL.

Os Contrato de Concessão exigem que as concessionárias prestem um serviço adequado e que os padrões de qualidade dos serviços sejam sempre mantidos ou melhorados. Assim, a ANEEL por meio do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade afim de manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliado por meio de indicadores de continuidade DEC e FEC, que expressam respectivamente a duração média de interrupções e a quantidade média de interrupções.

Destaca-se que, a partir do ano de 2016, foi implantado pela ANEEL um novo modelo de fiscalização dos serviços prestados por concessionárias de energia elétrica, este denominado



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100570034003300380039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

“fiscalização responsiva”, que é baseado no monitoramento contínuo e no diagnóstico técnico preventivo dos serviços prestados pelos agentes do setor, em direção ao aperfeiçoamento dos processos de fiscalização.

Uma das etapas deste modelo é a de monitoramento, onde a ANEEL acompanha o desempenho das concessionárias e identifica tendências que podem afetar a qualidade do serviço. As concessionárias identificadas nesta etapa de monitoramento com indícios de má prestação de serviço são encaminhadas à etapa de análise, que tem como principal objetivo avaliar os temas apontados como relevantes na etapa de monitoramento, consolidado em Relatórios de Análise, que são apresentados às concessionárias para que adotem as providências necessárias para a melhoria na qualidade dos serviços.

Na sequência, as providências adotadas para a correção dos problemas são acompanhadas e os resultados são consolidados em relatórios na etapa de Acompanhamento, permitindo que a sociedade conheça as ações de fiscalização e seus resultados.

Quando as falhas apontadas nas etapas de Monitoramento e Análise não são corrigidas no período de Acompanhamento ou quando implicam alto risco à adequada prestação do serviço ou à execução das atividades de fiscalização (ex.: informações incorretas ou prazos inadequados), o processo segue para a fase de notificação e, eventualmente, de aplicação de sanções ao agente, cuja decisão final fica à cargo daquela Agência Federal, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 846, de 11/06/2019, que aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência.

No caso da Enel SP, foram firmados Planos de Resultados para o tema Continuidade de Fornecimento de Energia Elétrica, baseados na nova metodologia de fiscalização responsiva, conforme Tabela 1 quadro abaixo.

Tabela 1 – Plano de Resultados Continuidade do Fornecimento

Ano	Tema	Resultado
2019	Continuidade do Fornecimento	Reprovado
2020	Continuidade do Fornecimento	Reprovado
2023-2026	Continuidade do Fornecimento	Em andamento

O Plano de Resultados para o período 2023 a 2026, foi implementado pela ANEEL, de acordo com a Nota Técnica nº 14/2023-SFE/ANEEL, no qual foi proposto que se alcance o percentual mínimo de 80% dos conjuntos dentro dos limites regulatórios do DEC e do FEC no horizonte de 4 anos, de 2023 a 2026, com metas anuais a serem cumpridas para cada concessionária.

A Tabela 2, a seguir, apresenta o percentual anual de conjuntos da área de concessão da Enel SP que deverão atender as metas de DEC pactuadas para cada ano do Plano de Resultados e os percentuais realizados.

Tabela 2 - Percentual Anual de conjuntos dentro das metas

Indicador	2023	2024	2025	2026
DEC	66%	71%	77%	80%
Realizado	56,6%	62,2%		

A ARSESP, além de aplicar a metodologia de fiscalização responsiva estabelecida pela ANEEL, descrita anteriormente, com exceção da etapa de monitoramento, que é realizada exclusivamente pela ANEEL, executa fiscalizações “in loco”, conforme relacionadas abaixo, inclusive no município de Santo André, visando à melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica. No entanto, ressalta-se que tais ações são limitadas aos produtos estabelecidos nos Termos de Referência de Descentralização do Contrato de Metas Anual formalizado com a ANEEL.



Fiscalização em subestações e alimentadores no município de Santo André

- **Subestação Capuava (Santo André) - Operação, Manutenção e Vida Útil de Ativos.**

- Relatório de Análise - RA.E-0061-2022 - 23/05/2022

- **Subestação Santo André (Santo André) - Condições Técnicas-Operativas e de Manutenção em Subestações.**

- Relatório de Análise - RA.E-0137-2022

- **Subestação ETD Meninos e Conjunto Elétrico Meninos - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica - Municípios de São Bernardo do Campo e Santo André.**

- Relatório de Análise - RA.E-0024 2023 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

Referida fiscalização foi demandada pela Promotoria de Justiça de São Caetano do Sul envolvendo o conjunto Meninos que atende os municípios de Santo André e São Caetano do Sul. Na ocasião foram identificadas 6 irregularidades na subestação ETD Meninos e 62 irregularidades no conjunto Meninos, todas acompanhadas pela Arsesp e regularizadas pela Enel SP.

- **Subestação Meninos (São Bernardo do Campo) - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica aos Municípios de São Bernardo do Campo e Santo André.**

- Relatório de Análise - RA.E-0018-2023

- **Operação e Manutenção de Alimentadores de Distribuição 1ª Fase de Inspeções de Campo - Alimentadores VIT0106 e VIT0108 da ETD Vitória, no município de Santo André.**

- Relatório de Análise - ELE 2869206 – 24/07/2023

- **Operação e Manutenção de Alimentadores de Distribuição 2ª Fase de Inspeções de Campo – Alimentadores ALV0103 e ALV0112 da ET Alvarenga.**

- Relatório de Análise - ELE 0031599616

Com relação à instauração de procedimento administrativo sancionador, ao final de um ciclo de acompanhamento do Plano de Resultados, é elaborada uma Nota Técnica contemplando os resultados obtidos e é proposta à ANEEL uma Ação Fiscalizatória no agente, quando não são atingidas as metas pactuadas no referido Plano de Resultados.

A Arsesp, por meio da NT.E-0067-2020, de 27/11/2020, informou à ANEEL que para o tema Continuidade de Fornecimento de Energia Elétrica, os valores dos indicadores globais (DEC e FEC) da Enel SP, apurados no final do acompanhamento do Plano de Resultados 2019/2020, concluído em setembro de 2020, mostravam tendência de crescimento (“piora”) e, em relação aos conjuntos, tendência crescente no número de conjuntos de unidades consumidoras acima dos limites regulatórios tanto para o DEC como para o FEC, portanto, resultando em um desempenho insatisfatório em relação aos objetivos do Plano de Resultados firmado.

Assim, a Arsesp recomendou para a ANEEL a necessidade de repactuação de um novo Plano de Resultados para o tema Continuidade de Fornecimento de Energia Elétrica na Enel SP com finalização prevista para setembro/2021, nos mesmos moldes de acompanhamentos periódicos, no sentido de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor em toda área de concessão da Enel SP, o que se inclui os consumidores do município de Santo André, com foco em atender os limites regulatórios para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras.

Além da repactuação de um novo Plano de Resultados 2020/2021, considerando que até o término da Etapa de Acompanhamento em setembro de 2020 as falhas apontadas nas etapas anteriores não foram corrigidas pela Enel SP, a Arsesp iniciou processo fiscalizatório em abril de 2021, cumprindo as fases de notificação e punição.

Em 28/04/2021 foi emitido em face da Enel SP, o Termo de Notificação TN nº 0001/2021-ARSESP-SFE, fundamentado no Relatório de Fiscalização RF 0001/2021, e a concessionária foi punida por meio do Auto de infração AI nº 0001/2021, emitido em 30/08/2021, no montante de R\$ 16.245.909,83, valor este recolhido pela Enel SP em 21/09/2021.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Após a lavratura do Auto de Infração AI nº 0001/2021, a Arsesp emitiu as Notas Técnicas NT.E-0015-2022 e NT.E-0036-2022, com os esclarecimentos sobre a conclusão do novo Plano de Resultados apresentado pela Enel SP.

As referidas Notas Técnicas recomendaram à ANEEL uma nova abertura de Ação Fiscalizadora do processo do Plano de Resultados da Enel SP, ciclo 2020/2021, referente ao tema Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica, haja vista ficar comprovada que a atuação da concessionária foi insatisfatória.

A ANEEL realizou a fiscalização recomendada e emitiu o Termo de Notificação TN nº 0003/2022-SFE, que resultou no Auto de Infração nº 0012/2022-SFE, emitido em 20/07/2022, no montante de R\$ 95.872.180,95. A decisão pela aplicabilidade da multa foi mantida pela Diretoria da ANEEL e o processo foi judicializado pela Enel SP e a exigibilidade do pagamento da multa encontra-se suspenso, caucionado por Seguro Garantia.

No dia 03/11/2023, uma tempestade de grande proporção atingiu todo o estado de São Paulo. A intensidade da tempestade e das rajadas de ventos provocaram quedas de diversas árvores sobre as redes de distribuição de energia elétrica, causando a interrupção do fornecimento de energia elétrica a milhões de consumidores.

Não diferente das demais Distribuidoras que atuam no estado de São Paulo, a área de concessão da Enel SP foi acometida pela tempestade, necessitando assim uma atuação em contingência por parte da Distribuidora, de modo a buscar o mais rápido possível o restabelecimento do fornecimento de energia para as unidades consumidoras interrompidas.

Em decorrência da fiscalização realizada pela ANEEL com apoio desta Arsesp para verificar as responsabilidades da Enel SP frente ao evento climático, quanto à diligência e esforços envidados para o restabelecimento do fornecimento de energia às unidades consumidoras, foi emitido o Auto de Infração AI nº 0002/2024-SFT, no valor de R\$ 165.807.883,49. A decisão pela aplicabilidade da multa foi mantida pela Diretoria da ANEEL e o processo foi judicializado pela Enel SP e a exigibilidade do pagamento da multa encontra-se suspenso, caucionado por Seguro Garantia.

A Arsesp atua, também, no atendimento e nas respostas às demandas originadas dos órgãos públicos e de controle, como a ALESP, Ministério Público Federal e Estadual, Câmaras e Prefeituras Municipais relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica, bem como na realização de fiscalizações *in loco* para solução de problemas pontuais.

Conforme se observa abaixo, a Arsesp atendeu diversas demandas externas oriundas de reclamações de consumidores ou de órgãos de controle, originadas no município de Santo André.

- **Análise de reclamações registradas no PROCON**

A Arsesp avaliou no relatório RA.E-0019-2022, emitido em 04/02/2022, as reclamações que questionam os procedimentos de faturamento adotados pela Enel São Paulo.

o Relatório de Análise RA.E-0019-2022 - 04/02/2022

o Do total de 14 reclamações de consumidores em que questionaram os procedimentos regulatórios adotados pela Enel Distribuição São Paulo – “Enel SP”, 7 delas foram originadas do município de Santo André.

- **Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica prestado no Bairro Parque das Nações**

Demanda da Promotoria de Justiça do Consumidor de Santo André, solicitando informações sobre fiscalização do serviço de energia elétrica prestado no Bairro Parque das Nações.

- o Relatório de Análise RA.E-0105-2020 - 14/10/2020

- o Atendida pela Enel SP com as informações do relatório.

- **Manutenção de rede de distribuição**

A equipe de fiscalização da Arsesp identificou um poste em mau estado, localizado na Rua Giovanni Battista Pirelli, entre as ruas Professor Edgard Vieira de Lima e Valdemar Celestino da Silva, no



Autenticar documento em <https://camarasempapei.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

município de Santo André.

- Ofício OF.EE-0412-2021 - 25/10/2021
- Atendida pela Enel SP com a regularização.

- Atendimento ao condomínio Royale Noble Residence

Matéria publicada no Diário do Grande ABC, no dia 26/02/2023, a respeito do atendimento ao Condomínio Royale Noble Residence, composto pelos edifícios Royale Prestige, Royale Trésor e Royale Merit.

- Relatório de Análise RA.E-2022-2023 – 04/03/2023
- Atendida pela Enel SP com as informações do relatório.

- Suposta invasão de terreno na faixa de servidão na Rua Ingá 1.079, município de Santo André

Demanda da Procuradoria da República no Município de São Bernardo do Campo do Ministério Público Federal para a Aneel e recebida pela Arsesp em 27/02/2023 solicitando apurar suposta invasão de terreno dentro da faixa de segurança de linha de transmissão de energia elétrica, na Rua Ingá, 1.079, Vila Linda em Santo André.

- Ofício OF.EE-0093-2023 – 28/03/2023
- Resposta para Procuradoria da República informando que em 07/03/2023, foi assinado o contrato de comodato com exclusiva finalidade de cultivo de horta, firmado entre a Enel SP e o Sr. Antônio José Tibúrcio.

- Providências para investigação de irregularidades da Enel SP

Demanda do Ministério de Minas e Energia, solicitando providências para investigação de irregularidades praticadas pela Enel SP, fazendo referência ao Ofício nº 1.094/2023-G.P, assinado pelo Vereador Carlos Ferreira em que relata sobre a existência de problemas na prestação do serviço público de fornecimento de energia elétrica pela referida concessionária perante os consumidores do Município de Santo André.

o Ofício OF.E-0007-2023 – 10/06/2023

o Atendida pela Enel SP, apresentando as principais ações realizadas referentes ao ano de 2022 e em andamento no ano de 2023, as quais foram conduzidas no sentido de identificar eventuais irregularidades praticadas pela Enel SP, incentivando a concessionária promover melhorias na qualidade do atendimento ao Município de Santo André.

- Faturamento do Poder Público

Demanda da Prefeitura Municipal de Santo André, noticiando “conduta reprovável da Enel SP em relação ao meio de processamento das contas de consumo de energia elétrica desta Prefeitura”, devido a reiteradas falhas com relação ao faturamento mensal.

o Ofício nº 44/2023-ARSESP-EE

o Atendida pela Enel SP com as devidas justificativas

Com relação a novas denúncias ou reclamações relacionadas a práticas abusivas por parte da Enel SP entre 2022 e 2024, informamos que a Arsesp disponibiliza o Serviço de Atendimento ao Usuário - SAU-ARSESP - que se destina a receber, apurar e encaminhar soluções relativas às reclamações dos usuários sobre os serviços de gás canalizado, de saneamento básico de titularidade estadual e municipal, delegadas ao Estado, assim como sobre os serviços de energia elétrica.

O atendimento é prestado pela Arsesp, conforme convênio de delegação e descentralização firmado à época com a ANEEL. Na tabela 1, a seguir, apresenta o levantamento de reclamações e denúncias recebidas originalmente no município de Santo André entre 2022 e 2024.



Assinada digitalmente com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001 que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Tabela 1 – Manifestações de Santo André registradas pelo SAU

Subcategoria Reclamações/Denúncias	Quantidade de Reclamações/Denúncias			
	2022	2023	2024	Total
Atendimento	12	3	6	21
Cobranças	90	46	63	199
Denúncias			2	2
Faturamento	228	95	104	427
Outros	1	2	5	8
Qualidade do Fornecimento	226	196	168	590
Serviços Comerciais	147	161	138	446
Serviços Técnicos	92	31	35	158
Total Geral	796	534	521	1.851

Com relação a quedas de energia devido a interferência de vegetação na rede elétrica, informamos que as podas a serem realizadas necessitam de autorização prévia das prefeituras dos municípios da área de concessão – exceto em casos emergenciais. A concessionária é responsável apenas pela poda de árvores dentro do próprio processo de manutenção preventiva da rede elétrica, mas não se responsabiliza nos atendimentos a solicitações de poda de árvores de clientes, cujo serviço deve ser feito por órgãos municipais.

É muito importante o trabalho integrado da concessionária e do município, que é responsável pela gestão e manutenção da arborização urbana. Ou seja, a concessionária deve seguir procedimentos internos da empresa e o próprio Manual de Poda, além das legislações municipais das cidades que compõe a área de sua concessão, como por exemplo a Lei nº 10.365/87, no caso da Enel SP, que disciplina o corte e a poda de vegetação de porte arbóreo existente no município de São Paulo. A Figura 1 apresenta o processo de poda de árvores na Enel SP no referido município:

Figura 1 – Processo de poda de árvores na Enel SP

Fonte: site da Enel/SP

Há de se ressaltar que as podas são realizadas pela Enel SP mediante autorização/convênio junto à Prefeitura Municipal, que é a responsável pela gestão e manutenção da arborização urbana. Portanto, cabe à Prefeitura Municipal solicitar à concessionária a vistoria técnica no local a fim de detectar as necessidades de podas da arborização que estão em contato com a rede de distribuição.

Adicionalmente, a Arsesp encaminhou contribuição à Consulta Pública MME 152/2023 – Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica entre 2025 e 2031 sobre o assunto, no sentido de estabelecer obrigações às distribuidoras de energia elétrica relativas à implementação de convênios de gestão arbórea com as prefeituras municipais da Concessão.

Informamos também que encontra-se em fase final nesta Arsesp a emissão da Cartilha sobre Arborização, Manejo e Poda em Áreas Eletrificadas Urbanas e Rurais, material orientativo sobre o possível impacto no fornecimento de energia, o contato da vegetação com a rede de distribuição energizada demanda cuidado constante das concessionárias para manter a continuidade do serviço e garantir a prestação de serviço adequado aos consumidores, bem como dos entes públicos competentes no que se refere ao manejo arbóreo, para se evitar quedas de árvores nas redes elétricas.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

No que diz respeito a investimentos realizados pela Enel SP no referido município, sejam em termos de modernização ou substituição de ativos, a Arsesp informa que a Enel SP, apresentou em março de 2023, o Plano ABC, que compunha um conjunto de ações voltadas para a região do ABC, envolvendo ações direcionadas à qualidade do serviço e investimentos na rede de distribuição.

Os temas apresentados e que fez parte do referido Plano foram:

- ✓ Contextualização e Indicadores;
- ✓ Investimentos Realizados;
- ✓ Sustentabilidade e Atendimento;
- ✓ Ações Previstas 2023; e
- ✓ Estratégias de Comunicação.

Ressalta-se que as ações apresentadas acima tinham como objetivo a melhora dos indicadores de qualidade dos conjuntos elétricos que atendem a região do ABC, a melhoria do atendimento comercial e um plano de comunicação para maior visibilidade das ações da Enel SP na referida região.

A Arsesp acompanhou a implantação das ações na região por meio de apresentações periódicas realizadas pela concessionária.

Com relação à possibilidade de representantes da Câmara Municipal fazerem visitas monitoradas nos conjuntos que atendem Santo André, informamos que as atividades descentralizadas à Arsesp por parte da ANEEL estão vinculadas a produtos de fiscalização planejados no Termo de Referência do referido Contrato de Metas, que não prevê autorização para enviar técnico para acompanhar terceiros nas visitas nos conjuntos que atendem o município de Santo André, além dos aspectos de segurança envolvidos.

Em caso de dificuldades em soluções com a Enel SP, informamos que o setor elétrico possui modelo estruturado de tratamento das reclamações dos consumidores de energia elétrica, denominado pela ANEEL como “Caminho do Entendimento”, cujo objetivo é assegurar ao consumidor maior agilidade na resolução de suas questões primeiramente junto à concessionária.

Tal modelo, conforme itemizado abaixo, define um fluxo adequado do atendimento à demanda do consumidor de energia elétrica, onde a demanda deve primeiro ser tratada pela concessionária mediante o registro da reclamação pelo consumidor. Caso a questão não seja resolvida, o consumidor deve acionar a Ouvidoria da própria concessionária, que avaliará as providências adotadas no primeiro nível e mesmo, se ainda assim o assunto não for solucionado, a ouvidoria setorial da Aneel entra em ação.

- Em primeiro lugar, o consumidor deve reclamar aos níveis de atendimento da sua distribuidora, anotando e guardando o protocolo de atendimento que lhe for fornecido. Os contatos podem ser encontrados na fatura de energia e a ligação é gratuita;
- Se não observar retorno no prazo informado ou se discordar da resposta recebida, o consumidor deve procurar a Ouvidoria da distribuidora, a qual deverá apresentar esclarecimentos em até 15 dias. Os contatos podem ser encontrados na fatura de energia elétrica e a ligação também é gratuita;
- Caso a Ouvidoria da distribuidora não responda nesse prazo ou o consumidor discorde da resposta recebida, este pode contatar a Ouvidoria da ANEEL, que decide nestes casos; e
- Quando o consumidor reclama para um nível inadequado do sistema de ouvidoria setorial, é orientado sobre o nível correto para protocolar sua reclamação, em respeito à lógica sequencial acima descrita.

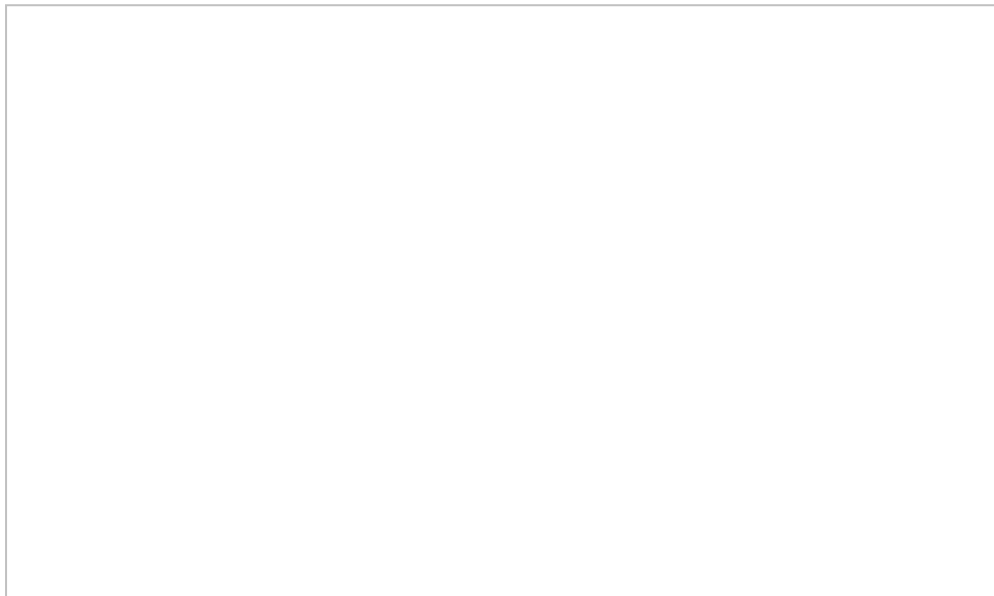
Ademais, para atendimento ao poder público pela Enel SP, que é o caso em questão, existem canais específicos disponíveis. Órgãos públicos e empresas públicas podem entrar em contato pelo telefone 0800 72 71 196 para esclarecer dúvidas sobre ligação nova e outros serviços. Além disso, a Enel SP oferece atendimento por meio de sua Agência Virtual, lojas de atendimento e pela Central de Relacionamento (0800 72 72 120).



Com base nas fiscalizações, relatórios e notas técnicas apresentadas para a Aneel, a Arsesp informa que houve avanços importantes na qualidade do serviço prestado pela Enel SP no município de Santo André desde 2022, especialmente com relação ao TMAE - Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais, que reflete as condições de estrutura das equipes de atendimento, em termos de quantidades e prontidão, condições de acesso ao local da ocorrência e rapidez no restabelecimento da energia elétrica.

O Gráfico 1 apresenta a tendência de redução do TMAE anual dos 15 conjuntos que abrangem o município de Santo André (Anchieta, Campestre, Capuava, Meninos, Nações, Ribeirão Pires, Rio Grande, Santo André, São Bernardo, Sertãozinho, Silvestre, Utinga, Vila Paula, Vila Prosperidade e Vitória), no período de 2022 a 2024.

Gráfico 1 – Evolução do TMAE no município de Santo André



Embora o TMAE no município de Santo André tenha apresentado melhora é importante enfatizar que ainda persistem problemas com relação ao tema Continuidade do Fornecimento, conforme se observa nos parágrafos seguintes.

Há de se destacar que com relação ao Plano de Resultados 2023 a 2026 sobre o tema Continuidade do Fornecimento, considera-se insatisfatório o desempenho da Enel SP, pois, conforme se observa na Tabela 2 - Percentual Anual de conjuntos dentro das metas, muito embora o percentual de conjuntos tenha tido uma evolução de 2023 a 2024, a Enel SP não vem atingindo o percentual de conjuntos dentro das metas pactuadas pela ANEEL.

Por outro lado, com relação ao desempenho dos 15 conjuntos que abrangem apenas o município de Santo André, 9 deles não transgrediram os limites em 2023 e 2024, isto é, 60% dos conjuntos que atedem o referido município atingiram o percentual de conjuntos dentro das metas.

Com relação à concessão da Enel SP para os próximos anos, a ANEEL iniciou o processo da Consulta Pública nº 027/2024, que teve por objetivo aprimorar a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões.

A proposta colocada na referida consulta pública pela ANEEL preveu a discussão da minuta do termo aditivo, contendo as cláusulas que abordam as diretrizes apontadas pelo Decreto nº 12.068/2024, tais como sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, inclusive via aporte de capital; atendimento do mercado, inclusive por meio de programas de universalização; satisfação dos usuários com base em indicadores de qualidade e tempo de atendimento; investimento prudente; qualidade na prestação do serviço de distribuição, via apuração de indicadores; publicidade à qualidade na prestação do serviço de distribuição; metas de eficiência na recomposição do serviço, após eventos climáticos extremos; eficiência energética; modernização da infraestrutura; investimentos em pesquisa e desenvolvimento; custos totais de



operação e de capital; autorização para exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços, que devem favorecer a modicidade tarifária; alocação de riscos entre o poder concedente e as concessionárias.

Ainda neste contexto da prorrogação da concessão e que pode impactar diretamente na Enel SP, a ANEEL emitiu o Termo de Intimação à Enel SP em razão do descumprimento do plano de contingência ajustado pela distribuidora com a ANEEL e a ARSESP e a reincidência quanto ao atendimento insatisfatório aos consumidores em situações de emergência, como o evento climático extremo do dia 11/10/2024.

A Enel SP teve o prazo de 15 dias, contado da data do recebimento do referido Termo de Intimação e apresentou sua manifestação, que se encontra em análise da ANEEL. O processo administrativo deve observar o rito estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 846/19, de 11/06/2019, a qual aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência.

Sendo o que se cumpria para o momento e certos de sua compreensão, esta Superintendência coloca-se à disposição para prestar quaisquer outros esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente.

São Paulo, na data da assinatura digital.

Eduardo Sormanti Hassin

Superintendente de Fiscalização de Energia Elétrica



Documento assinado eletronicamente por **Eduardo Sormanti Hassin, Superintendente**, em 18/08/2025, às 17:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no [Decreto Estadual nº 67.641, de 10 de abril de 2023](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.sp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0078924392** e o código CRC **0F443706**.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



REALIZADA EM 15 DE ABRIL DE 2025

Aos quinze dias do mês de abril de dois mil e vinte e cinco, às doze horas e trinta minutos, na Sala das Comissões, na Câmara Municipal de Santo André, reuniu-se a Comissão de Assuntos Relevantes destinada ao Acompanhamento e Fiscalização dos Serviços Prestados pela Enel, com a finalidade de analisar, debater e fiscalizar a qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no município constituída pela Portaria nº 244/2025, constante do Processo CM nº 2048/2025, com a presença dos Vereadores Denis Silva Pinto (Denis Gambá), Edilson Bruno De Moura Brandão (Nino Brandão), José Célio Lopes (Bispo Célio Lopes), Valter Luiz Da Silva (Vavá), Vitor Leonardo Santos Varcilio (Major Vitor Santos), do Chefe de Gabinete Felipe Froes Brandão. O Presidente Denis Silva Pinto (Denis Gambá) dá início à reunião designando a funcionária da Casa Roxane Elisa Oliveira Campos para acompanhamento das reuniões. Dando prosseguimento, foi definido pelos membros como o objeto desta Comissão: acompanhar e avaliar os serviços prestados pela Enel, identificando desafios enfrentados pelos consumidores e propondo soluções para aprimorar a qualidade do fornecimento de energia e a manutenção preventiva da rede elétrica, garantindo um serviço mais eficiente, seguro e acessível para toda a comunidade. Dando prosseguimento aos trabalhos, os membros da Comissão elegeram como relator o Vereador e Presidente Denis Silva Pinto. Dando sequência, ficou definida a criação de um grupo no aplicativo de mensagens *whatsapp* a fim de facilitar a comunicação dos membros. Com a palavra, o Vereador Nino Brandão destacou a importância da ampliação de pontos de atendimento da Enel mais próximos da comunidade, como na Vila Luzita e nos Subdistritos de Parque Andreense, Utinga e Capuava. Por sua vez, o Vereador MAJOR VITOR salientou a importância de convidar colaboradores e ex-colaboradores da Enel em outra fase da Comissão para opinar com uma visão técnica sobre os fatos trazidos. Os membros deliberaram, ainda, o envio de ofício à Secretaria Nacional do Consumidor – Senacon, do Ministério da Justiça

Assinado digitalmente por JOSE CELIO
 OPES:78734347704 Data: 24/04/2025 10:44:43

Assinado digitalmente por EDILSON BRUNO DE MOURA BRANDAO:42896168877 Data: 24/04/2025 10:40:55

Assinado digitalmente por VITOR LEONARDO
SANTOS VARCILIO:09847093717 Data:
22/04/2025 12:08:21

Assinado digitalmente por VALTER LUIZ DA
SILVA:88042006853 Data: 22/04/2025 12:02:16

Assinado digitalmente por DENIS SILVA
PINTO:19269516890 Data: 22/04/2025 11:19:06



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 10687009360930009609320053005200452002000 para mais detalhes
confidencial MP nº 2009-2001P, que institui a Chave Pública Brasileira Única.
Brasileira - ICP-Brasil.



solicitando informações, assim como à Ouvidoria da Cidade de Santo André e à Fundação Procon Municipal de Santo André solicitando a presença de seus representantes com a finalidade de instruir os autos da Comissão. Nada mais havendo a tratar, o Presidente Denis Silva Pinto (Denis Gambá) declara encerrada a presente reunião às treze horas. Eu, Roxane Elisa Oliveira Campos, Apoio Técnico Legislativo - Gabinete, lavrei a presente Ata, que lida e achada conforme, seque assinada pela presidência e membros da Comissão.

DENIS SILVA PINTO (DENIS GAMBÁ)
Presidente e Relator

EDILSON BRUNO DE MOURA BRANDÃO (NINO BRANDÃO)
Membro

JOSÉ CÉLIO LOPES (BISPO CÉLIO LOPES)
Membro

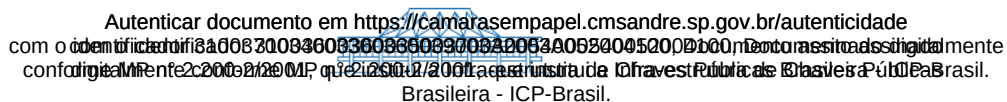
VALTER LUIZ DA SILVA (VAVÁ)
Membro

VITOR LEONARDO SANTOS VARCILIO (MAJOR VITOR SANTOS)
MEMBRO





cobram a Enel. Pontuou a necessidade de um canal de atendimento direto dos vereadores com a Ouvidoria e o Procon e que exista atendimento presencial desses órgãos em locais mais distantes do município. Comentou também sobre ter um contato com a Enel, no âmbito operacional, igual ao que existe com a Sabesp. Por fim, destacou que as informações prestadas pela Ouvidoria e Procon poderão auxiliar na análise do contrato de concessão da Enel. Em resposta aos questionamentos, o Ouvidor Geral Adjunto explicou que está em estudo a possibilidade de encaminhar reclamações para a Ouvidoria através do Colab. Também esclareceu que estão estabelecendo uma relação mais direta com a Ouvidoria da Enel para uma resposta rápida em casos críticos. Informou ainda que as demandas que chegaram na Ouvidoria foram resolvidas e que o órgão orienta o munícipe sobre como acionar a Enel para a resolução das queixas. Na sequência, a Diretora do Procon comunicou que está em fase de implantação o uso de um veículo para atendimento móvel do Procon. O Vereador Vavá apontou que, no entendimento dele, a Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) instalada na Legislatura anterior não obteve resultados, e que seria preciso um canal para questionar o contrato de concessão da Enel, mas que não há no contrato nenhuma cláusula que permita ao município realizar apontamentos sobre o serviço e manutenção realizados pela concessionária, como, por exemplo, a execução das podas de árvores, o que dificulta cobrar a Enel sobre esses serviços. O Vereador Nino Brandão expressou acreditar que a força conjunta da Ouvidoria, Procon e Poder Legislativo possibilitaria trazer um representante da Enel em reunião da Comissão. Com a palavra a Diretora do Procon explicou aos presentes a atuação do Procon e que o órgão não tem força judicial, que o serviço de fornecimento de energia elétrica deveria ser tratado como serviço essencial pela Enel, expressou ainda a dificuldade do consumidor em demandar a Enel na Justiça, que inclusive acabara de fazer reunião com representantes da Enel cobrando soluções para as queixas de consumidores recebidas pelo órgão, e que quando não é possível a resolução administrativa, caberá ao próprio consumidor acionar judicialmente a Enel. Com a palavra a Assessora da Diretoria do Procon informou que as principais reclamações recebidas no Procon referentes à Enel são sobre o TOI (Termo de Ocorrência e Inspeção), o PID (Pedido de Indenização Domiciliar), a falta de informação aos consumidores e o atendimento na loja da Enel. O Presidente salientou que faltam informações sobre CadÚnico e tarifas (descontos) e destacou a necessidade de uma comunicação completa para que os munícipes conheçam seus direitos e onde podem reclamar. Na sequência, o Assessor Parlamentar Felipe comentou sobre a Ação do Ministério Público contra a Enel e Aneel, sobre a fiscalização deficiente da Aneel e solicitou auxílio da Ouvidoria e do Procon para a coleta de dados da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) que é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela



**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**

PROCESSO Nº 48100.001561/97-21

**CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 162/98 PARA
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE
CELEBRAM A UNIÃO E A ELETROPAULO
METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO
PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, letra “b” da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, quadra 603, módulo J Anexo, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CGC/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO, nos termos do inciso V do art. 10 do Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, doravante designada apenas ANEEL e a ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A., com sede na cidade de São Paulo, Estado de S. Paulo, na Av. ALFREDO EGÍDIO DE SOUZA ARANHA, 100, inscrita no CGC/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada na forma de seu Estatuto Social por seu Presidente, MARC ANDRÉ PEREIRA e pelo Diretor ARIVAIR GUIDO DALL'STELLA, com interveniência da LIGTHGÁS LTDA., com sede na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Av. Presidente Vargas nº 642, 20º andar, sala 2.004, inscrita no CGC/MF sob o nº 01.917.705/0001-30, representada na forma de seu estatuto social, por seus Procuradores PATRICK JEAN PHILIPPE VOEGELI e ORESTES GONÇALVES JÚNIOR, neste instrumento designada apenas ACIONISTA CONTROLADOR, detentor do bloco de controle equivalente a no mínimo 51% (cinquenta e um por cento) das ações com direito a voto e do ESTADO DE SÃO PAULO, pessoa jurídica de direito público interno, representado pelo Secretário de Estado de Energia, A. ANDREA MATARAZZO, doravante denominado INTERVENIENTE DELEGATÁRIO, por este instrumento e na melhor forma de direito, têm entre si ajustado o presente CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995 e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE, pela ANEEL e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas a seguir indicadas:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Este Contrato regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica objeto das concessões de que é titular a CONCESSIONÁRIA, discriminadas e reagrupadas no Anexo I, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 72 de 25 de março de 1998, publicada no Diário Oficial da União de 27 de março de 1998 e outorgadas pelo Decreto de 27 de maio de 1998, publicado no Diário Oficial da União de 28 de maio de 1998.



Primeira Subcláusula - A exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, outorgada pelo Decreto referido nesta cláusula, constitui concessão individualizada para a área reagrupada relacionada no Anexo I deste Contrato, para todos os efeitos contratuais e legais e, em especial, para fins de eventual declaração de caducidade, intervenção, encampação, extinção ou transferência da concessão.

Segunda Subcláusula - As instalações de transmissão, não classificadas como integrantes da Rede Básica, são consideradas como integrantes das concessões de distribuição relacionadas no Anexo I, referidos no *caput* desta Cláusula.

Terceira Subcláusula - Ressalvados os contratos de fornecimento vigentes, as concessões reguladas neste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da lei, são livres para adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Quarta Subcláusula- A concessão de serviços públicos de distribuição regulada por este Contrato não confere exclusividade de atendimento da CONCESSIONÁRIA nas áreas onde ficar constatado, pela ANEEL, a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural como prestadoras de serviços públicos, para fins de cumprimento do artigo 23 da Lei nº 9.074/95.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração dos serviços de energia elétrica que lhe é outorgada deverá ser realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outra atividade empresarial mediante prévia comunicação à ANEEL e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a favorecer a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que será considerada nas revisões de que trata a Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima deste Contrato.

Sexta Subcláusula - As concessões disciplinadas neste Contrato substituem e extinguem quaisquer outras conferidas anteriormente à Lei nº 8.987/95, renunciando a CONCESSIONÁRIA a qualquer reivindicação, a elas relacionadas, ou decorrentes de eventuais direitos preexistentes à referida Lei, ou que a contrariem.

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Na prestação dos serviços referidos neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia e observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

Segunda Subcláusula - O serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

- I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações; e
- II - irregularidade praticada pelo consumidor, inadequação de suas instalações, ou inadimplemento de faturas de fornecimento.



Terceira Subcláusula - Em qualquer hipótese, a CONCESSIONÁRIA somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado, não efetuar, no prazo por ela estabelecido os pagamentos devidos, ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica, ou ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA atenderá os pedidos dos interessados na utilização dos serviços concedidos nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos editados pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, e nos termos do Anexo III deste contrato, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA é obrigada a realizar, por sua conta, até os limites de investimento estabelecidos pela legislação, os projetos e as obras necessárias ao fornecimento de energia elétrica aos interessados, até o ponto de entrega.

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento diferenciado, inclusive tarifário, aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento, exceto nos casos previstos na legislação.

Sétima Subcláusula - Quando a CONCESSIONÁRIA tiver de fazer investimento específico, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato correspondente deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.

Oitava Subcláusula - Mediante condições definidas em contratos específicos, previamente aprovados pela ANEEL, a CONCESSIONÁRIA poderá fornecer energia elétrica, em caráter provisório, a consumidores localizados fora de sua área de concessão, sem prejuízo do disposto nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/95.

Nona Subcláusula - Os contratos de fornecimento de energia elétrica celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e os usuários finais, deverão indicar, além das condições gerais da prestação dos serviços:

- I - a identificação do interessado;
- II - a localização da unidade de consumo;
- III - a tensão e as demais características técnicas do fornecimento e classificação da unidade de consumo;
- IV - a carga instalada e, se for o caso, os valores de consumo e de demanda contratados e as condições de sua revisão, para mais ou para menos;
- V - a indicação dos critérios de medição de demanda de potência, de consumo de energia ativa e reativa, de fator de potência, tarifa a ser aplicada, indicação dos encargos fiscais incidentes e critério de faturamento;
- VI - as condições especiais do fornecimento, se for o caso, e prazo de sua aplicação; e
- VII - as penalidades aplicáveis, conforme a legislação em vigor.

Décima Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá manter registros das solicitações e reclamações dos consumidores de energia elétrica, de acordo com os prazos legais, deles devendo constar, obrigatoriamente:

- I - data da solicitação ou reclamação;
- II - o objeto da solicitação ou o motivo da reclamação; e



III - as providências adotadas, indicando as datas para o atendimento e sua comunicação ao interessado.

Décima Primeira Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na subcláusula anterior, a CONCESSIONÁRIA organizará e manterá em permanente funcionamento o Conselho de Consumidores, integrado por representantes das diversas classes de consumidores, de caráter consultivo e voltado para orientação, análise e avaliação do serviço e da qualidade do atendimento prestado pela CONCESSIONÁRIA, bem como para formulação de sugestões e propostas de melhoria dos serviços.

Décima Segunda Subcláusula - Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, expedidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL aplicar-se-ão, automaticamente, aos serviços objeto da concessão outorgada, a elas submetendo-se a CONCESSIONÁRIA, como condições implícitas deste Contrato.

Décima Terceira Subcláusula - Ressalvados os casos específicos ou de emergência, previstos em normas do PODER CONCEDENTE, é de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA instalar, por sua conta, nas unidades consumidoras, os equipamentos de medição de energia elétrica fornecida.

Décima Quarta Subcláusula - Sem prejuízo do disposto na Lei n.º 8.078, de 11 de setembro de 1990, na prestação dos serviços objeto deste Contrato a CONCESSIONÁRIA assegurará aos consumidores, dentre outros, os seguintes direitos:

I - ligação de energia elétrica para qualquer instalação que atenda aos padrões da CONCESSIONÁRIA, aprovados pela ANEEL e aos requisitos de segurança e adequação técnica, segundo as normas específicas;

II - esclarecimento sobre dúvidas relacionadas com a prestação do serviço, bem assim as informações requeridas e consideradas necessárias para a defesa dos seus direitos;

III - liberdade de escolha na utilização dos serviços, observadas as normas do PODER CONCEDENTE; e

IV - receber o ressarcimento dos danos que, porventura, lhe sejam causados em função do serviço concedido.

Décima Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter ou melhorar o nível de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação específica e deste Contrato.

Décima Sexta Subcláusula - Pela inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica estabelecidos nos regulamentos específicos, bem como pela violação dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento ou de outros aspectos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela ANEEL, nos termos das normas regulamentares e deste Contrato.

Décima Sétima Subcláusula - Sem prejuízo do cumprimento do estabelecido na legislação, a CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter e melhorar os níveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica e observar os demais indicadores constantes do Anexo III deste Contrato, aplicando-se, quando for o caso, a legislação superveniente.

Décima Oitava Subcláusula - Pela inobservância dos padrões de qualidade estabelecidos nos termos do Anexo III a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização da ANEEL conforme disposto no mesmo anexo, as quais serão recolhidas em favor:

I - do consumidor diretamente envolvido, quando da violação de padrões de qualidade de caráter individual;



II - do PODER CONCEDENTE, quando da violação de padrões de qualidade de caráter coletivo.

Décima Nona Subcláusula - os critérios, indicadores, fórmulas, parâmetros e padrões definidores da qualidade do serviço constantes do Anexo III deste contrato serão objeto de revisão periódica a cada cinco anos contados a partir da assinatura deste Contrato, através de documento homologado pela ANEEL.

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DAS CONCESSÕES E DO CONTRATO

A concessão para distribuição de energia elétrica, outorgada pelo Decreto referido na Cláusula Primeira, têm prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contado a partir da data da assinatura deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público e com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, preparados pelo órgão técnico de fiscalização, nos termos da Cláusula Oitava, o prazo das concessões poderá ser prorrogado no máximo por igual período, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA.

Segunda Subcláusula - O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo deste Contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais, previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública, referentes à prestação do serviço público de energia elétrica, inclusive o pagamento de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, bem assim de quaisquer outros encargos previstos nas normas legais e regulamentares então vigentes.

Terceira Subcláusula - A ANEEL manifestar-se-á sobre o requerimento de prorrogação até o 18º (décimo oitavo) mês anterior ao término do prazo da concessão. Na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre os serviços prestados, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados, emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento por parte da CONCESSIONÁRIA dos requisitos de serviço adequado.

Quarta Subcláusula - A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato, a critério da ANEEL.

CLÁUSULA QUARTA – EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Primeira Subcláusula - As ampliações dos sistemas de distribuição e dos respectivos sistemas de transmissão de âmbito próprio da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL. As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas ou aprovadas pela ANEEL, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.



Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a realizar as obras de expansão e/ou ampliação do sistema elétrico, que representem a alternativa de mínimo custo e tecnologia adequada, necessárias ao atendimento de um conjunto de consumidores solicitado pelo Governo do Estado de São Paulo, mediante acordo escrito. A execução das obras fica condicionada ao recebimento, pela CONCESSIONÁRIA, de contribuição do Estado de São Paulo no valor correspondente à diferença entre o custeio das obras e o limite de investimento de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, segundo as normas estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá organizar e manter atualizado, o cadastro dos bens e instalações de distribuição e dos sistemas de transmissão de âmbito próprio vinculados aos respectivos serviços, informando a ANEEL as alterações verificadas.

CLÁUSULA QUINTA - ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Além de outras obrigações decorrentes da Lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da CONCESSIONÁRIA inerentes à prestação dos serviços públicos concedidos:

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas, observado o disposto na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda deste Contrato;

II - dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;

III - realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, operando as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas. Quando for necessária a realização de obras no seu sistema, para possibilitar o fornecimento solicitado, a CONCESSIONÁRIA informará, por escrito, ao interessado, as condições para a execução dessas obras e o prazo de sua conclusão, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL;

IV - organizar e manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, segurando-os adequadamente, vedado à CONCESSIONÁRIA alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL.

V - efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e as interligações que forem necessárias;

VI - cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo, perante o PODER CONCEDENTE, a ANEEL e perante os usuários e terceiros, pelos eventuais danos causados em decorrência da exploração dos serviços;

VII - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração dos serviços especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, a serem fixados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, recolhidos mensalmente nas datas estabelecidas em conformidade com o art. 13 da Lei nº 9.427/96.

VIII - permitir aos encarregados da fiscalização da ANEEL, especialmente designados, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus dados e registros administrativos, contábeis, técnicos, econômicos e financeiros;

IX - prestar contas anualmente, à ANEEL, da gestão dos serviços concedidos, mediante relatório, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas;



- X - prestar contas aos usuários, anualmente, da gestão dos serviços concedidos, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas assegurando ampla divulgação nos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão;
- XI - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento;
- XII - participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes;
- XIII - assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores não alcançados pela exclusividade do fornecimento, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante critérios de acesso e valoração estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE;
- XIV - integrar órgãos setoriais de operação e planejamento, acatando suas resoluções gerais;
- XV - publicar, periodicamente, suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação específica;
- XVI - implementar as obras aprovadas, nos prazos determinados pela ANEEL.

Primeira Subcláusula - Para possibilitar a distribuição, de forma regular e adequada, da energia elétrica requerida pelos usuários dos serviços, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia e de uso do sistema de transmissão e de conexão ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica que se fizerem necessários.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a firmar o contrato operativo com o OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, permanecendo em vigor, até então, o contrato de SERVIÇO DE TRANSMISSÃO firmado com a EPTE - EMPRESA PAULISTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.

Terceira Subcláusula - Compete à CONCESSIONÁRIA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação dos serviços públicos regulados neste Contrato.

Quarta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA implementará medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia, bem como pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, devendo elaborar, para cada ano subsequente, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica que contemple a aplicação de recursos de, no mínimo, 1% (um por cento) da Receita Anual (RA_0), calculada segundo a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima. Deste montante, pelo menos $\frac{1}{4}$ (um quarto) deverá ser vinculado a ações especificamente ligadas ao uso final da energia elétrica e 0,1% (um décimo por cento) da Receita Anual (RA_0) ser destinado à aplicação no Brasil em pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. É facultado à CONCESSIONÁRIA a aplicação de montante superior a 1% (um por cento) da Receita Anual (RA_0) no referido programa. Esse programa anual, que contém metas físicas e respectivos orçamentos, deverá ter como objetivo a redução das perdas técnicas e comerciais globais, bem como ações específicas voltadas ao uso da energia de forma racional e eficiente por parte dos consumidores e ser apresentado a ANEEL até 30 de setembro de cada ano.

Quinta Subcláusula - O programa anual previsto na subcláusula anterior deverá ser analisado e aprovado pela ANEEL, até 31 de dezembro do ano da sua apresentação. O descumprimento das metas físicas, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA a uma multa limitada ao valor mínimo que deveria ser aplicado, conforme subcláusula anterior. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o valor mínimo estipulado na subcláusula anterior, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as consequentes repercussões nos programas e metas.



Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA e o ACIONISTA CONTROLADOR obrigam-se a submeter à prévia aprovação da ANEEL, a mudança de controle acionário, restrito ao bloco de controle, equivalente a, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) das ações com direito a voto da CONCESSIONÁRIA, ou qualquer alteração que possa implicar na transferência deste controle, comprometendo-se, outrossim, a não efetuar, em seus livros sociais, qualquer registro que importe em cessão, transferência ou oneração das ações de titularidade dos ACIONISTAS CONTROLADORES, salvo quando tiver havido a prévia concordância da ANEEL, na forma estabelecida nesta Cláusula.

CLÁUSULA SEXTA - PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

Na condição de delegada do PODER CONCEDENTE, a CONCESSIONÁRIA gozará, na prestação dos serviços públicos que lhe são concedidos, das seguintes prerrogativas:

- I - utilizar, durante o prazo da concessão e sem ônus, os terrenos de domínio público e construir sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e instituir as servidões que se tornarem necessárias à exploração dos serviços concedidos, com sujeição aos regulamentos administrativos;
- II - promover desapropriações e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública e necessários à execução de serviço ou de obra vinculados aos serviços concedidos, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes; e
- III - construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração dos serviços concedidos, respeitada a legislação pertinente.

Primeira Subcláusula - As prerrogativas decorrentes da prestação dos serviços objeto deste Contrato não conferem à CONCESSIONÁRIA imunidade ou isenção tributária, ressalvadas as situações expressamente indicadas em norma legal específica.

Segunda Subcláusula - Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a CONCESSIONÁRIA poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes das concessões que lhe são conferidas, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação dos serviços, observando-se o disposto na Cláusula Quinta, inciso IV do presente Contrato.

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Pela prestação dos serviços que lhe são concedidos por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento, homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - É facultada à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo II, desde que não implique em pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas nesta Cláusula, são suficientes, nesta data, para a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.



Terceira Subcláusula - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, um ano após a “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida da seguinte forma:

- I - no primeiro reajuste, a data de assinatura deste Contrato ; e
- II - nos reajustes subsequentes, a data de início da vigência do último reajuste ou da revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Quarta Subcláusula - A periodicidade de reajuste de que trata a subcláusula anterior poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se a “Data de Referência Anterior” à nova periodicidade estipulada.

Quinta Subcláusula - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; encargos da compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos; compra de energia; e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na “Data de Referência Anterior” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

VPA₁ - Valor da Parcela A referido na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à



“Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

Sétima Subcláusula – A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta desta cláusula. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais, o valor de X será zero.

Nona Subcláusula - Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso hajam alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, a ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Décima Subcláusula - No atendimento do disposto no § 3º do art. 9º da Lei nº 8.987/95, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Décima Primeira Subcláusula - Na hipótese de ter ocorrido, após a “Data de Referência Anterior”, revisões de tarifas previstas na subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de impostos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Sexta Subcláusula desta cláusula, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Décima Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor, ou vir a ser atendido por outra CONCESSIONÁRIA ou produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia.

Décima Terceira Subcláusula - Nos contratos de acesso ao sistema de transmissão e distribuição que celebrar com outras concessionárias, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas específicas, homologadas pela ANEEL.

Décima Quarta Subcláusula - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pela ANEEL, observado o disposto na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda deste Contrato.



Décima Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional.

Décima Sexta Subcláusula - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL deverá restabelecê-lo, a partir da data da alteração mediante comprovação da CONCESSIONÁRIA.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

A exploração dos serviços objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e controlada pela ANEEL.

Primeira Subcláusula - A fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da CONCESSIONÁRIA nas áreas administrativa, contábil, comercial, técnica, econômica e financeira, podendo o órgão fiscalizador estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências na prestação do serviço adequado.

Segunda Subcláusula - A Fiscalização elaborará relatórios com a periodicidade de, no máximo a cada 5 (cinco) anos, a contar da data da assinatura deste Contrato, devendo indicar todas as observações relativas aos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA, incluindo qualquer inobservância de cláusulas deste Contrato e/ou normas regulamentares pertinentes.

Terceira Subcláusula - Os prepostos do órgão fiscalizador especialmente designados, terão livre acesso a pessoas, obras, instalações e equipamentos vinculados aos serviços, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar de qualquer setor ou pessoa da CONCESSIONÁRIA informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste Contrato, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional.

Quarta Subcláusula - A Fiscalização técnica e comercial dos serviços de energia elétrica abrange:

- I - a execução dos projetos de obras e instalações;
- II - a exploração dos serviços;
- III - a observância das normas legais e contratuais;
- IV - o desempenho do sistema elétrico no tocante à qualidade e continuidade do fornecimento efetuado a consumidores finais, nos termos do Anexo III, deste Contrato;
- V - a execução dos programas de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica; e
- VI - a estrutura de atendimento a consumidores e de operação e manutenção do sistema elétrico.

Quinta Subcláusula - A Fiscalização contábil abrange, dentre outros:

- I - o exame de todos os lançamentos e registros contábeis;
- II - o exame do Balanço Patrimonial e Demonstrações Contábeis da CONCESSIONÁRIA; e
- III - o controle dos bens vinculados à concessão e dos bens da União, sob administração da CONCESSIONÁRIA.

Sexta Subcláusula - Serão submetidos, em separado, ao exame e à aprovação da ANEEL, todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados entre a CONCESSIONÁRIA e seu ACIONISTA CONTROLADOR, direto ou indireto, ou empresas coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, suprimentos, construções, empréstimos, vendas de ações, mercadorias, bem assim os contratos celebrados:



I - com pessoas físicas ou jurídicas que, juntamente com a CONCESSIONÁRIA, façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada; e

II - com pessoas físicas ou jurídicas que tenham diretores ou administradores comuns à CONCESSIONÁRIA.

Sétima Subcláusula - A fiscalização financeira compreenderá o exame das operações financeiras realizadas pela CONCESSIONÁRIA, inclusive as relativas à emissão de títulos de dívida.

Oitava Subcláusula - A contabilidade da CONCESSIONÁRIA obedecerá às normas específicas sobre Classificação de Contas e ao Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, devendo registrar e apurar, separadamente, os investimentos e os custos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, inclusive os relativos às obras de novas instalações, de expansões e de modificações do seu sistema elétrico.

Nona Subcláusula - A ANEEL poderá determinar à CONCESSIONÁRIA o desfazimento de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos, ou tratamento diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma situação ou classe de atendimento, observado o disposto na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda deste Contrato.

Décima Subcláusula - A fiscalização da ANEEL não diminui nem exime as responsabilidades da CONCESSIONÁRIA quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Décima Primeira Subcláusula - O desatendimento, pela CONCESSIONÁRIA, das solicitações, recomendações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades autorizadas pelas normas dos serviços ou definidas neste Contrato.

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais, pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto na legislação em vigor e neste instrumento, sem prejuízo do disposto nas Cláusulas Décima e Décima Primeira deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA estará sujeita à penalidade de multa, aplicada pela ANEEL, no valor máximo, por infração incorrida, de 2% (dois por cento) do valor da Receita Anual (RA₀) da CONCESSIONÁRIA, calculada segundo a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima.

Segunda Subcláusula - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo a ser estabelecido para os agentes do setor de energia elétrica em Resolução da ANEEL, guardando proporção com a gravidade da infração, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA o contraditório e direito de ampla defesa.

Terceira Subcláusula - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou recomendação do PODER CONCEDENTE para regularizar a prestação dos serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida na lei e neste Contrato, independentemente da apuração das responsabilidades da CONCESSIONÁRIA pelos fatos que motivaram a medida.



Quarta Subcláusula - Quando a penalidade consistir em multa e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado, a ANEEL promoverá sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, o PODER CONCEDENTE poderá intervir, a qualquer tempo, na concessão, para assegurar a prestação adequada dos serviços ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Primeira Subcláusula - A intervenção será determinada por decreto do Presidente da República, que designará o Interventor, o prazo da intervenção e os objetivos e limites da medida, devendo ser instaurado, dentro dos 30 (trinta) dias seguintes a publicação do decreto, o correspondente procedimento administrativo para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA amplo direito de defesa.

Segunda Subcláusula - Se o procedimento administrativo não se concluir dentro de 180 (cento e oitenta) dias, considerar-se-á inválida a intervenção, devolvendo-se à CONCESSIONÁRIA a administração dos serviços, sem prejuízo de seu direito à indenização.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES, REVERSÃO DOS BENS VINCULADOS

As concessões para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, reguladas por este Contrato, considerar-se-ão extintas, observadas as normas legais específicas:

I - pelo advento do termo final do Contrato;

II - pela encampação do serviço;

III - pela caducidade;

IV - pela rescisão;

V - pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e

VI – em caso de falência ou extinção da CONCESSIONÁRIA.

Primeira Subcláusula – O advento do termo final deste Contrato opera, de pleno direito, a extinção da concessão, facultando-se a ANEEL, a seu exclusivo critério, prorrogar o presente Contrato até a assunção da nova concessionária.

Segunda Subcláusula - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão ao PODER CONCEDENTE, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

Terceira Subcláusula - Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles realizados pela CONCESSIONÁRIA e efetivamente utilizados na prestação dos serviços.

Quarta Subcláusula - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, a ANEEL promoverá a declaração de caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da CONCESSIONÁRIA, assegurado amplo direito de defesa e garantida a indenização das parcelas dos



investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade dos serviços.

Quinta Subcláusula - O processo administrativo acima mencionado não será instaurado até que a CONCESSIONÁRIA tenha sido dado inteiro conhecimento, em detalhes, de tais infrações contratuais, bem como tempo suficiente para providenciar as correções de acordo com os termos deste Contrato.

Sexta Subcláusula - Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar os serviços, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela CONCESSIONÁRIA para garantir a continuidade e a atualidade dos serviços.

Sétima Subcláusula - A declaração de caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham contratado com a CONCESSIONÁRIA, nem com relação aos empregados desta.

Oitava Subcláusula - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá a ANEEL restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar o bloco de ações de controle da CONCESSIONÁRIA e levá-lo a leilão público. Nesse último caso, o valor apurado no leilão será transferido ao ACIONISTA CONTROLADOR, até o montante líquido da indenização que lhe seria devida no caso da caducidade.

Nona Subcláusula - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a CONCESSIONÁRIA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nessa hipótese, a CONCESSIONÁRIA não poderá interromper a prestação dos serviços enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção do Contrato.

Décima Subcláusula - Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação dos serviços, para garantir a sua continuidade e regularidade.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - COMPROMISSOS DO ACIONISTA CONTROLADOR

O acionista controlador declara aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições e Cláusulas deste Contrato, obrigando-se a introduzir no Estatuto Social da CONCESSIONÁRIA disposição no sentido de não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do controle acionário da Empresa sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Única - Na hipótese de transferência, integral ou parcial, de ações que fazem parte do controle acionário, o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) deverá(ão) assinar termo de anuência e submissão às Cláusulas deste Contrato e às normas legais e regulamentares da concessão.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Em cumprimento ao disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL celebrou, em 15 de abril de 1998, com a COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA - CSPE, DO ESTADO DE SÃO PAULO, Convênio de Cooperação e de Descentralização de Atividades, delegando competência para o desempenho das atividades complementares de



fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de qualquer disposição do presente Contrato, a ANEEL e a CONCESSIONÁRIA formarão, em cada caso, comissão de três (3) membros especialistas, com a incumbência de sugerir, no prazo que for indicado, a solução negociada do conflito.

Primeira Subcláusula - Os membros da comissão a que se refere o “caput” desta Cláusula serão designados, por escrito, um pela ANEEL, outro pela CONCESSIONÁRIA e o terceiro, de comum acordo pelas partes em conflito.

Segunda Subcláusula - As dúvidas ou controvérsias não solucionadas na forma indicada nesta Cláusula serão apreciadas e dirimidas no Juízo Federal desta Cidade de Brasília, Distrito Federal.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

Dentro dos 20 (vinte) dias que se seguirem à sua assinatura, a CONCESSIONÁRIA providenciará a publicação, no Diário Oficial da União e do Estado de São Paulo, do extrato deste Contrato, que será registrado e arquivado na ANEEL.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias, que são assinadas pela ANEEL, pela CONCESSIONÁRIA, pelo ACIONISTA CONTROLADOR e pelo INTERVENIENTE DELEGATÁRIO, juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais.

Brasília - DF, em 15 de junho de 1998.

PELO PODER CONCEDENTE:

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor-Geral da ANEEL

PELA CONCESSIONÁRIA:

MARC ANDRÉ PEREIRA
Diretor Presidente

ARIVAIR GUIDO DALL'STELLA
Diretor



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

PELA ACIONISTA CONTROLADORA:

PATRICK JEAN PHILIPPE VOEGELI
Procurador

ORESTES GONÇALVES JÚNIOR
Procurador

PELO INTERVENIENTE DELEGATÁRIO:

A. ANDREA MATARAZZO
Secretário de Estado de Energia do Estado de São Paulo

TESTEMUNHAS:

JANDIR AMORIM NASCIMENTO
CPF: 057.353.601-59

WILSON NEWTON DE MELLO NETO
CPF: 145.540.608-29



ANEXO - I**ÁREA DE CONCESSÃO REAGRUPADA****MUNICÍPIOS QUE COMPÕEM A ÁREA DE CONCESSÃO DA
EMPRESA ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A**

	MUNICÍPIO	HABITANTES (1996)	CONSUMIDORES	CONSUMO (MWh)
1	Barueri	177.256	44.315	54.410
2	Cajamar	42.464	12.146	13.598
3	Carapicuíba	327.882	73.702	28.528
4	Cotia	126.956	30.478	24.919
5	Diadema	323.116	86.186	79.837
6	Embú	195.628	42.844	21.646
7	Embú-Guaçu	42.261	10.849	5.691
8	Itapecerica da Serra	110.196	23.138	12.107
9	Itapevi	133.523	30.842	14.718
10	Jandira	75.352	17.833	12.746
11	Juquitiba	21.850	5.892	2.278
12	Mauá	342.909	82.735	72.610
13	Osasco	622.912	151.916	111.978
14	Pirapora do Bom Jesus	10.499	2.562	6.472
15	Ribeirão Pires	97.550	28.247	16.300
16	Rio Grande da Serra	34.736	8.367	43.294
17	Santana de Parnaíba	57.299	16.682	13.230
18	Santo André	625.564	185.118	190.943
19	São Bernardo do Campo	660.396	188.405	239.035
20	São Caetano do Sul	139.825	52.122	54.835
21	São Lourenço da Serra	10.139	2.140	1.151
22	São Paulo	9.839.436	3.137.406	1.894.067
23	Taboão da Serra	182.506	46.011	24.481
24	Vargem Grande Paulista	26.689	7.923	7.245
	TOTAL	14.224.948	4.287.859	2.946.119

* DADOS REFERENTES A AGOSTO/97



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

ANEXO - II**TARIFAS DE FORNECIMENTO**

(APROVADAS PELA PORTARIA Nº 96, DE 07/04/97, PUBLICADA NO D.O.U. DE 08/04/97)

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	4,79	70,02
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,96	72,60
AS (Subterrâneo)	7,31	75,98
B1 - RESIDENCIAL	-	-
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA:	-	-
Consumo mensal até 30 kWh	-	46,44
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	-	79,60
Consumo mensal de 101 a 200 kWh		
Consumo mensal de 201 a 220 kWh		
B2-RURAL	-	82,58
B2-COOPERATIVA DE ELET. RURAL	-	58,34
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	-	75,93
B3-DEMAIS CLASSES	-	
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:	-	-
B4a - Rede de Distribuição	-	67,88
B4b - Bulbo da Lâmpada	-	74,50
B4c - Nível de IP acima do Padrão	-	110,35

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	7,50	1,57
A2 (88 kV a 138 kV)	8,07	1,87
A3a (30 kV a 44 kV)	12,62	4,23
A4 (2,3 kV a 25 kV)	13,11	4,37
AS (Subterrâneo)	13,71	6,71



QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	42,69	37,34	30,20	25,67
A2	45,24	42,21	32,42	29,74
A3a	82,89	76,73	39,42	34,83
A4	85,95	79,54	40,87	36,11
AS(Subterrâneo)	89,94	83,24	42,77	37,79

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL			
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO		DEMANDA (R\$/kW)	
		PONTA	FORA DE PONTA
		SECA OU ÚMIDA	SECA OU ÚMIDA
A1	(230 kV ou mais)	27,80	5,83
A2	(88 a 138 kV)	29,86	6,82
A3a	(30 kV a 44 kV)	42,53	14,17
A4	(2,3 kV a 25 kV)	39,31	13,11
AS	(Subterrâneo)	41,13	20,09

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
A3a (30 kV a 44 kV)	4,23
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,37
AS (Subterrâneo)	6,71

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a	375,14	368,97	39,42	34,83
A4	388,92	382,54	40,87	36,11
AS (Subterrâneo)	406,99	400,32	42,77	37,79



QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 kV a 44 kV)	14,17
A4 (2,3 kV a 25 kV)	13,11
AS (Subterrâneo)	20,09

QUADRO H

TARIFA DE ETST	
SUBGRUPO	CONSUMO (R\$/MWh)
A1 e A2	11,03
A3	12,50
A3a	13,21
A4 e AS	12,91

QUADRO I

TARIFA DE EMERGÊNCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW.ANO)	CONSUMO (R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	30,66	134,62
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	31,42	189,22
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	35,60	198,15
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	8,90	198,15
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	32,91	183,22
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	8,22	183,22

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10,00	10,00
COOPERATIVAS - GRUPO A	50,00	50,00
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15,00	15,00
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15,00



ANEXO III

Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica

I - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A sistemática de controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica, aqui descrita, será implementada em etapas sucessivas, sendo contemplados três enfoques: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento comercial.

O controle da qualidade será executado considerando indicadores e padrões individuais e coletivos, sendo que a violação dos padrões definidos poderão gerar penalidades em favor dos consumidores, assim como penalidades que deverão ser recolhidas ao órgão regulador, devendo ser objeto de legislação específica o destino e a aplicação destes recursos.

Os procedimentos para coleta, análise e encaminhamento dos indicadores ao órgão regulador estão apresentados nos Apêndices A, B, C, D e E, válidos para todas as etapas de implementação detalhadas a seguir.

Para a adequada compreensão do exposto neste documento, deve-se considerar as seguintes definições:

Consumidor atendido em tensão de distribuição	- Consumidor que recebe energia elétrica de uma concessionária de distribuição em rede elétrica com tensão nominal inferior a 69 kV.
Consumidor atendido em alta tensão	- Consumidor que recebe energia elétrica de uma concessionária de distribuição em rede elétrica com tensão nominal igual ou superior a 69 kV.
Consumidor atendido em baixa tensão	- Consumidor que recebe energia elétrica de uma concessionária de distribuição em rede elétrica com tensão nominal igual ou inferior a 1.000 V.
Consumidor atendido em média tensão	- Consumidor que recebe energia elétrica de uma concessionária de distribuição em rede elétrica com tensão nominal maior que 1.000 V e menor que 69 kV.

II - ETAPAS DE IMPLEMENTAÇÃO

a) para indicadores e padrões da qualidade de serviço e do produto:

- **Etapas de adaptação**, que se inicia a partir da assinatura do Contrato de Concessão, estendendo-se até 31 de dezembro de 1998. Nesta etapa serão definidos, pelo órgão regulador, novos agrupamentos de consumidores para avaliação dos indicadores previstos para as etapas subsequentes. Estes novos agrupamentos serão denominados famílias de redes, estando conceituados no Apêndice F.
- **Etapas de transição**, que se inicia em 1º de janeiro de 1999, estendendo-se até 31 de dezembro de 2001. Nesta etapa será iniciada a constituição da base de dados de novos indicadores, cujos sistemas e procedimentos para disponibilização terão sido desenvolvidos na etapa de adaptação. Serão, ainda, procedidos estudos de metodologias para controle da qualidade da forma de onda e de



fenômenos transitórios. Deste modo, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá dispor de informações, medições e dados necessários para a realização desses estudos.

- **Etapa de maturidade**, que se inicia em 1º de janeiro de 2002 e na qual se realizará o controle dos indicadores da legislação vigente e daqueles cuja base histórica foi preparada na etapa de transição. Alterar-se-á a mecânica de controle adotada nas etapas de adaptação e de transição e iniciar-se-á a aplicação das metodologias para controle da qualidade da forma de onda e de fenômenos transitórios.

b) para indicadores e padrões da qualidade do atendimento comercial:

- **Etapa de adaptação**, que se inicia a partir da assinatura do Contrato de Concessão, estendendo-se até 31 de dezembro de 1998. Nesta etapa iniciam-se os trabalhos para a definição de metodologia para a apuração do indicador de perdas comerciais, a ser controlado na próxima etapa.
- **Etapa de maturidade**, que se inicia em 1º de janeiro de 1999, durante a qual será mantido o controle dos mesmos indicadores, adotando-se novos padrões de qualidade. Nesta etapa as perdas comerciais passam a ser também controladas.

III - INDICADORES DE QUALIDADE DO PRODUTO E DE SERVIÇO

III.1 - Indicadores para a Etapa de Adaptação

III.1.a - Indicadores Controlados

Os indicadores referentes à ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo e respectivos conjuntos são expressos através de valores médios mensais, trimestrais, quando for o caso, e anuais, devendo ser apurados pela ELETROPAULO METROPOLITANA e enviados trimestralmente ao órgão regulador.

Os indicadores individuais são controlados pelo consumidor ou, através de auditorias, pelo órgão regulador.

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá manter, à disposição dos interessados, registros de reclamações dos consumidores.

Nesta etapa serão estabelecidos novos agrupamentos de consumidores, denominados famílias de redes, conforme definido no Apêndice F.

a) Nível de Tensão

A tensão no ponto de entrega de cada unidade consumidora será controlada através de auditorias e do atendimento a reclamações de consumidores, implicando em processo de medição cujos critérios são apresentados no Apêndice A.

b) DEC e FEC - Duração e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor

Os indicadores DEC e FEC previstos nesta etapa são os definidos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78, considerando interrupções superiores a 1 minuto. Seu controle será realizado considerando-se os conjuntos de consumidores estabelecidos na mesma portaria e a ELETROPAULO



METROPOLITANA como um todo, sendo apurados de conformidade com o estabelecido no Apêndice B.

Deverão ser apurados mensalmente, para cada um desses indicadores, tanto os valores mensais correspondentes ao mês anterior, como os anuais, correspondentes aos doze meses anteriores.

Também deverão ser apurados e informados os valores de DEC e FEC, para cada trimestre civil.

No transcorrer desta etapa a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá utilizar, para obtenção do DEC e do FEC, correlação considerando o número total de consumidores e a correspondente potência instalada, em kVA, exposta no Apêndice B.

No caso de algum conjunto de consumidores não se enquadrar nos tipos de conjuntos estabelecidos ou se houver alguma revisão na constituição dos atuais conjuntos, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá providenciar as respectivas adequações, sujeitas à aprovação do órgão regulador, nos primeiros 6 meses da etapa de adaptação.

Nas etapas futuras, os indicadores DEC e FEC serão também calculados para cada família de redes.

c) FMA, TMA e T80% - Frequência Média, Tempo Médio e Tempo 80% de Atendimento de Emergência

O controle desses indicadores será realizado para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, considerando somente os consumidores atendidos em tensão de distribuição, nas áreas urbana e rural separadamente, sendo apurados de conformidade com o estabelecido no Apêndice C. Os valores mensais e anuais de cada um desses indicadores, referidos respectivamente ao mês anterior e aos últimos doze meses, deverão ser apurados mensalmente.

d) TA - Tempo de Atendimento

Os tempos de atendimento serão controlados através de auditorias, motivadas ou não por reclamações de consumidores.

e) DIC e FIC - Duração e Frequência de Interrupção Individual

Os indicadores DIC e FIC serão controlados através de auditorias motivadas ou não por reclamações de consumidores.

Sempre que solicitado pelo órgão regulador ou por um determinado consumidor, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá apurar o DIC e o FIC anuais, referidos ao último ano civil e aos últimos 12 meses, bem como o DIC e o FIC mensais e trimestrais, para o mesmo período, obedecidos os procedimentos constantes do Apêndice D.

III.1.b - Indicadores Acompanhados

Para fins de acompanhamento, nesta etapa deverão ser apurados, para consumidores atendidos em tensão de distribuição:

- os indicadores DEC e FEC desagregados em interrupções afetas:



- ao sistema de distribuição da própria ELETROPAULO METROPOLITANA;
- ao sistema de alta tensão/transporte da própria ELETROPAULO METROPOLITANA, incluídas subestações;
- ao sistema de suprimento de energia externo à ELETROPAULO METROPOLITANA.
- os indicadores DEC e FEC considerando, separadamente, interrupções programadas e não programadas.

Para consumidores atendidos em alta tensão, deverão ser acompanhados os indicadores DEC e FEC, a nível da ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.

Nesta etapa a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá ainda encaminhar, para acompanhamento, os indicadores DEP – Duração Equivalente de Interrupção por Potência e FEP – Frequência Equivalente de Interrupção por Potência, definidos no Apêndice B, de forma mensal e anual para a empresa como um todo, bem como de forma mensal, trimestral e anual para cada um de seus conjuntos de consumidores.

O acompanhamento destes valores possibilitará avaliar a ocorrência de distorções nos padrões de DEC e FEC fixados para esta etapa, podendo ensejar sua revisão.

Objetivando a formação de base de dados e o estabelecimento de padrões, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá também fornecer, a partir do último ano desta etapa, os indicadores FDT e FEV, a nível da ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, apurados de conformidade com o estabelecido no Apêndice A.

III.2 - Indicadores para a Etapa de Transição

III.2.a - Indicadores Controlados

Os indicadores controlados nesta etapa serão os mesmos da etapa de adaptação, acrescidos dos indicadores FDT e FEV.

Ressalve-se que o indicador T80%, nesta etapa, passa a ser substituído por T90%, para todos os consumidores.

Mediante estudos e análises específicas a serem conduzidas nesta etapa, serão definidos pelo órgão regulador os procedimentos para controle de indicadores referentes à qualidade do produto, no que diz respeito à forma de onda e, também, a metodologia para o cálculo das perdas técnicas, que por sua vez serão utilizadas para a determinação das perdas comerciais, sendo conhecidas as perdas totais.

Deste modo, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá disponibilizar as informações e os dados necessários para tais estudos e análises.

A partir desses elementos serão criadas condições para a implementação do controle desses parâmetros na etapa de maturidade.

A oportunidade de desenvolvimento dessas sistemáticas de controle apenas durante a segunda etapa, decorre da complexidade inerente do assunto. Em particular, os indicadores que caracterizam



perturbações na forma de onda apresentam especificidades técnicas que dificultam seu tratamento de forma simples e expedita.

III.2.b - Indicadores Acompanhados

Objetivando a formação de base de dados e o estabelecimento de novos padrões para a próxima etapa, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá fornecer, a partir do início da etapa de transição:

- os indicadores DEC e FEC reais, ou seja, sem que se utilize correlação entre a potência instalada e o número de consumidores envolvidos, apurados de forma mensal e anual para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo e com periodicidade mensal, trimestral e anual para cada conjunto de consumidores;
- os indicadores DEC, FEC, FMA, TMA e T90% também por famílias de redes, novo tipo de agrupamento conceituado no Apêndice F.

Para os indicadores DEC e FEC, nesta etapa também deverá ser obedecida a desagregação contida no item anterior.

Também nesta etapa a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá encaminhar, para acompanhamento, os indicadores DEP – Duração Equivalente de Interrupção por Potência e FEP – Frequência Equivalente de Interrupção por Potência, definidos no Apêndice B, de forma mensal e anual para a empresa como um todo, bem como de forma mensal, trimestral e anual para cada um de seus conjuntos de consumidores.

O acompanhamento destes valores possibilitará avaliar a ocorrência de distorções nos padrões de DEC e FEC fixados para esta etapa, podendo ensejar sua revisão.

III.3 - Indicadores Controlados durante a Etapa de Maturidade

Ao final da etapa de transição, todos os indicadores de interesse estarão disponíveis com o grau de desagregação desejado, assim como os padrões dos indicadores para cada família de redes. Nesta etapa, os padrões a serem exigidos permitirão à ELETROPAULO METROPOLITANA atingir o nível desejado de excelência na qualidade do fornecimento.

A tabela I, abaixo, apresenta a relação de indicadores a serem controlados.



tabela I - indicadores controlados na etapa de maturidade**a) já definidos**

Indicador	Abrangência	Período de Apuração
Nível de tensão	Individual	Reclamação ou Auditoria
DIC	Individual	Reclamação ou Auditoria
FIC	Individual	Reclamação ou Auditoria
TA	Individual	Reclamação ou Auditoria
DEC	ELETROPAULO METROPOLITANA/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
FEC	ELETROPAULO METROPOLITANA/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
FDT	ELETROPAULO METROPOLITANA	Trimestral/Anual
FEV	ELETROPAULO METROPOLITANA	Trimestral/Anual
TMA	ELETROPAULO METROPOLITANA/Famílias	Mensal/Anual
FMA	ELETROPAULO METROPOLITANA/Famílias	Mensal/Anual
T90%	ELETROPAULO METROPOLITANA/Famílias	Mensal/Anual

b) a definir

Indicador	Abrangência e Período de Apuração
Variações temporárias de frequência	A definir na 2ª etapa
Conteúdo harmônico	A definir na 2ª etapa
Interrupção de curta duração	A definir na 2ª etapa
Flutuação de tensão	A definir na 2ª etapa
Desequilíbrios de tensão	A definir na 2ª etapa
Variação de tensão de curta duração	A definir na 2ª etapa
Variação de tensão de longa duração	A definir na 2ª etapa
Variação momentânea de tensão	A definir na 2ª etapa
Perdas técnicas	A definir na 2ª etapa

IV - PADRÕES DE QUALIDADE DO PRODUTO E DE SERVIÇO**IV.1 - Padrões para a Etapa de Adaptação****a) Níveis de Tensão para Consumidores Atendidos em Alta Tensão**

Os níveis adequados de tensão deverão estar entre os seguintes valores:



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

tabela II - limites máximos e mínimos adequados de tensão - AT

Tensão Nominal do Sistema (kV)	Tensão de Fornecimento no Ponto de Entrega	
	Valor Mínimo (kV)	Valor Máximo (kV)
69	65,6	72,5
88	82,0	93,0
138	131,0	145,0
230	218,0	241,5

Os limites precários de tensão corresponderão a 90% das correspondentes tensões nominais do sistema.

b) Níveis de Tensão para Consumidores Atendidos em Média Tensão

A tensão de fornecimento deverá situar-se na faixa entre mais 5% e menos 5% da tensão nominal e, ainda, coincidir com um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o(s) transformador(es) do consumidor.

Os limites adequados para a tensão deverão ser de mais 5% e menos 7,5% em relação à tensão de fornecimento.

c) Níveis de Tensão para Consumidores Atendidos em Baixa Tensão

Os limites máximos e mínimos para tensão de fornecimento aos consumidores ligados à rede de baixa tensão, para faixas de valores considerados adequados e precários, são aqueles estabelecidos pelas portarias nº 047, nº 91 e nº 4 do DNAEE, de 17/04/78, 08/09/80 e 10/01/89, respectivamente.

d) DEC e FEC - Duração e Frequência Equivalentes de Interrupção

Os indicadores anuais, referentes à ELETROPAULO METROPOLITANA, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, relativas aos anos de 1993, 1994 e 1995, tomando-se os valores anuais obtidos ao término do mês de dezembro de cada um deles. Os indicadores de cada conjunto não deverão ultrapassar suas respectivas médias, calculadas de forma análoga, acrescidas de 30%, não podendo ser ultrapassados, também, os limites estabelecidos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78, por tipo de conjunto.

Os indicadores mensais para a ELETROPAULO METROPOLITANA não deverão ser superiores a 1/5 (um quinto) dos respectivos padrões anuais.

Para cada um dos conjuntos, os indicadores mensais e trimestrais não poderão ser superiores, respectivamente, a 1/4 (um quarto) e a 3/4 (três quartos) dos padrões anuais correspondentes, respeitados os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

A tabela abaixo apresenta os padrões de DEC e FEC para esta etapa, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.



tabela III - padrões de DEC e FEC para consumidores atendidos em tensão de distribuição

Área de Concessão	Padrão	DEC (horas)	FEC (interrupções por consumidor)
ELETROPAULO METROPOLITANA	Anual	16,01	10,29
	Mensal	3,20	2,06

Os padrões fixados para cada conjunto de consumidores estão apresentados a seguir, já incluído o adicional de 30% sobre a média referente ao período de 1993 a 1995:

tabela IV - padrões de DEC e FEC para conjuntos de consumidores

Conjunto		DEC (horas)			FEC (interrupções por consumidor)		
Denominação	Tipo	Mensal	Trimestral	Anual	Mensal	Trimestral	Anual
São Paulo	50	5,68	12,00	22,69	3,61	10,83	14,46
Subterrâneo	70	0,50	1,50	2,00	0,50	1,50	2,00
Vargem Grande	30	12,31	20,00	49,88	5,29	15,87	21,16

Para o conjunto dos consumidores atendidos em alta tensão, deverão ser respeitados os limites de DEC e FEC estabelecidos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

e) FMA, TMA e T80% - Frequência Média, Tempo Médio e Tempo 80% de Atendimento de Emergência

Os padrões de FMA e TMA para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, serão as correspondentes médias referentes aos anos de 1993, 1994 e 1995, tomando-se os valores anuais obtidos ao término do mês de dezembro de cada um deles, conforme tabela abaixo.

Os valores T80%, contidos na mesma tabela, são estabelecidos com base na série histórica de 1995 e 1996.

tabela V - padrões de FMA, TMA e T80% para consumidores atendidos em tensão de distribuição

a) consumidores localizados na área urbana

Área de Concessão	Padrão	FMA (ocorrências por 1000 consumidores)	TMA (min)	T80% (min)
ELETROPAULO METROPOLITANA	Anual	678	166	250
	Mensal	79	232	350



b) consumidores localizados na área rural

Área de Concessão	Padrão	FMA (ocorrências por 1000 consumidores)	TMA (min)	T80 % (min)
ELETROPAULO METROPOLITANA	Anual	678	166	250
	Mensal	79	232	350

f) TAI - Tempo de Atendimento Individual

O Tempo de Atendimento Individual não poderá ultrapassar os seguintes limites:

- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área urbana: 20 horas;
- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área rural: 20 horas;
- consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV: 2 horas.

g) DIC e FIC - Duração e Frequência de Interrupção Individual

Os padrões anuais, trimestrais e mensais de DIC e FIC estão apresentados na tabela VI.

Tais padrões foram determinados através de procedimento estatístico, considerando os valores apurados no ano de 1995, não superados por cerca de 99% dos consumidores envolvidos.

tabela VI - padrões de DIC e FIC

Consumidores individuais	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trimestral	Mensal	Anual	Trimestral	Mensal
atendidos por sistema subterrâneo	10	10	4	8	8	3
atendidos em alta tensão	10	10	4	8	8	3
atendidos em média tensão situados em zona urbana	40	32	16	20	20	8
atendidos em baixa tensão situados em zona urbana, inclusive os pertencentes a conjuntos com menos de 1.000 consumidores	70	40	28	30	30	12
localizados em zona rural	100	60	40	40	36	12



IV.2 - Padrões para a Etapa de Transição

a) Níveis de Tensão

Todos os padrões de níveis de tensão da etapa de adaptação deverão ser mantidos.

b) DEC e FEC - Duração e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor

Na etapa de transição, os padrões anuais de DEC e FEC, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, serão os menores valores dentre:

- as correspondentes médias das médias anuais dos valores verificados nos anos civis de 1996, 1997 e 1998, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final de cada um deles;
- as correspondentes médias das médias dos valores anuais verificados nos anos civis de 1996, 1997 e 1998 em todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Estado de São Paulo, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final do período;
- os padrões vigentes durante a etapa de adaptação.

No caso dos conjuntos de consumidores definidos pela portaria nº 046 do DNAEE, os indicadores anuais de DEC e FEC, para cada um deles, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, relativas aos anos de 1996, 1997 e 1998, tomando-se os valores anuais obtidos ao término de cada ano civil, acrescidos de 20%.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões anuais adotados durante a etapa de adaptação, serão mantidos estes últimos também para a etapa de transição.

Os indicadores mensais, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, não deverão ser superiores a 1/6 (um sexto) dos correspondentes padrões anuais.

Para cada um dos conjuntos, os indicadores mensais e trimestrais não poderão ser superiores, respectivamente, a 1/4 (um quarto) e a 3/4 (três quartos) dos padrões anuais correspondentes, respeitados os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

Caso a ELETROPAULO METROPOLITANA não se enquadre nos padrões de DEC e FEC definidos para a concessionária como um todo, deverá tomar providências para se ajustar num prazo de 36 (trinta e seis) meses, considerando recuperação de 20% até o final do primeiro ano, mais 30% até o final do segundo e os últimos 50% até o final do terceiro ano.

c) FMA e TMA - Frequência Média e Tempo Médio de Atendimento de Emergência

Os indicadores anuais de FMA e TMA, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, referentes aos anos de 1996, 1997 e 1998, tomando-se os valores anuais obtidos ao término de cada ano civil.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões anuais adotados durante a etapa de adaptação, serão mantidos estes últimos também para a etapa de transição.

Para consumidores localizados na área urbana ou rural, os padrões mensais corresponderão:



- para FMA - a 1,4 vezes o respectivo padrão anual, dividido por 12;
- para TMA - a 1,4 vezes o respectivo padrão anual.

d) T90% - Tempo 90% de Atendimento de Emergência

Para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, os valores anuais de T90%, que substitui T80% nesta etapa, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, referentes aos anos de 1996, 1997 e 1998, tomando-se os valores anuais obtidos ao término de cada ano civil.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões anuais adotados durante a etapa de adaptação, serão mantidos estes últimos também para a etapa de transição.

Os padrões mensais de T90% corresponderão a 1,4 vezes os respectivos padrões anuais.

e) TAI - Tempo de Atendimento Individual

O Tempo de Atendimento Individual não poderá ultrapassar os seguintes limites:

- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área urbana: 16 horas;
- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área rural: 18 horas;
- consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV: 2 horas.

f) DIC e FIC - Duração e Frequência de Interrupção Individual

Os padrões anuais de DIC e FIC serão apurados através de procedimento estatístico, considerando os índices verificados nos anos civis de 1996, 1997 e 1998, não superados por um valor a ser definido pelo órgão regulador, situado entre 98,5% e 99,5% dos consumidores envolvidos, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, respeitados os limites fixados pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões anuais adotados durante a etapa de adaptação, serão mantidos estes últimos também para a etapa de transição.

Os padrões mensais corresponderão a 0,4 vezes os respectivos padrões anuais.

Os padrões trimestrais serão os menores dentre os seguintes valores:

- 3 vezes os respectivos padrões mensais;
- os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

g) FEV e FDT - Frequência Equivalente de Violação de Tensão e Função Distribuição de Tensão

Os procedimentos para análise e fixação de padrões relativos à adequação da tensão de fornecimento, vista de modo coletivo, serão resultantes de avaliações a serem realizadas durante o transcorrer das etapas de adaptação e de transição.



Deste modo, serão considerados como padrão de FEV e como referência de FDT, nesta etapa, os valores verificados no transcorrer do último ano da etapa de adaptação.

A etapa de transição deverá apresentar nível de qualidade de tensão igual ou superior ao nível verificado na etapa anterior, tido como nível de referência.

O nível de qualidade de referência será determinado pelo produto da FDT, obtida na etapa de adaptação, pela FCIT - Função Custo da Imperfeição da Tensão, obedecido o procedimento descrito no item sobre Penalidades.

IV.3 - Padrões para a Etapa de Maturidade

Esta etapa é caracterizada pelo alcance do nível pleno de instrumentos, procedimentos e padrões para o completo controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Os indicadores introduzidos nas etapas anteriores, inclusive as sistemáticas de controle das perturbações na forma de onda, bem como os padrões fundamentados nas bases históricas constituídas e, ainda, a consideração de famílias de redes com atributos semelhantes, ao lado dos atuais conjuntos, constituem o ambiente de permanência desta etapa.

a) Níveis de Tensão

Todos os padrões de níveis de tensão da(s) etapa(s) anterior(es) deverão ser mantidos.

b) DEC, FEC, FMA, TMA e T90% - Duração e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, Frequência Média e Tempo Médio de Atendimento de Emergência e Tempo 90% de Atendimento de Emergência

Nesta etapa deverá ser verificada, considerando-se a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, a observância do menor dentre os seguintes valores anuais de DEC e FEC, referidos ao mês de dezembro:

- as correspondentes médias das médias anuais dos valores verificados no mês de dezembro de cada ano da etapa de transição, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final de cada um deles;
- as correspondentes médias das médias dos valores anuais verificados no mês de dezembro dos anos da etapa de transição, em todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Estado de São Paulo, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final do período;
- os padrões vigentes durante a etapa de transição.

Os padrões mensais de DEC e FEC, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, corresponderão a 1/4 (um quarto) dos padrões anuais.

Para os conjuntos de consumidores, os padrões anuais, trimestrais e mensais de DEC e FEC serão os mesmos da etapa anterior, respeitados os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

No que se refere a FMA e TMA, os correspondente indicadores anuais para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo não deverão ultrapassar as suas próprias médias, referentes aos



anos da etapa de transição, tomando-se os valores anuais obtidos ao término do mês de dezembro de cada um deles.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões anuais adotados durante a etapa de transição, serão mantidos estes últimos também para a etapa de maturidade.

Os padrões mensais de FMA e TMA corresponderão:

- para FMA - a 1,3 vezes o respectivo padrão anual, dividido por 12;
- para TMA - a 1,3 vezes o respectivo padrão anual.

Os padrões anuais e mensais de T90%, para a etapa de maturidade, são as correspondentes médias dos valores de T80% verificados nos três anos da etapa de transição, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo e famílias de redes.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões vigentes durante a etapa de transição, serão mantidos estes últimos também para a etapa de maturidade.

Os padrões mensais de T90% corresponderão a 1,3 vezes os respectivos padrões anuais.

Durante toda a etapa de transição deverão ser apurados os indicadores DEC, FEC, FMA, TMA e T90% para cada uma das redes elementares pertencentes a cada uma das famílias de redes existentes na ELETROPAULO METROPOLITANA.

De posse desses indicadores, deverão ser elaboradas e encaminhadas ao órgão regulador, mensal e trimestralmente, as distribuições acumuladas de frequências de ocorrências para cada um deles, sendo apurados 2 valores - o valor médio e o valor 90%.

Para a etapa de maturidade, os padrões de DEC, FEC, FMA, TMA e T90%, por família, serão expressos por este par de valores, considerando o par mais restritivo dentre:

- o relativo à própria ELETROPAULO METROPOLITANA;
- o relativo ao Estado de São Paulo, a ser determinado pelo órgão regulador, com base nos valores verificados em todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Estado.

c) TAI - Tempo de Atendimento Individual

O Tempo de Atendimento Individual não poderá ultrapassar os seguintes limites:

- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área urbana: 10 horas;
- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área rural: 12 horas;
- consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV: 2 horas.

d) DIC e FIC - Duração e Frequência de Interrupção Individual



Os padrões anuais de DIC e FIC serão apurados através de procedimento estatístico, considerando os índices verificados nos três anos da etapa de transição, não superados por um valor a ser definido pelo órgão regulador, situado entre 98,5% e 99,5% dos consumidores envolvidos, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.

Se os valores apurados forem superiores aos padrões vigentes durante a etapa de transição, serão mantidos estes últimos também para a etapa de maturidade.

Os padrões mensais corresponderão a 0,4 vezes os respectivos padrões anuais.

Os padrões trimestrais serão os menores dentre os seguintes valores:

- 3 vezes os respectivos padrões mensais;
- os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

e) FEV e FDT - Frequência Equivalente de Violação de Tensão e Função Distribuição de Tensão

Também para esta etapa, a fixação de padrões relativos a adequação da tensão de fornecimento, vista de modo coletivo, será decorrente de avaliações a serem realizadas durante as etapas de adaptação e de transição.

Nesta etapa deverá haver convergência para os níveis de tensão adequados. Deste modo, o padrão de FEV será zero.

V - INDICADORES DE QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL

Em todas as etapas de implantação do controle da qualidade do atendimento comercial utilizam-se os mesmos indicadores, indicados a seguir, os quais deverão ser apurados de forma mensal - referidos ao mês anterior, e anual - referidos aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores, sendo encaminhados ao órgão regulador de três em três meses, obedecidos os procedimentos fixados no Apêndice E:

- Tempo médio de ligação nova em baixa tensão;
- Tempo médio de religação em baixa tensão;
- Tempo médio de elaboração de estudos e orçamentação de serviços na rede de distribuição para atendimento a novas ligações ou a alterações de carga;
- Tempo médio de execução de serviços na rede de distribuição, para atendimento a novas ligações ou alterações de carga, após apresentação do projeto e orçamento ao interessado e sua correspondente aprovação e pagamento, quando for o caso;
- Porcentagem de perdas comerciais.

Com base nestes indicadores o órgão regulador poderá fazer comunicados ou auditorias, quando verificar tendência de perda de qualidade ou de ultrapassagem de limites.



VI - PADRÕES DE QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL

Os padrões regulamentares que deverão ser obedecidos estão apresentados nas tabelas a seguir.

Citados padrões serão exigidos nas 2 etapas e seu cumprimento será aferido pelo órgão regulador através de auditorias por ela realizadas ou contratadas, em função das tendências observadas no histórico de indicadores coletados, de resultados desfavoráveis obtidos em pesquisas de opinião e de reclamações formuladas por consumidores.

Os prazos mencionados serão contados a partir do momento da solicitação do consumidor, quando fixados em horas, e a partir da data da solicitação, quando estabelecidos em dias úteis.



tabela VII – padrões individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição

Descrição	Etapa de Adaptação	Etapa de Maturidade
1.a) Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em média tensão, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, de necessidade de construção de ramal subterrâneo ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.	10 dias úteis	5 dias úteis
1.b) Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão, incluindo a vistoria que a aprovar e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, de necessidade de construção de ramal subterrâneo ou de inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.	4 dias úteis	2 dias úteis
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	48 horas	24 horas
3. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos nos itens 1.a e 1.b.	25 dias úteis	15 dias úteis
4. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	30 dias úteis	15 dias úteis
5. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da ELETROPAULO METROPOLITANA, comprovados por análise técnica.	30 dias úteis	20 dias úteis
6. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	10 dias úteis	5 dias úteis
7. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica.	4 horas	4 horas
8. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	4 dias úteis	2 dias úteis



tabela VIII- padrões individuais de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em alta tensão

Descrição	Etapa de Adaptação	Etapa de Maturidade
1. Prazo máximo para a apresentação, ao consumidor, de informações referentes à possibilidade e às condições de atendimento a pedidos de novas ligações, incluindo o tempo necessário para a conclusão de estudos, projetos e orçamentos e os prazos para início e fim de eventuais obras, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento	30 dias úteis	20 dias úteis
2. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	10 dias úteis	5 dias úteis
3. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	4 dias úteis	2 dias úteis

Para avaliação do cumprimento ou não dos padrões estabelecidos nas tabelas VII e VIII não serão considerados os atrasos que ocorrerem devido a providências que dependam do consumidor.



VII - PENALIDADES E OUTRAS OBRIGAÇÕES

VII.1 - Penalidades

Os indicadores controlados nas etapas descritas anteriormente, quando transgredirem os padrões estabelecidos, gerarão penalidades à ELETROPAULO METROPOLITANA, havendo dois grupos de degradação de qualidade:

Grupo 1 Fato violação de padrão de qualidade que afeta um único
- Gerador: consumidor, visto individualmente.

Penalidade: recolhimento, pela ELETROPAULO METROPOLITANA, de multa específica conforme padrão não atendido, a ser paga ao consumidor afetado no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data do registro da ocorrência, podendo ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica.

Grupo 2 Fato violação de padrão de qualidade que afeta um grupo de
- Gerador: consumidores, ou transgressão de outras obrigações descritas.

Penalidade:

- quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto e de serviço, a ELETROPAULO METROPOLITANA recolherá, ao órgão regulador, multa específica conforme padrão não atendido, no prazo máximo de 20 (vinte) dias, a contar da data de notificação formal;
- quando se tratar de violação de padrão de qualidade do atendimento comercial ou transgressão de outras obrigações, o órgão regulador definirá o valor da penalidade conforme a transgressão, devendo ser recolhido pela ELETROPAULO METROPOLITANA no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis após notificação formal.

As penalidades do Grupo 1, especificamente, deixarão de ser aplicadas no caso de acordo formal celebrado entre a ELETROPAULO METROPOLITANA e o consumidor, em que se estabeleçam padrões de qualidade de serviço, produto ou atendimento comercial melhores que os fixados neste documento.

Outras penalidades também poderão ser convencionadas entre os consumidores e a ELETROPAULO METROPOLITANA, de acordo com contratos celebrados entre as partes.

Tais contratos, obrigatoriamente, deverão ser submetidos à homologação do órgão regulador.

A aplicação das penalidades do Grupo 2 para os indicadores DEC, FEC, FMA, TMA e T80% ou T90% considerarão uma tolerância de 10% na observância dos padrões definidos para a 1ª etapa e 5% para a 2ª etapa.



Para DEC e FEC, esta tolerância será ignorada caso os indicadores ultrapassem os limites fixados pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

As penalidades para o descumprimento de padrões de qualidade de serviço e do produto são calculadas com base no faturamento mensal do fornecimento de energia elétrica, realizado pela ELETROPAULO METROPOLITANA para o(s) consumidor(es) afetado(s), majorado através da utilização de um coeficiente que variará entre 10 e 20, a critério do órgão regulador. Neste documento, este coeficiente está apontado como k_{ei} .

VII.2.1 - Penalidades do Grupo 1

Para os indicadores de qualidade de serviço e do produto, serão aplicadas penalidades do Grupo 1 para os casos de descumprimento dos padrões fixados para DIC, FIC, TAI e níveis de tensão.

Somente para consumidores atendidos em média ou alta tensão, serão aplicadas penalidades para os casos de violação dos padrões estabelecidos para níveis de tensão.

Havendo solicitação do consumidor afetado ou do órgão regulador, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá apurar o DIC e o FIC anuais, referidos ao último ano civil e aos últimos 12 meses, bem como o DIC e o FIC mensais e trimestrais, para os mesmos períodos.

Para cada indicador anual, trimestral ou mensal, constatada a ultrapassagem de seu padrão correspondente, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá adotar as providências cabíveis para solução do problema, obedecida a metodologia para condução do assunto contida neste documento.

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá, ainda, calcular e pagar ao consumidor envolvido, valor equivalente à soma das penalidades correspondentes a cada transgressão - mensal, trimestral e anual, para os indicadores DIC e FIC. Nos casos em que a transgressão dos padrões de DIC e FIC tiver o mesmo fato gerador, será aplicada apenas a multa correspondente ao maior valor dentre os apurados através das expressões apresentadas a seguir.

Para efeito do pagamento de penalidades por transgressões de DIC e FIC trimestrais e anuais, serão considerados os trimestres civis e o ano civil, evitando-se duplicidade de pagamento.

A aplicação de penalidades para casos de ultrapassagem do valor padrão de TA, de DIC e FIC mensais, trimestrais e anuais, bem como de Níveis de Tensão, será calculada de acordo com as seguintes expressões:

a) Para o DIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \times DIC_p \times \frac{CM}{730h} \times k_{ei}$$

b) Para o FIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \times DIC_p \times \frac{CM}{730h} \times k_{ei}, \text{ onde}$$

DIC_v = Duração de Interrupção Individual verificada, em horas por período;

DIC_p = Duração de Interrupção Individual padrão, em horas por período;

FIC_v = Frequência de Interrupção Individual verificada, em número de vezes por período;



- FICp = Frequência de Interrupção Individual padrão, em número de vezes por período;
- CM = Média dos importes das contas de fornecimento mensais do consumidor afetado, relativas aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência, em R\$;
- 730h = Número médio de horas no mês;
- k_{ei} = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 20, sendo igual a 10 na 1ª etapa.

Após nova apuração solicitada, se houver reincidência, a ELETROPAULO METROPOLITANA sofrerá aplicação de penalidade adicional, em valor a ser definido pelo órgão regulador, a ser pago obedecido o prazo disposto.

c) Para o TA:

O consumidor que tiver TA - Tempo de Atendimento superior ao padrão TAI - Tempo de Atendimento Individual, será ressarcido pela ELETROPAULO METROPOLITANA como segue:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{\text{TA}}{\text{TAI}} - 1 \right) \times \text{TAI} \times \frac{\text{CM}}{730\text{h}} \times k_{ei}, \text{ onde}$$

- TA = Tempo de Atendimento verificado, em horas;
- TAI = Tempo de Atendimento Individual, em horas;
- CM = Média dos importes das contas de fornecimento mensais do consumidor afetado, relativas aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência, em R\$;
- 730h = Número médio de horas no mês;
- k_{ei} = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 20, sendo igual a 10 na 1ª etapa.

d) Para o nível de tensão:

Somente para os casos de consumidores com fornecimento realizado em média ou alta tensão, constatado o atendimento com nível de tensão inadequado, será aplicada multa à ELETROPAULO METROPOLITANA, em favor do consumidor afetado, calculada com base na seguinte expressão:

$$\text{Penalidade} = T \times \text{CM} \times 2, \text{ onde}$$

- T = Tempo em que a tensão de fornecimento ficou fora dos limites estabelecidos, apurado através de medição, dividido pelo tempo total de medição;
- CM = Média dos importes das contas de fornecimento mensais do consumidor afetado, relativas aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência, em R\$.

Ocorrências de níveis de tensão inferiores a 85% da nominal serão consideradas como interrupções do fornecimento, aplicando-se, neste caso, as penalidades previstas para DIC, FIC, DEC e FEC.

Em todas as expressões apresentadas, entende-se por importe da conta do consumidor afetado o seu valor líquido, referente exclusivamente ao faturamento da energia fornecida, excluídos impostos, taxas e outras cobranças e obrigações.

No caso de transgressão de DIC, FIC, TAI ou nível de tensão, a ELETROPAULO METROPOLITANA terá o prazo de 20 dias para pagamento da penalidade estipulada ao consumidor, podendo esta ser abatida da conta de energia elétrica do cliente. Neste caso, se o valor da penalidade for superior ao valor da conta, as parcelas restantes poderão ser abatidas das contas subsequentes,



corrigidas com base em eventuais atualizações das tarifas de fornecimento aplicáveis ao interessado. Todos os valores deverão ser discriminados nas respectivas contas.

VII.2.2 - Penalidades do Grupo 2

A superação de qualquer um dos padrões de DEC e FEC mensais - correspondentes ao mês anterior, trimestrais - correspondentes ao trimestre civil anterior ou anuais - correspondentes aos doze meses anteriores, bem como de FMA, TMA e TX% mensais ou anuais, implicará em multa aplicável pelo órgão regulador, cujo valor será o maior dentre os valores calculados pelas seguintes expressões:

a) Para DEC e FEC

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{\text{IND}_v}{\text{IND}_p} - k \right) \times \text{DEC}_p \times \frac{\text{FM}}{730h} \times k_{ei}$$

b) Para FMA e TMA

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{\text{IND}_v}{\text{IND}_p} - k \right) \times \text{TMA}_p \times \frac{\text{FM}}{730h} \times k_{ei}$$

c) Para T80% ou T90%

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{\text{IND}_v}{\text{IND}_p} - k \right) \times \text{TX\%}_p \times \frac{\text{FM}}{730h} \times k_{ei}, \text{ onde}$$

IND_v = Indicador verificado:

- DEC ou FEC para a expressão a;
- FMA ou TMA para a expressão b;
- T80% ou T90% para a expressão c;

IND_p = Indicador padrão correspondente a cada expressão de cálculo:

- DEC, FEC, FMA, TMA e T80% ou T90%;

K = 1,10 para a 1ª etapa; 1,05 para a 2ª etapa e 1,00 para a 3ª etapa;

DEC_p = DEC padrão, em horas por período;

TMA_p = TMA padrão, em horas por período;

TX%_p = T80% ou T90% padrão, em horas por período;

FM = Média dos faturamentos mensais referentes aos consumidores do agrupamento afetado, relativos aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência, em R\$;

730h = Número médio de horas no mês;

k_{ei} = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 20, sendo igual a 10 na 1ª etapa.

Para DEC e FEC, em qualquer etapa, o valor de k, indicado nas expressões acima, será igual a 1,00 se os indicadores verificados superarem os limites impostos pela portaria nº 046 do DNAEE.

A apuração de penalidades referentes a transgressões de padrões anuais, será realizada com base nos indicadores verificados ao término de cada ano civil.

As penalidades descritas serão aplicadas em caso de transgressões verificadas para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, bem como para conjuntos de consumidores ou famílias de redes, quando for o caso. Assim, não serão calculadas e aplicadas por Área de Concessão vista de forma individual.

Quinze dias após a aplicação da penalidade, a ELETROPAULO METROPOLITANA comunicará ao órgão regulador as providências que serão adotadas para a eliminação de seu fato gerador. O órgão



regulador avaliará a pertinência das providências, podendo considerar a ELETROPAULO METROPOLITANA reincidente.

d) Para a tensão:

A aplicação de penalidades decorrentes da violação dos padrões de nível de tensão para consumidores atendidos em baixa tensão, considerará agrupamentos de consumidores, tendo, portanto, caráter coletivo. Será fruto da análise do comportamento da FDT - Função Distribuição de Tensão, identificando-se a quantidade de ocorrências de níveis de tensão que se situem fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

Assim, a aplicação de penalidade pela violação de tensão de caráter coletivo será fundamentada em dois fatores:

- na gradualidade da intensidade das sanções, sendo proporcional ao número de ocorrências de tensão fora da faixa adequada e crescente a partir dos limites de tensão adequados, até atingir seu valor máximo, o que ocorrerá quando os níveis de tensão forem iguais ou piores que os limites precários, critério este que garante uma certa tolerância a pequenos desvios;
- no montante da carga afetada.

Para considerar esses dois fatores, a penalidade será calculada pelo somatório dos produtos dos valores da FDT - Função Distribuição de Tensões, envolvendo somente os consumidores incluídos na FEV, referentes a cada intervalo de 1% da tensão nominal, pelos valores de outra função, denominada FCIT - Função Custo da Imperfeição da Tensão, cujo valor cresce na medida em que se afasta da faixa de tensões adequadas.

A operacionalização desses cálculos exige que sejam publicados pelo órgão regulador, periodicamente, os valores da FCIT - Função Custo da Imperfeição de Tensão para cada um dos agrupamentos de consumidores.

A título de exemplo, considere-se uma amostra de 1.000 consumidores, sendo que para cada consumidor são previstas 432 medições, correspondentes a 3 (três) dias de medição em intervalos de 10 (dez) minutos, o que resultaria em um total de 432.000 medições.

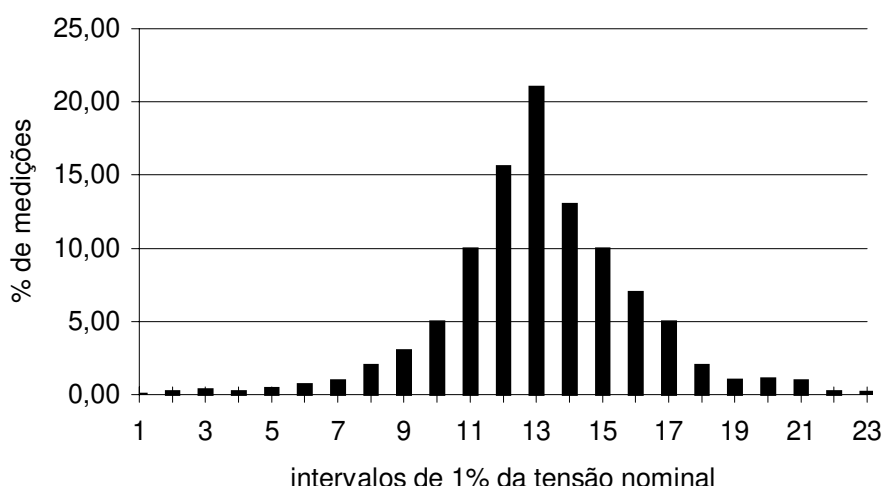
As medições obtidas seriam configuradas em uma função de distribuição, apresentada abaixo, dando origem a uma primeira FDT:

1)	0,04	% das medições com tensão inferior a 86% da tensão nominal
2)	0,24	% das medições com tensão entre 86 % e 87 % da tensão nominal
3)	0,36	% das medições com tensão entre 87 % e 88 % da tensão nominal
4)	0,20	% das medições com tensão entre 88 % e 89 % da tensão nominal
5)	0,44	% das medições com tensão entre 89 % e 90 % da tensão nominal
6)	0,72	% das medições com tensão entre 90 % e 91 % da tensão nominal
7)	0,96	% das medições com tensão entre 91 % e 92 % da tensão nominal
8)	2,00	% das medições com tensão entre 92 % e 93 % da tensão nominal
9)	3,00	% das medições com tensão entre 93 % e 94 % da tensão nominal
10)	5,00	% das medições com tensão entre 94 % e 95 % da tensão nominal
11)	10,00	% das medições com tensão entre 95 % e 96 % da tensão nominal
12)	15,60	% das medições com tensão entre 96 % e 97 % da tensão nominal



13)	21,00	% das medições com tensão entre 97 % e 98 % da tensão nominal
14)	13,00	% das medições com tensão entre 98 % e 99 % da tensão nominal
15)	10,00	% das medições com tensão entre 99 % e 100 % da tensão nominal
16)	7,00	% das medições com tensão entre 100 % e 101 % da tensão nominal
17)	5,00	% das medições com tensão entre 101 % e 102 % da tensão nominal
18)	2,00	% das medições com tensão entre 102 % e 103 % da tensão nominal
19)	1,00	% das medições com tensão entre 103 % e 104 % da tensão nominal
20)	1,08	% das medições com tensão entre 104 % e 105 % da tensão nominal
21)	0,96	% das medições com tensão entre 105 % e 106 % da tensão nominal
22)	0,24	% das medições com tensão entre 106 % e 107 % da tensão nominal
23)	0,16	% das medições com tensão superior a 107% da tensão nominal.

Distribuição de Tensões para 432.000 Medições



A diretriz que orienta o controle dos níveis de tensão é a vigilância sobre o comportamento da FDT - Função Distribuição de Tensão, identificando-se a quantidade de ocorrências de tensão que se situem fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

Deste modo, o primeiro conjunto de pontos da planilha acima representa 0,04% do universo de medições, de forma que 172 medições apresentaram valores inferiores a 86% da tensão nominal.

Admitindo-se, neste exemplo, que o sistema considerado é trifásico - 220/127 V e que todas as medições correspondem a valores de fase, cerca de 2% das tensões medidas estão abaixo do limite adequado inferior e 2,44% estão acima do limite adequado superior.

Mesmo sendo possível que mais consumidores apresentassem alguns valores de tensão medida fora dos limites adequados, considerou-se que apenas para 64 consumidores foram verificados 5 (cinco) ou mais níveis de tensão fora dos limites adequados.

Neste caso a FEV vale:

$$FEV = \frac{n^{\circ} \text{ de consumidores com desvio}}{n^{\circ} \text{ de consumidores medidos}} \times 100 = \frac{64}{1000} \times 100 = 6,4\%.$$

Uma segunda FDT, que é a base para avaliação de penalidades, deve ser construída apenas com esses 64 consumidores, referida sempre, porém, ao universo total de medições. Esta FDT exclui casos de consumidores que sofreram variações momentâneas de tensão em função de variações bruscas de cargas.

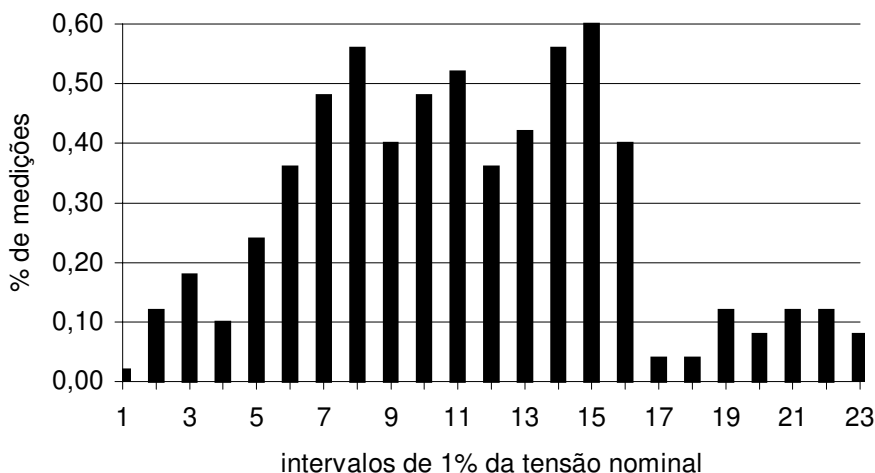


Considerando que as medições de tensão devem ser realizadas por aparelhos digitais, em intervalos de 10 minutos e períodos mínimos de 72 horas, o órgão regulador fixará um critério estatístico para definir que parcela do tempo pode ser atribuída a variações momentâneas de tensão ocasionadas por alterações bruscas de carga, previstas no artigo 6, inciso I da portaria nº 047 do DNAEE. Para a etapa de adaptação, serão consideradas variações de tensão momentâneas aquelas que tiverem uma probabilidade de ocorrência menor ou igual a 1%.

Neste exemplo, a segunda FDT tem 27.648 pontos medidos - 432 medições para cada um dos 64 consumidores envolvidos, assim distribuídos:

- 1) 0,02 % das medições com tensão inferior a 86% da tensão nominal
- 2) 0,12 % das medições com tensão entre 86 % e 87 % da tensão nominal
- 3) 0,18 % das medições com tensão entre 87 % e 88 % da tensão nominal
- 4) 0,10 % das medições com tensão entre 88 % e 89 % da tensão nominal
- 5) 0,24 % das medições com tensão entre 89 % e 90 % da tensão nominal
- 6) 0,36 % das medições com tensão entre 90 % e 91 % da tensão nominal
- 7) 0,48 % das medições com tensão entre 91 % e 92 % da tensão nominal
- 8) 0,56 % das medições com tensão entre 92 % e 93 % da tensão nominal
- 9) 0,40 % das medições com tensão entre 93 % e 94 % da tensão nominal
- 10) 0,48 % das medições com tensão entre 94 % e 95 % da tensão nominal
- 11) 0,52 % das medições com tensão entre 95 % e 96 % da tensão nominal
- 12) 0,36 % das medições com tensão entre 96 % e 97 % da tensão nominal
- 13) 0,42 % das medições com tensão entre 97 % e 98 % da tensão nominal
- 14) 0,56 % das medições com tensão entre 98 % e 99 % da tensão nominal
- 15) 0,60 % das medições com tensão entre 99 % e 100 % da tensão nominal
- 16) 0,40 % das medições com tensão entre 100 % e 101 % da tensão nominal
- 17) 0,04 % das medições com tensão entre 101 % e 102 % da tensão nominal
- 18) 0,04 % das medições com tensão entre 102 % e 103 % da tensão nominal
- 19) 0,12 % das medições com tensão entre 103 % e 104 % da tensão nominal
- 20) 0,08 % das medições com tensão entre 104 % e 105 % da tensão nominal
- 21) 0,12 % das medições com tensão entre 105 % e 106 % da tensão nominal
- 22) 0,12 % das medições com tensão entre 106 % e 107 % da tensão nominal
- 23) 0,08 % das medições com tensão superior a 107% da tensão nominal.

Distribuição de Tensões para 27.648 Medições



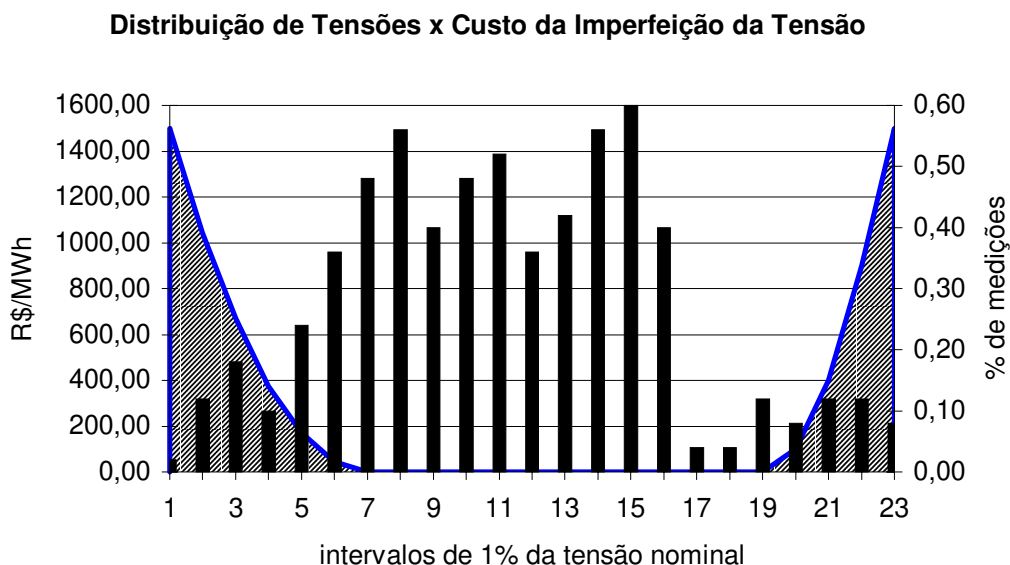
Admitindo-se, neste exemplo, que a Função Custo de Imperfeição de Tensão seja expressa pelos seguintes valores:

1500 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão inferior a 86% da tensão nominal,
		com	
1042 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 86 % e 87 % da nominal,
		com	
670 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 87 % e 88 % da nominal,
		com	
375 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 88 % e 89 % da nominal,
		com	
170 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 89 % e 90 % da nominal,
		com	
45 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 90 % e 91 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 91 % e 92 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 92 % e 93 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 93 % e 94 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 94 % e 95 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 95 % e 96 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 96 % e 97 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 97 % e 98 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 98 % e 99 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 99 % e 100 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 100 % e 101 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 101 % e 102 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 102 % e 103 % da nominal,
		com	
0 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 103 % e 104 % da nominal,
		com	
100 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 104 % e 105 % da nominal,
		com	
400 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 105 % e 106 % da nominal,
		com	
900 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão entre 106 % e 107 % da nominal
		com	e
1500 R\$/MWh	para a	% das	medições tensão superior a 107% da tensão
		com	nominal,



para efeito de penalidades, a FDT calculada considerando apenas os valores das medições dos consumidores com níveis de tensão inadequados, será associada à FCIT.

A figura a seguir ilustra esse procedimento:



O índice que determinará se houve degradação da tensão será o produto da segunda FDT pela FCIT - Função Custo de Imperfeição de Tensão:

% de medições com tensão abaixo de 86% da tensão nominal x 1.500,00 R\$/MWh +
 % de medições com tensão entre 86% e 87% da tensão nominal x 1.042,00 R\$/MWh +
 % de medições com tensão entre 87% e 88% da tensão nominal x 670,00 R\$/MWh +
 % de medições com tensão entre 88% e 89% da tensão nominal x 375,00 R\$/MWh +
 % de medições com tensão entre 89% e 90% da tensão nominal x 170,00 R\$/MWh +
 % de medições com tensão entre 90% e 91% da tensão nominal x 45,00 R\$/MWh +
 % das medições com tensão entre 104% e 105% da tensão nominal x 100,00 R\$/MWh +
 % das medições com tensão entre 105% e 106% da tensão nominal x 400,00 R\$/MWh +
 % das medições com tensão entre 106% e 107% da tensão nominal x 900,00 R\$/MWh +
 % das medições com tensão superior a 106% x 1.500,00 R\$/MWh =

$0,02\% \times 1.500,00 \text{ R\$/MWh} + 0,12\% \times 1.042,00 \text{ R\$/MWh} + 0,18\% \times 670,00 \text{ R\$/MWh} +$
 $0,10\% \times 375,00 \text{ R\$/MWh} + 0,24\% \times 170,00 \text{ R\$/MWh} + 0,36\% \times 45,00 \text{ R\$/MWh} +$
 $0,08\% \times 100,00 \text{ R\$/MWh} + 0,12\% \times 400,00 \text{ R\$/MWh} + 0,12\% \times 900,00 \text{ R\$/MWh} +$
 $0,08\% \times 1.500,00 \text{ R\$/MWh} = 6,54 \text{ R\$/MWh}.$

No último ano da primeira etapa será definido o padrão referencial de atendimento dos níveis de tensão, avaliando-se a FEV, as duas FDT's e o produto da segunda FDT pela FCIT.

Ainda apenas como ilustração, se os valores do exemplo forem os verificados no último ano da primeira etapa, os padrões para a etapa de transição seriam:

FEV = 6,4%

FDT x FCIT = R\$ 6,54 por MWh.



Em outras palavras, na segunda etapa o FEV deveria ser igual ou inferior a 6,4% e o produto da FDT - considerando-se apenas os consumidores que definiram o numerador da expressão de cálculo da FEV - pela FCIT não poderia superar a R\$ 6,54 por MWh.

Caso o novo valor do produto citado seja de R\$ 8,54 por MWh, a diferença de R\$ 2,00 por MWh será o referencial para cálculo e aplicação da penalidade correspondente, que serão realizados ao final de cada ano civil, a partir da etapa de transição.

Em uma concessionária que possua um montante de carga atendida em baixa tensão equivalente a 6.000.000 MWh/ano, a penalidade anual devida a esta perda de qualidade será de:

$$\text{R\$ 2,00 por MWh} \times 6.000.000 \text{ MWh} = \text{R\$ 12.000.000,00.}$$

Já na terceira etapa, finalmente, o produto da FDT pela FCIT e a FEV deverão ser iguais a zero, sendo a penalidade calculada pela expressão:

$$\text{Penalidade} = \text{FDT} \times \text{FCIT} \times \text{Consumo Anual das Cargas atendidas em Baixa Tensão.}$$

VII.3 - Penalidades para o descumprimento de Padrões de Qualidade do Atendimento Comercial

VII.3.1 - Penalidades do Grupo 1

Para os itens de qualidade do atendimento comercial, as penalidades do Grupo 1, referentes ao descumprimento de padrões que afetam um consumidor individualmente, serão calculadas de acordo com a expressão seguinte:

$$\text{Penalidade} = [\text{INT} \left(\frac{\text{IND}_v}{\text{IND}_p} \right)] \times \text{VUP} \times \text{MFA, onde:}$$

- INT = Parte inteira do resultado da operação indicada entre parênteses;
- IND_v = Valor do indicador verificado para os itens constantes nas tabelas de padrões;
- IND_p = Padrão estabelecido para os itens constantes nas mesmas tabelas;
- VUP = Valor unitário para cada transgressão de padrão, conforme tabelas abaixo, em %;
- MFA = Milésima parte do faturamento anual da ELETROPAULO METROPOLITANA, relativo ao ano civil anterior à data da infração.



tabela IX- penalidades do grupo 1 para padrões de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em tensão de distribuição

Descrição	VUP (%)
1.a) Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em média tensão, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, de necessidade de construção de ramal subterrâneo ou inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.	0,00360
1.b) Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em baixa tensão, incluindo a vistoria que a aprovar e excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, de necessidade de reforma ou ampliação da rede, de necessidade de construção de ramal subterrâneo ou inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.	0,00036
2. Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	0,00036
3. Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, orçamentos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação não cobertos nos itens 1.a e 1.b.	0,00360
4. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	0,00360
5. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da ELETROPAULO METROPOLITANA, comprovados por análise técnica.	0,01200
6. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	0,00120
7. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica.	0,00036
8. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	0,00036



tabela X- penalidades do grupo 1 para padrões de qualidade do atendimento comercial, para consumidores atendidos em alta tensão

Descrição	VUP (%)
1. Prazo máximo para a apresentação, ao consumidor, de informações referentes à possibilidade e às condições de atendimento a pedidos de novas ligações, incluindo o tempo necessário para a conclusão de estudos, projetos e orçamentos e os prazos para início e fim de eventuais obras, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento	0,036000
2. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	
3. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	

Também neste caso, a ELETROPAULO METROPOLITANA terá o prazo de 20 dias para pagamento da penalidade estipulada ao consumidor, podendo esta ser abatida da conta de energia elétrica do cliente. Se o valor da penalidade for superior ao valor da conta, as parcelas restantes poderão ser abatidas das contas subsequentes, corrigidas com base em eventuais atualizações das tarifas de fornecimento aplicáveis ao interessado. Todos os valores deverão ser discriminados nas respectivas contas.

Cada uma das multas apuradas, como exposto, será arredondada para o correspondente valor inteiro imediatamente superior.

VII.4 - Outras Obrigações da ELETROPAULO METROPOLITANA

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá cumprir as seguintes obrigações adicionais:

- deixar disponível a legislação referente às condições gerais de fornecimento de energia elétrica em todos pontos de atendimento ao público, para conhecimento e consulta pelos interessados;
- realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos específicos previstos na regulamentação;
- fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à ELETROPAULO METROPOLITANA, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados;
- informar verbalmente ao consumidor, quando o pedido de serviços for realizado através de atendimento telefônico, os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados, além de identificação do atendente e número do protocolo de atendimento;
- manter registros de reclamações dos consumidores, à disposição dos interessados;
- responder a toda consulta ou reclamação formulada por seus clientes, obedecido o prazo máximo de 10 dias úteis;



- g) nos casos de reforma e/ou extensão de redes de distribuição de energia elétrica, não utilizar padrões construtivos diferentes dos adotados nas redes já implantadas em cada respectivo logradouro, salvo se para melhoria ou modernização das condições de atendimento aos consumidores, sem prejuízo das características urbanísticas ou ambientais existentes;
- h) submeter à aprovação do órgão regulador, até o final do mês de setembro de cada ano, plano de inspeção e de aferição programada de equipamentos de medição instalados nas unidades de consumo existentes;
- i) fornecer ao órgão regulador, até o final do mês de janeiro de cada ano, os resultados das inspeções e aferições programadas de que trata o item acima, referentes ao ano imediatamente anterior;
- j) dar ciência aos consumidores envolvidos, com a antecedência devida, sobre as interrupções programadas no fornecimento de energia elétrica, através de meios eficazes de comunicação.

Além das obrigações acima indicadas e dos procedimentos contidos neste documento, apresentam-se a seguir outras providências que deverão ser rigorosamente cumpridas pela ELETROPAULO METROPOLITANA:

a) Quanto aos indicadores coletivos DEC e FEC

Sempre que ocorrer ultrapassagem dos padrões exigidos, a ELETROPAULO METROPOLITANA terá que, no prazo máximo de 180 dias a contar da data do recebimento de notificação, efetivamente solucionar o problema.

Até 30 dias da referida notificação, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá informar ao órgão regulador a data de conclusão das providências a serem adotadas, descrevendo as causas e a programação das ações previstas.

b) Quanto aos indicadores individuais DIC e FIC

Sempre que houver reclamações de consumidores individuais ou por solicitação do órgão regulador, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá proceder da seguinte forma:

- num prazo máximo de 30 dias da data do recebimento da reclamação, enviar carta resposta ao reclamante, contendo o resultado da apuração;
- caso a apuração demonstre violação do padrão estabelecido, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá, dentro de prazo acordado com o consumidor e que não poderá superar 180 dias contados a partir da emissão da carta citada no item anterior, efetivamente solucionar o problema;
- a apuração de DIC e FIC não acarretará qualquer ônus ao consumidor envolvido ou ao órgão regulador, sendo todos os custos decorrentes desta atividade assumidos pela ELETROPAULO METROPOLITANA.

c) Quanto aos níveis de tensão

O prazo para resposta a uma solicitação de medição da tensão de fornecimento, através de correspondência escrita com fornecimento dos resultados da medição, é de 30 (trinta) dias, a contar do recebimento da solicitação.



O prazo para a tomada de providências, realização de novas medições e envio de correspondência ao solicitante comunicando a correção da irregularidade, quando se constatar inadequação da tensão, é de:

- (noventa) dias após recebimento da solicitação, quando for constatado que as tensões medidas estão fora dos limites precários;
- (cento e oitenta) dias, quando for constatado que as tensões medidas estão fora dos limites adequados mas dentro dos limites precários.

Até 30 dias da constatação da ocorrência, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá informar ao órgão regulador a data de conclusão das providências a serem adotadas, descrevendo as causas e a programação das ações previstas.

Os resultados das medições, inclusive relatórios gerados por equipamento de medição em forma de gráfico ou de planilha, devem ser arquivados pela ELETROPAULO METROPOLITANA pelo prazo de 3 (três) anos.

Após a tomada de providências para trazer os níveis de tensão para dentro dos limites adequados, uma nova medição deve ser realizada, sendo o solicitante convidado para acompanhá-la, com um prazo de, pelo menos, 48 horas de antecedência.

São ainda obrigações da ELETROPAULO METROPOLITANA:

a) a realização de pesquisas periódicas de satisfação de consumidores

As pesquisas deverão abordar a satisfação dos consumidores com respeito, dentre outros, aos seguintes aspectos:

- Frequência e duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica;
- Qualidade do produto - nível de tensão, variações de tensão, interferências e qualidade da forma de onda;
- Atendimento pessoal e ou telefônico comercial e de emergência, em termos de disponibilidade do serviço, atenção, presteza e eficiência;
- Serviços prestados pela ELETROPAULO METROPOLITANA, tais como ligação, religação, leitura de medidores, entrega de contas, orçamentos para extensões de rede;
- Orientações obrigatórias feitas pela ELETROPAULO METROPOLITANA sobre o uso seguro e adequado da energia elétrica;
- Esclarecimentos obrigatórios sobre direitos e deveres dos consumidores;
- Serviço de iluminação pública;
- Imagem institucional da ELETROPAULO METROPOLITANA;
- Tarifas de fornecimento e taxas de serviços;



- Notificações sobre interrupções programadas.

Para consumidores atendidos em alta tensão, tendo em vista o universo restrito destes consumidores, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá avaliar anualmente, dentre outras, as seguintes informações, através de questionário especial encaminhado a todos eles:

- Frequência e duração das interrupções;
- Qualidade do produto - nível de tensão, variações de tensão, interferências e qualidade de forma de onda;
- Atendimento comercial e de emergência;
- Esclarecimentos obrigatórios da ELETROPAULO METROPOLITANA;
- Tarifas de fornecimento.

Compiladas as respostas, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá encaminhar relatório específico ao órgão regulador.

- b) elaboração e encaminhamento de relatórios de acidentes, de programas especiais, de mercado e faturamento e relatórios específicos

Esses relatórios serão obrigatórios e deverão ser enviados periodicamente ou quando solicitados pelo órgão regulador. Visam permitir que o órgão regulador analise o desempenho da ELETROPAULO METROPOLITANA no que se refere a:

- **Acidentes**

- Empregados acidentados no ano, inclusive os de empresas contratadas, com indicação, no mínimo, de causas e níveis de gravidade dos acidentes ocorridos;
- Acidentes com terceiros envolvendo a rede de energia elétrica, com indicação de respectivas causas e níveis de gravidade, bem como de ações corretivas nos casos de inadequação de instalações da ELETROPAULO METROPOLITANA;
- Campanhas preventivas sobre acidentes no uso de energia elétrica;
- Pedidos de Indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela ELETROPAULO METROPOLITANA.

Este relatório será encaminhado anualmente ao órgão regulador.

- **Programas Especiais**

- Conservação de energia elétrica;



- Programas/Atendimentos sociais, como a desempregados, consumidores de baixa renda, aposentados, entidades sem fins lucrativos, eletrificação rural, dentre outros;
- Pesquisa e desenvolvimento em sistemas comerciais e em tecnologia.

Este relatório será encaminhado anualmente ao órgão regulador.

• Mercado e Faturamento

- Número de consumidores atendidos, energia vendida e valores faturados, a cada mês, por categoria de consumo, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo e conjuntos de consumidores.

Este relatório será encaminhado trimestralmente ao órgão regulador.

• Relatórios Específicos

A critério do órgão regulador poderão ser solicitados relatórios sobre temas específicos. O ônus da elaboração desses relatórios extraordinários fica a cargo da ELETROPAULO METROPOLITANA.

No que diz respeito aos consumidores atendidos em alta tensão, ao suprimento de energia e ao planejamento de obras na sua rede de alta tensão, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá enviar ao órgão regulador, anualmente, os seguintes relatórios:

- Relação de clientes em alta tensão destacando:
 - vigência dos contratos;
 - tipo de contrato - com ou sem fornecimento energético;
 - grandezas contratadas - potência e energia;
 - níveis de qualidade do produto, serviço e atendimento contratados, caso sejam diferentes dos padrões mínimos;
 - tarifas contratuais.
- Relação dos contratos de suprimento e de transporte firmados com outras concessionárias ou produtores independentes:
 - vigência dos contratos;
 - grandezas contratadas - demandas, energias;
 - tarifas contratuais.
- Planejamento de obras:
 - relação das obras e dos investimentos previstos para os próximos 5 anos nas redes de alta tensão.

VII.5 - Penalidades para o Descumprimento de Prazos e Outras Obrigações da ELETROPAULO METROPOLITANA



Haverá aplicação de multa à ELETROPAULO METROPOLITANA em valor a ser definido pelo órgão regulador, cada vez que for constatado o descumprimento de qualquer uma das suas obrigações citadas no item anterior, bem como qualquer um dos prazos estipulados neste documento, para resposta a reclamações e ou solução de inadequações de qualidade de produto, serviço ou atendimento comercial detectadas.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

APÊNDICE A

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DOS INDICADORES REFERENTES AO NÍVEL DE TENSÃO

1 - OBJETIVO

Estabelecer diretrizes para a coleta, apuração e envio dos indicadores referentes ao nível de tensão nos pontos de entrega de energia aos consumidores.

2 - TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

Para efeito dessa regulamentação são estabelecidos os seguintes conceitos:

TENSÃO MEDIDA

É a média dos valores das tensões eficazes obtidas por medição em um intervalo de tempo de 10 minutos, no ponto de entrega de um consumidor, com período de amostragem de, no máximo, 1 minuto.

TENSÃO NOMINAL

É uma tensão eficaz fixada como base para um sistema de energia elétrica.

TENSÃO MEDIDA MÁXIMA E MÍNIMA

São, respectivamente, as tensões eficazes, máxima e mínima, medidas, em um período de medição pré-determinado, conforme procedimento específico indicado neste texto.

CLASSES DE ATENDIMENTO EM FUNÇÃO DA TENSÃO NOMINAL

Os consumidores são classificados nas seguintes classes de atendimento em função da tensão nominal:

- Consumidores de Baixa Tensão para atendimentos com tensão nominal até 1000 V;
- Consumidores de Média Tensão para atendimentos com tensão nominal superior a 1000 V e inferior a 69 kV
- Consumidores de Alta Tensão para atendimentos com tensão nominal igual ou superior a 69 kV

TENSÃO DE FORNECIMENTO

É a tensão eficaz fixada pela ELETROPAULO METROPOLITANA, em contrato de fornecimento de energia elétrica, para cada consumidor atendido em média tensão.



LIMITES PRECÁRIOS DE TENSÃO MEDIDA

São os limites admissíveis para tensão eficaz medida, máxima e mínima, para condições provisórias de funcionamento do sistema.

Os limites precários estão indicados na tabela abaixo e são admitidos apenas para os consumidores atendidos em baixa tensão. São admitidas tensões eficazes precárias:

- Quando o nível de tensão estiver em fase de correção.
- Em caso de ações de manutenção, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

LIMITES ADEQUADOS DE TENSÃO MEDIDA

São os limites admissíveis para tensão eficaz medida máxima e mínima, para as condições permanentes de funcionamento do sistema. Os valores adequados de tensão eficaz são indicados a seguir:

LIMITES ADEQUADOS PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM MÉDIA TENSÃO

A tensão de fornecimento deverá situar-se na faixa entre mais 5% e menos 5% da tensão nominal e, ainda, coincidir com uma das relações de transformação previamente exigida ou recomendada para o(s) transformador(es) do consumidor.

Os limites adequados para a tensão deverão ser de mais 5% e menos 7,5% em relação à tensão de fornecimento.

LIMITES ADEQUADOS PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM BAIXA TENSÃO

A tabela a seguir apresenta os limites máximos e mínimos para tensão de fornecimento aos consumidores ligados à rede secundária, para faixas de valores considerados adequados e precários.

limites máximos e mínimos para tensões eficazes adequadas e precárias para consumidores atendidos em baixa tensão

Tensão (Volts)		Limites Adequados de Variação (Volts)		Limites Precários de Variação (Volts)	
Sistema	Nominal	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Trifásico	208/120	194/112	224/129	-	-
Trifásico	220/127	201/116	229/132	189/109	233/135
Trifásico	380/220	348/201	396/229	327/189	403/233
Monofásico	230/115 ⁽¹⁾	212/106	242/121	206/103	254/127
Monofásico	240/120 ⁽¹⁾	216/108	250/125	206/103	254/127
Monofásico	254/127	232/116	264/132	218/109	270/135
Monofásico	440/220	402/201	458/229	378/189	466/233

⁽¹⁾ Tensões não padronizadas

LIMITES ADEQUADOS PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM ALTA TENSÃO

Os limites adequados se situam entre mais e menos 5% das tensões nominais do sistema.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Neste caso, se o evento que acarretar o desvio dos níveis de tensão para fora dos limites adequados for de natureza programada, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá avisar os consumidores com antecedência de 72 horas. Em caso de natureza accidental, em que não seja possível realizar a comunicação prévia acima mencionada, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá fazê-la depois da realização das ações necessárias para normalização da rede.

UNIVERSO DE APURAÇÃO DOS INDICADORES

A apuração dos níveis de tensão deve ser realizada individualmente, para qualquer consumidor, desde que seja solicitado pelo consumidor ou pelo órgão regulador.

A apuração dos indicadores coletivos FEV e FDT deve ser realizada considerando como universo todos os consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA faturados com tarifas do Grupo B, excluindo-se a iluminação pública.

No caso da ELETROPAULO METROPOLITANA vir a ser subdividida, deverão ser realizadas medições de tensão em um número tal de consumidores de forma a complementar as medições já efetuadas, atingindo-se a amostra mínima estabelecida.

AMOSTRA

A apuração dos valores dos indicadores coletivos FEV e FDT será realizada com base em uma amostra a ser definida pelo órgão regulador.

Para a primeira etapa esta amostra deverá conter 250 consumidores por trimestre, totalizando 1000 a cada ano civil.

PERÍODO DE APURAÇÃO DO FEV E FDT

A apuração dos indicadores FEV e FDT será trimestral, para cada um dos trimestres civis.

PERÍODO DE MEDIÇÃO DOS VALORES DE TENSÃO EFICAZ

Trata-se do período de registro dos valores eficazes de tensão medida no ponto de entrega de energia a um consumidor.

Durante a primeira etapa, os período de cada medição definidos pelo órgão regulador são diferentes para:

- Atendimento a Reclamações de Tensão - 168 horas consecutivas, independentemente da tensão de fornecimento. Desde que justificado, o solicitante poderá optar pela data e hora de início das medições.
- Apuração de Indicadores Coletivos - Durante a etapa de adaptação a apuração será realizada durante 3 dias úteis consecutivos, de forma que, caso o aparelho de medição permaneça instalado durante finais de semana ou feriados, as medições desses períodos não serão consideradas no cálculo dos indicadores. Nas etapas subsequentes, o período de apuração poderá ser estendido para até 7 dias consecutivos.



Nos casos em que características de sazonalidade da carga envolvida justifiquem, o órgão regulador poderá determinar outros períodos para tais medições.

FEV - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO

É definida como sendo a razão entre o número de consumidores faturados com tarifas do Grupo B, cuja tensão se encontra fora dos limites admissíveis, e número total de consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA, faturados com tarifas do Grupo B, independentemente da tensão de fornecimento.

Para a apuração deste indicador será utilizada a amostra do universo de consumidores definida acima e no item 4.2.

Após a medição dos valores de tensão nos consumidores desta amostra o FEV deve ser calculado pela expressão:

$$FEV = \frac{n_{cf}}{n_{ct}} \times 100, \text{ onde}$$

n_{cf} = número de consumidores da amostra, que se encontram com tensão medida fora dos limites adequados, em período superior a 1% do período de medição.

n_{ct} = número total de consumidores da amostra.

FDT - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO

É uma função que apresenta a distribuição de ocorrências de níveis de tensão, obtidas através de medição apropriada, considerando intervalos de amplitude igual a 1% da tensão nominal. Objetiva identificar de modo geral como está nível da tensão de atendimento e particularmente a quantidade de tensões medidas que se situa fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

Esta função deve ser obtida considerando os seguintes conjuntos de consumidores da amostra:

- todos os consumidores da amostra;
- apenas os consumidores da amostra que se encontram com tensão medida fora dos limites adequados, em período superior a 1% do período de medição.

FCIT - FUNÇÃO CUSTO DE IMPERFEIÇÃO DE TENSÃO

Trata-se de uma função, que periodicamente será estabelecida pelo órgão regulador que indica o custo que será imposto para atendimento com nível de tensão fora dos limites adequados.

O custo da imperfeição da tensão será zero para atendimento em limites adequados e crescente a medida que se afastar dos limites adequados, atingindo seu valor máximo quando de atendimentos com níveis de tensão iguais ou mais desfavoráveis que os limites precários.



3 - ESPECIFICAÇÃO MÍNIMA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

- Faixa de medição de 80 a 1.000 V;
- Equipamento eletrônico com memória de massa;
- Medição dos valores RMS verdadeiros;
- Precisão $\pm 1\%$ da leitura.

Estes equipamentos deverão conter laudo com relatório de aferição emitido por entidade homologada pelo INMETRO.

4 - PROCEDIMENTOS PARA MEDIÇÃO E CONTROLE

4.1 - PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DIRETA DAS TENSÕES INDIVIDUAIS DE UM CONSUMIDOR

4.1.1 - SITUAÇÕES QUE OCASIONAM MEDIÇÕES DE TENSÕES INDIVIDUAIS DE UM CONSUMIDOR

As ocasiões em que a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá verificar os níveis de tensão individual de um consumidor são as seguintes:

- a) Sempre que houver uma solicitação, feita pelo órgão regulador, para verificação dos níveis de tensão no ponto de entrega de um determinado consumidor;
- b) Sempre que houver uma solicitação do consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. Por este motivo a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá disponibilizar meios específicos para este fim.

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá dispor de formulários específicos para acatar a solicitação de reclamação de tensão.

Nos dois casos, a ELETROPAULO METROPOLITANA, num prazo mínimo de 48 horas antes do início da medição, deverá informar ao solicitante, para que o mesmo tenha a opção de acompanhá-la.

A ELETROPAULO METROPOLITANA deve obedecer os prazos de resposta tratados no item 5.

4.1.2 - PONTO DE MEDIÇÃO

As medições de tensão deverão ser realizadas no ponto de entrega de energia elétrica

4.1.3 - MODO DE MEDIÇÃO



Havendo neutro na ligação do consumidor, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável, quando for o caso. Não havendo neutro devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável quando for o caso.

4.1.4 - RESULTADOS DA VERIFICAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO INDIVIDUAIS

Os resultados das medições deverão ser informados ao solicitante, com o fornecimento dos gráficos e/ou planilhas de dados emitidos pelo aparelho, se for manifestado interesse pelo mesmo.

Após a ELETROPAULO METROPOLITANA realizar a medição, três resultados poderão ocorrer:

- a) os níveis de tensão do consumidor se encontram dentro dos limites adequados;
- b) os níveis de tensão do consumidor se encontram dentro dos limites precários mas fora dos limites adequados;
- c) os níveis de tensão do consumidor se encontram fora dos limites precários.

No primeiro caso, a ELETROPAULO METROPOLITANA simplesmente informa os resultados ao órgão regulador ou ao consumidor, sendo facultada a cobrança dos custos da medição, de acordo com a legislação vigente. Estes custos deverão ser informados ao consumidor no momento da solicitação da medição.

No segundo e terceiro casos, para que seja considerado que o consumidor esteja sendo atendido com níveis de tensão fora dos limites - adequados ou precários, a soma dos períodos em que a tensão medida fica fora dos limites deverá ser de, pelo menos, 1% do período total de medição. Nesta situação, os custos das medições são de responsabilidade da ELETROPAULO METROPOLITANA.

Caso o solicitante discorde do resultado apresentado pela ELETROPAULO METROPOLITANA, deverão ser obedecidos os procedimentos a seguir:

- a) Se o solicitante da primeira medição for o órgão regulador, ela poderá determinar a repetição das medições ou indicar terceiros para efetuar-las, podendo a ELETROPAULO METROPOLITANA acompanhar as medições;
- b) Se o solicitante da primeira medição for o consumidor, ele poderá solicitar que a ELETROPAULO METROPOLITANA refaça a medição ou recorrer ao órgão regulador.

Se o resultado da segunda medição conduzir às mesmas conclusões que as da primeira, os custos da segunda medição correm por conta do consumidor. Caso contrário, os custos serão assumidos pela ELETROPAULO METROPOLITANA, havendo obrigatoriedade de devolução dos custos da primeira medição, eventualmente cobrados.

4.2 - PROCEDIMENTOS PARA APURAÇÃO DA FEV - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO E DA FDT - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO

4.2.1 - ESTABELECIMENTO DA AMOSTRA

Para acompanhamento e formação de padrão, já a partir do último ano da etapa de adaptação a FEV e a FDT deverão ser apuradas a cada trimestre civil, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.



Devido à inviabilidade de se obter a FEV e a FDT através de medição em todos os pontos de ligações de consumidores faturados com tarifas do Grupo B, esse indicador deverá ser obtido de forma estatística, através de medições de uma amostra representativa da população.

Esta amostra está fixada, para a primeira etapa, em 1.000 consumidores por ano. Nas etapas posteriores serão fixados valores entre 1.000 e 2.500 consumidores por ano.

A amostra trimestral de consumidores, objeto de medição de tensão para cálculo da FEV e apuração da FDT, equivale a 1/4 da amostra anual, isto é, 250 unidades de consumo.

Nas amostras não poderão estar presentes aqueles consumidores que estiverem em processo de medição ou de correção dos níveis de tensão.

4.2.2 - PONTO DE MEDIÇÃO

Para obtenção da FEV e da FDT as medições deverão ser efetuadas no ponto de entrega dos consumidores aleatoriamente escolhidos. Na impossibilidade de execução nesse local, poderá ser efetuada a medição no ponto de tomada do ramal de serviço. Neste último caso, os valores medidos deverão ser descontados de 0,3% da tensão de base.

4.2.3 - MODO DE MEDIÇÃO

Havendo neutro na ligação do consumidor da amostra, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável, quando for o caso. Não havendo neutro devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável quando for o caso.

A fase com medição mais desfavorável de nível de tensão será aquela com maior número de valores de tensões medidas fora dos limites adequados.

4.2.4 - FORMAÇÃO DA AMOSTRA

a) Cadastro de Consumidores para o Órgão Regulador

Para fins de seleção de amostras, até o dia 31 de outubro de cada ano ou sempre que solicitado pelo Poder Concedente a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá enviar ao órgão regulador, em arquivo magnético, a relação dos códigos identificadores de todos os seus consumidores do Grupo B, excluindo a iluminação pública.

De posse dos arquivos de cadastro de consumidores das Empresas, o órgão regulador deverá proceder o sorteio dos consumidores que serão objeto de medição de tensão, em cada trimestre, e encaminhá-los para as concessionárias entre os dias 01 e 15 do mês anterior ao início das atividades de medição:

- para o primeiro trimestre - até 15 de dezembro;
- para o segundo trimestre - até 15 de março;
- para o terceiro trimestre - até 15 de junho;



- para o quarto trimestre - até 15 de setembro.

As concessionárias por sua vez, deverão enviar para o Órgão Regulador os seguintes dados destes consumidores, antes do início das correspondentes medições:

EMPRESA:	(20 A)
ÁREA DE CONCESSÃO	(20 A)
CÓDIGO DO CONSUMIDOR	(12 N)
ALIMENTADOR	(06 A)
COORDENADA DO	(12 N)
TRANSFORMADOR	
TENSÃO NOMINAL	(04 N)
NÚMERO DE FASES	(01 N)
NEUTRO	(01 A)
LOCALIDADE	(20 A)
ENDEREÇO	(30 A)
COMPLEMENTO	(20 A)
BAIRRO	(20 A)

A - Código ALFANUMÉRICO

N - Código Numérico

Em situações especiais, o órgão regulador terá a opção de definir data, hora ou dia da semana em que cada medição deverá se iniciar ou mesmo estabelecer, a seu critério, regras para escolha do período em que as medições devem se realizar.

b) Consumidores Selecionados para a Medição

Após ter recebido do órgão regulador o arquivo de consumidores BT a serem medidos no trimestre, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá iniciar, no primeiro dia útil do trimestre, a rotina de medição que deverá se encerrar no último dia útil do trimestre. Para cada consumidor medido deverá ser gerado um registro, conforme o padrão abaixo, os quais deverão ser disponibilizados ao órgão regulador até o décimo quinto dia do mês subsequente ao trimestre no qual ocorreram as medições.

EMPRESA	(20 A)
ÁREA DE CONCESSÃO	(20 A)
CÓDIGO DO CONSUMIDOR	(12 N)
ALIMENTADOR	(06 A)
TENSÃO NOMINAL	(04 N)
NÚMERO DE FASES	(01 N)
FASE MEDIDA	(01 A)
LOCALIDADE	(20 A)
ENDEREÇO	(30 A)
COMPLEMENTO	(20 A)
BAIRRO	(20 A)
MEDIÇÃO 1	(06 N)
MEDIÇÃO 2	(06 N)
.	
.	
MEDIÇÃO N	
MEDIÇÃO 432	(06 N)



4.2.5 APURAÇÃO DA FEV E FDT

De posse dos arquivos de medições dos consumidores do Grupo B, excluída a iluminação pública, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá obter trimestralmente o indicador FEV, gerar a FDT e encaminhá-lo ao órgão regulador.

Em cada trimestre a apuração da FEV e da FDT deverá considerar todas as medições realizadas no ano.

A apuração da FDT será realizada de duas maneiras:

- considerando todos os consumidores medidos
- considerando apenas os consumidores que definiram o numerador da expressão de cálculo da FEV.

Uma diretriz que orienta o controle dos níveis de tensão é a vigilância sobre o comportamento desta Função Distribuição de Tensão, identificando-se a quantidade de tensões que se situa fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

A primeira FDT fornece uma visão global dos níveis de tensão.

A segunda função será utilizada como o principal balizador para definir se houve ou não degradação dos níveis de tensão. Para tal será avaliada pelo órgão regulador o somatório dos produtos dos valores da Função Distribuição de Tensão, pela função denominada Custo da Imperfeição da Tensão, para cada intervalo de 1% da tensão nominal.

Será considerada uma degradação dos níveis de tensão caso a grandeza resultante do produto da FDT pela função denominada Custo de Imperfeição da Tensão, aumente de valor mais que 5%.

5 - PROCEDIMENTOS E PRAZOS PARA A ELETROPAULO METROPOLITANA EM CASOS DE VIOLAÇÃO DE PADRÕES E RECLAMAÇÃO DE CONSUMIDORES

O prazo para resposta a uma solicitação de medição da tensão de fornecimento, através de correspondência escrita com fornecimento dos resultados da medição, é de 30 (trinta) dias, a contar do recebimento da solicitação.

O prazo para a tomada de providências, realização de novas medições e envio de correspondência ao solicitante comunicando a correção da irregularidade, quando se constatar inadequação da tensão, é de:

- a) (noventa) dias após recebimento da solicitação, quando for constatado que as tensões medidas estão fora dos limites precários;
- b) (cento e oitenta) dias, quando for constatado que as tensões medidas estão fora dos limites adequados mas dentro dos limites precários.



Até 30 dias da constatação da ocorrência, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá informar ao órgão regulador a data de conclusão das providências a serem adotadas, descrevendo as causas e a programação das ações previstas.

Os resultados das medições, inclusive relatórios gerados por equipamento de medição em forma de gráfico ou de planilha, devem ser arquivados pela ELETROPAULO METROPOLITANA pelo prazo de 3 (três) anos.

Após a tomada de providências para trazer os níveis de tensão para dentro dos limites adequados, uma nova medição deve ser realizada, sendo o solicitante convidado para acompanhamento, com um prazo de, pelo menos, 48 horas de antecedência.

6 - FORMA E PROCEDIMENTOS PARA ENVIO DOS INDICADORES AO ÓRGÃO REGULADOR

Trimestralmente deverá ser enviada, ao órgão regulador, uma planilha referente às funções FDT ao FEV.

Os valores destes indicadores devem ser obtidos considerando todas as medições do ano em curso.

Modelo da mencionada planilha está apresentado a seguir:



Concessionária:

Período de Apuração:

FEV = _____%

Nº de consumidores da amostra: _____

_____ Trimestre do ano de _____

FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE TENSÕES - % das Medições da Amostra Global
FDT:

Faixa de Tensão Eficaz em % da Tensão Nominal	FDT de todos os consumidores da amostra	FDT relativa aos consumidores que definiram o numerador da FEV
$V \leq 80\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$80\% < V \leq 81\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$81\% < V \leq 82\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
---	XX,XXXX%	XX,XXXX%
---	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$105\% < V \leq 106\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$106\% < V \leq 107\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$107\% < V \leq 108\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$108\% < V \leq 109\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$109\% < V \leq 110\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%
$V > 110\%$	XX,XXXX%	XX,XXXX%



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

APÊNDICE B

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DOS INDICADORES DEC, FEC, DEP E FEP

1 - OBJETIVOS

Apresentar os procedimentos para a coleta de informações referentes às interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores e para a apuração dos indicadores DEC e FEC.

Também são descritos a forma e os procedimentos para envio destes indicadores ao órgão regulador.

2 - TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

DEC - DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR

Exprime o intervalo de tempo contínuo ou não em que, em média, cada consumidor do universo avaliado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

FEC - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR

Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do universo avaliado sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

DEP - DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR POTÊNCIA

Exprime o intervalo de tempo contínuo ou não em que, em média, a potência do universo avaliado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

FEP - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR POTÊNCIA

Exprime o número de interrupções que, em média, a potência do universo avaliado sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

PERÍODOS DE APURAÇÃO DE DEC, FEC, DEP E FEP

Período de apuração dos indicadores DEC, FEC, DEP e FEP é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores de um determinado universo de apuração.

No presente documento serão utilizados os períodos mensais, trimestrais e anuais.

As apurações mensais serão realizadas para cada um dos meses do ano e as apurações trimestrais correspondem a cada trimestre civil.

Já as apurações anuais, que também serão realizadas mensalmente, englobam todas as interrupções das apurações mensais dos últimos 12 meses, incluindo-se o mês de apuração.



INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Qualquer interrupção de fornecimento de energia elétrica de qualquer consumidor superior a um (1) minuto é uma interrupção de longa duração e portanto deverá ser computada para o cálculo dos indicadores DEC, FEC, DEP e FEP, excluindo os seguintes casos:

- a) Falhas internas às instalações de consumidores e que não provocam interrupções em outros consumidores.
- b) Decorrentes de racionamento de energia elétrica determinado pelo Poder Concedente.
- c) Fornecimentos com tensão abaixo dos limites precários.

Serão também consideradas interrupções de fornecimento de energia elétrica aquelas que não afetarem todas as fases ou neutro existentes num determinado circuito. Neste caso a interrupção será considerada como se todas as fases tivessem sido interrompidas.

RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O fornecimento de energia elétrica a um consumidor é considerado totalmente restabelecido quando a energia elétrica volta a ser fornecida em todas as fases, por um intervalo de tempo superior a um minuto.

RESTABELECIMENTOS PARCIAIS DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma ocorrência pode dar origem a diversos registros de interrupção em função do restabelecimento parcial de consumidores atingidos pela primeira interrupção e com a manobra de dispositivos de seccionamento e de proteção - chaves seccionadoras, disjuntores, religadores, seccionalizadores, etc.

CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA QUANTO À NATUREZA

Devem ser consideradas todas as interrupções de fornecimento de energia do sistema elétrico sendo classificadas em função da natureza de sua ocorrência em 2 classes:

- Programada: quando a ELETROPAULO METROPOLITANA programa a interrupção e informa aos seus consumidores com antecedência mínima de 72 horas. Em certas situações, que não poderá ultrapassar 25% do montante das interrupções programadas, a ELETROPAULO METROPOLITANA poderá executar manutenções programadas na rede elétrica sem cumprir o período mínimo de antecedência para aviso dos consumidores, desde que os consumidores críticos sejam avisados e que apresente justificativas.
- Não Programada: Nos demais casos.

Estas últimas podem ser de natureza acidental, ocasionadas por defeitos nos componentes do sistema elétrico, oriundas de inspeções, rotineiras ou não, motivadas pelos empregados da empresa, ou ainda decorrentes de desligamentos forçados para manobras na rede ou para manutenção.

CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA QUANTO À ORIGEM DO LOCAL DO DEFEITO



As interrupções motivadas por defeitos ou manobras no sistema elétrico devem ser divididas considerando as seguintes localizações da origem dos defeitos:

- sistema supridor de outras concessionárias ou empresas, em qualquer nível de tensão
- sistema supridor da própria ELETROPAULO METROPOLITANA considerando neste caso as situações que ocasionaram manobras de equipamentos ou linhas com nível de tensão igual ou superior a 69 kV.
- sistema de distribuição da própria ELETROPAULO METROPOLITANA considerando neste caso as situações que acarretaram manobras em redes com tensão igual ou inferior a 34,5 kV.

CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA QUANTO À LOCALIZAÇÃO DOS CONSUMIDORES ATINGIDOS

Para efeito de apuração, os indicadores DEC, FEC, DEP e FEP, devem ser calculados considerando todos os consumidores do universo de apuração, independentemente dos mesmos estarem localizados nas áreas urbana ou rural.

3 - UNIVERSOS DE APURAÇÃO DE DEC, FEC, DEP E FEP

Os indicadores DEC, FEC, DEP e FEP deverão ser apurados, inicialmente, para os seguintes universos:

- Sistema de Distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA: Inclui todos os consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA atendidos em tensão de distribuição. Considera portanto todos os consumidores atendidos com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV da ELETROPAULO METROPOLITANA.
- Sistema de Distribuição da Área de Concessão: Inclui todos os consumidores da Área de Concessão atendidos em tensão de distribuição. Considera portanto todos os consumidores atendidos com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV da Área de Concessão.
- Rede AT da ELETROPAULO METROPOLITANA: Inclui todos os consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA atendidos em alta tensão, ou seja, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV.
- Rede AT da Área de Concessão: Inclui todos os consumidores da Área de Concessão, atendidos em alta tensão, ou seja, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV.
- Conjuntos de consumidores: Inclui todos os consumidores pertencentes a cada um dos conjuntos em vigor e definidos pelo DNAEE.



4 - INSUMOS PARA A APURAÇÃO DOS INDICADORES DEC, FEC, DEP E FEP

4.1 - INFORMAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO PARA O CÁLCULO DOS INDICADORES DEC, FEC, DEP E FEP

A elaboração do cálculo dos indicadores DEC, FEC, DEP e FEP se fundamenta no conhecimento da duração e frequência das interrupções de fornecimento que ocorrem no sistema e os consumidores afetados pelas mesmas.

As redes de distribuição são constituídas de trechos, em geral radiais, que podem ser manobrados - abertos ou fechados - por chaves ou equipamentos de proteção, então, associando-se os consumidores às chaves ou equipamentos de proteção à sua montante, é possível determinar quais são aqueles que terão seu fornecimento interrompido quando da abertura de um desses equipamentos. Para tal também é necessário conhecer a estrutura hierárquica das chaves pois, numa rede radial, quando uma delas é aberta, todas as chaves a jusante ficam desenergizadas.

Uma interrupção de fornecimento sempre está associada a um trecho de rede, que por sua vez está associado a uma chave (ou equipamento de proteção) que se localiza imediatamente a sua montante. Neste caso o sentido do fluxo da potência elétrica fornecida é de montante a jusante.

Sendo assim, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá elaborar e manter atualizado um banco de informações, através do qual são disponibilizados os dados referentes a cada chave de proteção e manobra do Sistema Elétrico, associados à sua localização física e elétrica - se urbano ou rural, endereço, número do alimentador e da subestação, número de clientes a sua jusante, e potência instalada a sua jusante.

Quando da abertura de um destes dispositivos de proteção ou manobra, os dados de consumidores interrompidos ou seu equivalente pela potência instalada deverão ser considerados conforme as informações constantes desse banco de dados.

Note-se que:

- a) Em sistemas de alta tensão a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá considerar as interrupções conforme os registros de aberturas das linhas de alta tensão.
- b) Em sistemas de distribuição com operação em malhas (por exemplo: rede secundária reticulada) onde existe redundância de suprimento elétrico, ou seja, a falha de um componente não provoca desligamento de cargas, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá indicar:
 - As aberturas de dispositivos que não provocaram interrupções de fornecimento (nenhum consumidor foi atingido).
 - As aberturas de dispositivos que desligaram parcial ou totalmente as cargas.

Neste último caso, para apuração de DEC e FEC reais na 2ª e na 3ª etapa, a potência parcialmente interrompida poderá ser estimada pela relação:

$$C_i = I/T \times C_t$$

C_i = Potência interrompida em MVA;



- I = Potência dos transformadores abertos em MVA;
T = Potência total dos transformadores da rede reticulada em questão em MVA;
Ct = Potência total da rede reticulada em questão em MVA

c) As atualizações das informações acima deverão ser mensais.

4.2 - PROCESSO DE COLETA DAS INFORMAÇÕES DAS INTERRUPÇÕES

Todo o processo de coleta das informações referentes às interrupções deve estar descrito em documentos da ELETROPAULO METROPOLITANA e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização para a auditoria das informações de cada desligamento.

Com relação ao início e fim da interrupção processo deve estabelecer claramente os horários reais de cada interrupção, devendo constar:

- horário da reclamação do consumidor ou percepção por parte da ELETROPAULO METROPOLITANA;
- horário de manobra dos equipamentos que possuem sistema de sensoramento e cujas informações são registradas automaticamente pelo sistema de supervisão;
- horário da manobra da rede realizada no campo através de registro específico;
- horário de restabelecimento do serviço.

Evidentemente, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá dispor de sistemas ou mecanismos adequados que garantam ao consumidor, o acesso necessário para apresentar suas reclamações quanto a problemas no fornecimento de energia elétrica, imediatamente ao início de cada ocorrência.

5 - REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES

5.1 - FORMA DE REGISTRO

As interrupções de fornecimento estão associadas a ocorrências na rede elétrica, cujas seguintes informações mínimas deverão permanecer disponíveis para consultas pelo órgão regulador:

- número de ordem da ocorrência.
- início da ocorrência - dia, mês, ano, hora e minutos.
- término da ocorrência - dia, mês, ano, hora e minutos.
- chave(s) ou dispositivos de proteção operado(s).
- número de consumidores atingidos e potência interrompida.
- classificação da ocorrência, quanto à natureza, origem do local e localização dos consumidores

Potência interrompida deve ser entendida como sendo o somatório das potências dos transformadores de distribuição de propriedade da concessionária que tiveram o fornecimento interrompido, acrescido



do somatório das demandas contratadas ou registradas dos consumidores atendidos em tensão primária atingidos pela interrupção.

As interrupções de fornecimento a consumidores atendidos em Alta Tensão são registradas pelo sistema de supervisão da rede de alta tensão ou pelos operadores. Nesses casos a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá disponibilizar também esses registros para consultas pelo órgão regulador.

5.2 - TEMPO DE MANUTENÇÃO DOS REGISTROS

Os dados coletados deverão permanecer em arquivo na ELETROPAULO METROPOLITANA por um prazo mínimo de 3 anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias do órgão regulador.

6 - APURAÇÃO DE DEC, FEC, DEP E FEP

6.1 - APURAÇÃO DE DEC E FEC

São apresentados dois algoritmos para a apuração do DEC e do FEC, em conformidade com o disposto na portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78. O primeiro baseia-se no número de consumidores afetados em cada interrupção e o segundo na correlação entre o número de consumidores afetados e a correspondente potência instalada.

No transcorrer da 1ª etapa e da 2ª etapa, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá utilizar, para obtenção do DEC e do FEC, o algoritmo que considera a correlação entre o número total de consumidores e a correspondente potência instalada (em kVA).

O algoritmo que considera diretamente o número de consumidores afetados em cada interrupção consiste na aplicação da seguinte expressão:

$$\text{FÓRMULA DE CÁLCULO: DEC} = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i) \cdot t(i)}{Ct} \cdot (h/\text{consumidor})$$

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por consumidor, expressa em horas e centésimos de hora, por cliente.

Ca (i) = Número de consumidores do universo considerado, atingidos pela interrupção (i).

t(i) = Tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i).

(i) = Número da interrupção considerada, variando de 1 a N, sendo N o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração.

Ct = Número total de consumidores do universo considerado, entendido como sendo o número de consumidores existentes no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética dos números de consumidores existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de apuração trimestral ou anual.



$$\text{FÓRMULA DE CÁLCULO: FEC} = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i)}{Ct} (\text{interrupções/consumidor})$$

FEC = Frequência equivalente de interrupções por consumidor, expressa com 2 casas decimais.

Ca (i) = Número de consumidores do universo considerado, atingidos pela interrupção (i).

(i) = Número da interrupção considerada, variando de 1 a N, sendo N o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração.

Ct = Número total de consumidores do universo considerado, entendido como sendo o número de consumidores existentes no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética dos números de consumidores existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de apuração trimestral ou anual.

No algoritmo que considera a potência instalada afetada pela interrupção, aplica-se a mesma expressão acima, mas a obtenção do número de consumidores afetados em cada interrupção é estimada por correlação, de modo que:

$$Ca = \frac{Pa(i)}{Pt} \times Ct \times r, \text{ onde}$$

Ca = número de consumidores afetados em cada interrupção;

Pa (i) = potência do universo considerado, afetada pela interrupção;

Pt = potência total do universo considerado;

Ct = número total de consumidores atendidos pela rede de distribuição no universo considerado;

r = fator de correlação.

Para a 1ª etapa, os fatores de correlação – r – estão fixados em:

- para estimativa de DEC: $r = 1,25$
- para estimativa de FEC: $r = 1,15$

Durante o transcorrer da 2ª etapa, os fatores de correlação entre consumidores e potência a vigorarem em cada exercício, deverão ser encaminhados ao Poder Concedente ao final do ano anterior para aprovação, acompanhados de suas bases e detalhes de cálculo.

6.2 - APURAÇÃO DE DEP E FEP



O algoritmo que considera diretamente a potência interrompida afetada em cada interrupção consiste na aplicação das seguintes expressões:

$$\text{FÓRMULA DE CÁLCULO: DEP} = \frac{\sum_{i=1}^N Pa(i) \cdot t(i)}{Pt} (\text{h/consumidor})$$

DEP = Duração Equivalente de Interrupção por potência, expressa em horas e centésimos de hora, por cliente.

Pa (i) = Potência do universo considerado, atingida pela interrupção (i).

t(i) = Tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i).

(i) = Número da interrupção considerada, variando de 1 a N, sendo N o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração.

Pt = Potência total do universo considerado, entendida como sendo a potência instalada existente no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética das potências instaladas existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de apuração trimestral ou anual.

Potência Instalada do universo deve ser entendida como sendo o somatório das potências dos transformadores de distribuição de propriedade da concessionária existentes no universo, acrescido do somatório das demandas contratadas ou registradas dos consumidores atendidos em tensão primária.

$$\text{FÓRMULA DE CÁLCULO: FEP} = \frac{\sum_{i=1}^N Pa(i)}{Pt} (\text{interrupções/consumidor})$$

FEP = Frequência equivalente de interrupções por potência, expressa com 2 casas decimais.

Pa (i) = Potência do universo considerado, atingida pela interrupção (i).

(i) = Número da interrupção considerada, variando de 1 a N, sendo N o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração.

Pt = Potência total do universo considerado, entendida como sendo a potência instalada existente no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética das potências instaladas existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de apuração trimestral ou anual.

Potência Instalada do universo deve ser entendida como sendo o somatório das potências dos transformadores de distribuição de propriedade da concessionária, existentes no universo, acrescido do somatório das demandas contratadas ou registradas dos consumidores atendidos em tensão primária.



7 - ENVIO DOS INDICADORES AO ÓRGÃO REGULADOR

7.1- PROCEDIMENTO E FORMA

Os dados deverão ser coletados simultaneamente às ocorrências no sistema elétrico sendo que os indicadores mensais, trimestrais e anuais correspondentes deverão estar disponíveis até o décimo dia útil do mês posterior ao mês, trimestre ou ano em referência.

Anualmente, até o 10º dia útil do mês de janeiro ou sempre que solicitada, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá enviar ao órgão regulador as informações relativas às chaves de manobra e aos equipamentos de proteção de sua rede de distribuição e dos correspondentes números de consumidores à jusante, vigentes no último dia do referido trimestre.

Este arquivo de informações deverá conter, no mínimo, para cada chave ou dispositivo de proteção:

- identificação biunívoca (por ex.: número de patrimônio) e localização física (por ex.: coordenadas UTM).
- tipo da área de localização - urbana ou rural.
- identificação do circuito e localização na rede elétrica.
- número de clientes (primários e em BT) à jusante.
- potência dos transformadores que atendem os clientes em BT à jusante, em kVA.

Os indicadores deverão ser encaminhados ao órgão regulador trimestralmente, tendo como data limite o 10º (décimo) dia útil após o encerramento de cada trimestre civil, em formulários cujos modelos são apresentados a seguir:



DEC, FEC, DEP e FEP de consumidores de Atendidos em Tensão de Distribuição

Concessionária:

Período de Apuração: ☐ Mês ____ de ____ ☐ ____ Trimestre de ____ ☐ Anual: do mês: ____ até o mês: ____					Indicador: DEC [] FEC [] DEP [] FEP []		
Universe	Número de	Total	Suprimento		Distribuição		
Considerado	Consumidores	Geral	Externo	Próprio	Tot.	Interrupções Programadas	Interrupções Não Programadas
3	4	5	6	7	8	9	10

- 1 Especificação do Período de Apuração - se mensal, trimestral ou anual, com a indicação do mês/ano, trimestre ou ano de referência.
- 2 Especificação do Indicador a que se referem as informações fornecidas.
- 3 Universo ao qual se refere o valor do indicador fornecido.
Deverão ser listados, em seqüência os seguintes universos: a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo e cada um de seus conjuntos de consumidores, conforme definidos na portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.
- 4 Número de consumidores primários e em BT, de cada um dos universos de apuração.
- 5 Valor total do indicador especificado, para o período e para o universo considerado.
- 6 Valor do indicador especificado, referente a interrupções motivadas por ocorrências verificadas em sistemas supridores de outras concessionárias.
- 7 Valor do indicador especificado, referente a interrupções motivadas por ocorrências verificadas no sistema supridor da própria ELETROPAULO METROPOLITANA.
- 8 Valor total do indicador especificado, relativo a ocorrências verificadas no sistema de distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA.
- 9 Valor do indicador especificado, relativo a interrupções programadas no sistema de distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA.
- 10 Valor do indicador especificado, relativo a interrupções não programadas no sistema de distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA.



DEC e FEC de consumidores atendidos em Alta Tensão

Concessionária:

Período de Apuração: ☐ Mês ____ de ____ ☐ ____ Trimestre de ____ ☐ Anual: do mês: ____ até o mês: ____		Indicador: DEC [] FEC []
Universe Considerado	Número de Consumidores	Total Geral
3	4	5

- 1 Especificação do Período de Apuração - se mensal, trimestral ou anual, com a indicação do mês/ano, trimestre ou ano de referência.
- 2 Especificação do Indicador a que se referem as informações fornecidas.
- 3 Universo ao qual se refere o valor do indicador fornecido.
Deverão ser listados, em sequência os seguintes universos: a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.
- 4 Número de consumidores em At de cada um dos universos de apuração.
- 5 Valor total do indicador especificado, para o período e para o universo considerados.

7.2 - ESPECIFICAÇÃO DOS ARQUIVOS E FORMULÁRIOS

Os campos contidos nos arquivos e formulários deverão apresentar as seguintes características:

- ELETROPAULO METROPOLITANA e conjuntos 20 caracteres alfanuméricos.
- Ano.....4 caracteres numéricos.
- Mês.....2 caracteres numéricos.
- Trimestre.....2 caracteres numéricos.
- Número de consumidores.....10 caracteres numéricos.
- Indicadores.....10 caracteres numéricos com 2 casas decimais (XXXXXXX, XX).



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

8 - EXEMPLO DE REGISTRO DE UMA INTERRUPÇÃO COM MÚLTIPLAS MANOBRAS

No caso de interrupções que envolvam várias manobras no sistema elétrico, faz-se necessário efetuar considerações complementares.

O procedimento deverá prever nos algoritmos de cálculo a identificação da sequência de manobra, permitindo que consumidores desligados desde o primeiro instante da ocorrência, não venham a onerar o índice de FEC, quando há uma manobra de chave que não altera a condição de fornecimento do consumidor (energizado ou desenergizado).

Apenas como ilustração, para maior clareza, apresenta-se a seguir um exemplo de como pode ser efetuado este controle para correta apuração dos valores de DEC e FEC:

- Para o apontamento no que se refere à classificação das manobras na rede elétrica, as interrupções receberão código específico (90 e 91 por exemplo) de acordo com o seguinte critério:

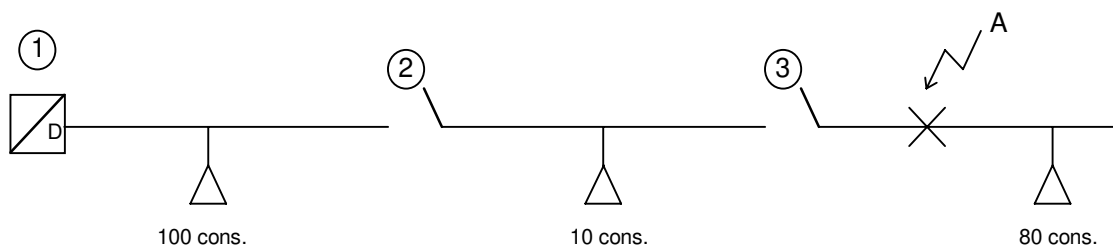
manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

manobra 91 - para interrupções que envolvam clientes que estavam desenergizados imediatamente antes da manobra correspondente.

Dessa forma em uma sequência de manobras, o código de manobra 91, somente poderá aparecer se anteriormente houver ocorrido pelo menos um código de manobra 90. O último código será a identificação da verdadeira causa da falha.

Da adequada combinação dos códigos da manobra 90 e 91 é possível a coleta de dados de qualquer sequência de manobras.

a) Esquema



b) Sequência de Manobras

Hora	Operação dos dispositivos de proteção e/ou manobra	Consumidores Atingidos	
		Antes da Operação	Depois da Operação
1:00	Desligou-se disjuntor 1 devido falha	ligado	100+10 +80
1:20	Aberto seccionalizador 2 - localizar falha	100+10 +80	100+10+80
1:30	Religado disjuntor 1 - testar trecho	100+10 +80	10+80
1:50	Aberto seccionalizador 3 - localizar falha	10+80	10+80
2:00	religado seccionalizador 2 - testar trecho	10+80	80
2:40	Início do reparo		
3:00	Religado seccionalizador 3 - restabelecer	80	ligado

c) Preenchimento dos registros de interrupções

Registro	Dispositivo	Início		Término da Interrupção	Consum. Atingidos	Causa
		Interrupção	Reparo			
1	Disj. 1	1:00	-	1:30	100+10+80	90
2	Secc.2	1:30	-	2:00	10+80	91
3	Secc.3	2:00	2:40	3:00	80	35



APÊNDICE C

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DOS INDICADORES TA, FMA, TMA E T80%

1 - OBJETIVOS

Apresentar os procedimentos para a coleta de informações referentes ao atendimento das ocorrências motivadas ou não por reclamações dos consumidores e para a apuração dos indicadores TA, TMA, FMA e T80%.

Também são descritos os procedimentos e a forma para envio destes indicadores ao órgão regulador.

2 - TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

TA - TEMPO DE ATENDIMENTO DE OCORRÊNCIA

Os tempos de atendimento devem ser sempre indicados em minutos - e correspondem ao intervalo de tempo entre o conhecimento da existência da ocorrência ou de reclamação do consumidor e o restabelecimento do serviço ou término do atendimento (neste último caso quando não houve interrupção ou se a reclamação foi improcedente).

TAI - TEMPO DE ATENDIMENTO INDIVIDUAL

Trata-se do maior dos tempos de atendimento das ocorrências para um mesmo consumidor, no período de apuração, transcorridos desde o recebimento das suas reclamações até o restabelecimento dos fornecimentos ou termos dos atendimentos nos casos onde não houve interrupção de fornecimento.

FMA - FREQUÊNCIA MÉDIA DE ATENDIMENTO

Trata do quociente entre o número total de atendimento de ocorrências registradas e a quantidade de consumidores servidos em um universo de apuração. Para apurações referentes a consumidores em tensão de distribuição este quociente deve ser multiplicado por 10.000.

TMA - TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO

Trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento ou término do atendimento nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

T80% - TEMPO 80% DE ATENDIMENTO

Ordenando os tempos de atendimento segundo tempos de atendimento crescentes T80% é o maior tempo de atendimento das primeiras 80% ocorrências deste universo de apuração.



PERÍODOS DE APURAÇÃO DO TMA, FMA E T80%

Período de apuração dos indicadores TMA, FMA E T80% é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das ocorrências na rede de energia elétrica de um determinado universo de apuração.

No presente documento serão utilizados os períodos de apuração mensal e de apuração anual.

As apurações mensais serão realizadas para cada um dos meses do ano.

As apurações anuais englobam as ocorrências das apurações mensais dos últimos 12 meses, incluindo-se o mês de apuração.

DISTRIBUIÇÃO DE TEMPOS DE ATENDIMENTO TX%

Trata-se de uma distribuição acumulada de frequências de incidência de valores de tempos de atendimento de ocorrências apuradas em períodos de um mês ou de 12 meses consecutivos (anual) em determinado universo considerado.

Os valores dessa distribuição indicam os valores dos tempos de atendimento que não foram superados por uma certa porcentagem do número total de ocorrências, em um certo período. Se o TX%, por exemplo, for igual a 120 minutos, significa que em X% das ocorrências os tempos de atendimento foram iguais ou inferiores a 120 minutos.

OCORRÊNCIAS

Ocorrência é um evento na rede elétrica da ELETROPAULO METROPOLITANA ou do consumidor que gera uma reclamação do consumidor quanto à qualidade do produto ou do serviço prestado ou ainda uma intervenção na rede para reparos com desligamentos.

Caracterizam a ocorrência o caráter emergencial do atendimento e o consequente deslocamento de equipes próprias ou não, pertencentes ou não a turmas de emergências, para sanar o problema.

3 - UNIVERSOS DE APURAÇÃO DO FMA, TMA e T80% E DISTRIBUIÇÕES DE TX%.

Na primeira etapa deverão ser apurados os indicadores TMA, FMA, T80% e Distribuições de TX% para os seguintes universos:

- Sistema de Distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA - Área Urbana: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área urbana ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área urbana. Considera-se neste caso os atendimentos de consumidores ou a execução de reparos em redes urbanas com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.
- Sistema de Distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA - Área Rural: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área rural ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área rural. Considera-se neste caso os



atendimentos de consumidores ou a execução de reparos em redes com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.

- Sistema de Distribuição da ELETROPAULO METROPOLITANA - Inclui os atendimentos de ocorrências para todos os consumidores da ELETROPAULO METROPOLITANA com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área urbana e rural ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área urbana e rural. Considera-se neste caso os atendimentos de todos consumidores ou a execução de reparos em redes com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.
- Sistema de Distribuição da Área de Concessão - Área Urbana: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da Área de Concessão com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área urbana ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área urbana. Considera-se neste caso os atendimentos de consumidores ou a execução de reparos em redes urbanas com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.
- Sistema de Distribuição da Área de Concessão - Área Rural: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da Área de Concessão com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área rural ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área rural. Considera-se neste caso os atendimentos de consumidores ou a execução de reparos em redes rurais com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.
- Sistema de Distribuição da Área de Concessão. Inclui os atendimentos de ocorrências para todos os consumidores da Área de Concessão com fornecimento em tensão de distribuição, localizados no sistema elétrico em área urbana e rural ou as execuções de reparos de redes de distribuição em área urbana e rural. Considera-se neste caso os atendimentos de todos consumidores ou a execução de reparos em redes com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.

A apuração dos indicadores T80% e da distribuições de TX%, para a primeira etapa, deverá ser realizada nos mesmos universos de apuração acima descritos.

A apuração dos indicadores TA, TMA, FMA e T80%, deve considerar todos os eventos mesmo aqueles decorrentes de reclamações de clientes de natureza impropriedade como defeito interno às instalações dos consumidores, endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência, prédio fechado etc.

Não devem ser considerados na apuração destes indicadores os deslocamentos de equipes, mesmo se realizados por turmas de emergência, para:

- a) Atendimento de ocorrência em redes de iluminação pública;
- b) Deslocamentos para corte e religação de consumidores;
- c) Deslocamentos com caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores etc.).

4 - REGISTRO DAS OCORRÊNCIAS

O conhecimento da ocorrência ocorre através de reclamação do consumidor ou por percepção por parte da ELETROPAULO METROPOLITANA.



O horário do conhecimento da ocorrência é o horário da primeira reclamação ou citada percepção.

Todo o processo de coleta das informações referentes às ocorrências e interrupções deve estar descrito em documentos da ELETROPAULO METROPOLITANA e deve garantir a fidelidade, a precisão e a disponibilização para a auditoria das informações de cada evento.

Evidentemente, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá dispor de sistemas ou mecanismos adequados que garantam ao consumidor, o acesso necessário para apresentar suas reclamações quanto a problemas no fornecimento de energia elétrica, imediatamente ao início de cada ocorrência.

Com relação ao início e fim da ocorrência o processo deve estabelecer claramente os horários reais de cada evento, devendo ser fixado o processo de coleta de:

- a) horário da reclamação do consumidor.
- b) horário de manobra dos equipamentos que possuem sistema de monitoração com sensores e cujas informações são registradas automaticamente pelo sistema de supervisão.
- c) horário do término do atendimento, através de registro específico.

As ocorrências devem ser registradas através das seguintes informações mínimas que deverão permanecer disponíveis para consultas pelo órgão regulador:

- número de ordem da ocorrência;
- data e horário do conhecimento da ocorrência, através da reclamação do consumidor ou percepção por parte da ELETROPAULO METROPOLITANA - dia, mês, ano, hora e minutos;
- data e horário de manobra dos equipamentos que possuem sistema de monitoração com sensores e cujas informações são registradas automaticamente pelo sistema de supervisão - dia, mês, ano, hora e minutos;
- data e horário do início do deslocamento da turma e início do reparo - dia, mês, ano, hora e minutos;
- identificação da rede atingida - chaves de proteção manobradas, quando houver;
- data e horário do término da ocorrência - dia, mês, ano, hora e minutos;
- tipo da área onde se deu a ocorrência (área urbana ou rural);
- classificação da ocorrência, quanto à natureza, origem do local e localização dos consumidores

Os registros de ocorrência deverão permanecer em arquivo na ELETROPAULO METROPOLITANA por um prazo mínimo de 3 anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias do órgão regulador.



5 - APURAÇÃO DO TMA, FMA E T80% E DAS DISTRIBUIÇÕES DE TX%

5.1 - TMA - TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO

É o quociente entre o somatório dos períodos transcorridos desde o instante inicial de cada ocorrência até o restabelecimento do fornecimento ou término da ocorrência, e o número de ocorrências, no período e no universo de apuração considerados.

$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^n ta(i)}{n} \text{ onde}$$

TM = valor médio, em minutos e décimos de minutos

A

ta(i) = tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos

n = número de ocorrências totais no universo e período de apuração considerados

5.2 - FMA - FREQUÊNCIA MÉDIA DE ATENDIMENTO

É o quociente entre o número total de ocorrências registradas e a quantidade de consumidores atendidos, em um determinado universo e período de apuração, multiplicado por 10.000.

$$FMA = \frac{n}{N} \times A, \text{ onde}$$

n = número de ocorrências registradas

A = 10.000

N = número de consumidores do universo e período de apuração considerados

5.3 - T80% - TEMPO 80% DE ATENDIMENTO

Dispondo-se as ocorrências de um universo e período de apuração em ordem crescente dos correspondentes tempos de atendimento, T80% é o maior tempo de atendimento dos primeiros 80% de ocorrências.

5.4 - DISTRIBUIÇÃO DE TEMPOS DE ATENDIMENTO TX%

A Distribuição de Tempos de Atendimento TX% deverá ser apurada anualmente, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, através dos cálculos dos seguintes pontos:

T50%, T60%, T70%, T80%, T90%, T95%, T95,5%, T96%, T96,5%, T97%, T97,5%, T98%, T98,25%, T98,5, T98,75, T99%, T99,25%, T99,5%, T99,75%, T100%.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

6 - ENVIO DAS INFORMAÇÕES AO ÓRGÃO REGULADOR

6.1 Procedimentos e Forma

Os dados deverão ser coletados simultaneamente às ocorrências no sistema elétrico sendo que os indicadores mensais e anuais correspondentes deverão estar disponíveis até o décimo dia útil do mês posterior ao mês em referência.

Os indicadores deverão ser encaminhados trimestralmente ao órgão regulador, tendo como data limite o décimo dia útil após o encerramento dos trimestres civis (março, junho, setembro e dezembro), em planilhas cuja forma é apresentada a seguir:

a) TMA e FMA - Rede de Distribuição

Trimestralmente deverá ser enviada, ao órgão regulador, uma planilha contendo os valores de TMA e de FMA dos consumidores atendidos em tensão de distribuição conforme ilustra a figura, com as seguintes informações:

Concessionária:						
Período de Apuração: [] Mês ____ de ____ 1 [] Anual: do mês: ____ até o mês: ____				Indicador: TMA [] FMA [] 2		
Universe Considerad o	Número de Consumidores			Indicador		
	Área Urbana	Área Rural	Total	Área Urbana	Área Rural	Global
3	4.1	4.2	4.3	5.1	5.2	5.3

- 1 Especificação do Período de Apuração - se mensal ou anual, com a indicação do mês/ano ou do ano de referência.
- 2 Especificação do Indicador a que se referem as informações fornecidas.
- 3 Universo ao qual se refere o valor do indicador fornecido.
Deverão ser listados, em sequência, os seguintes universos: a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.
Número de consumidores de cada um dos universos de apuração.
- 4.1 - Área Urbana
- 4.2 - Área Rural



- 4.3** - Total do universo
Valor do indicador do universo de apuração.
- 5.1** - Área Urbana
- 5.2** - Área Rural
- 5.3** - Total do universo

b) T80 %

Trimestralmente deverá ser enviada, ao órgão regulador, uma planilha referente ao T80%, conforme ilustra a figura, com as seguintes informações

Concessionária:			
Período de Apuração:		Indicador:	Concessionária []
☐ Mês ____ de ____ 1		T80 %	Rural [] 2
☐ Anual: do mês: ____ até o mês: ____			Urbano []
Universeo Considerado	Número de Consumidores	Número de Ocorrências	Indicador
3	4	5	6

- 1** Especificação do Período de Apuração - se mensal ou anual, com a indicação do mês/ano ou do ano de referência.
- 2** Localização e classe dos consumidores.
- 3** Universo ao qual se refere o valor do indicador fornecido.
Deverão ser listados, em sequência, os seguintes universos: a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo.
- 4** Número de consumidores de cada um dos universos de apuração.
- 5** Número de ocorrências
- 6** Valor do indicador do universo de apuração.

c) Distribuições de TX%

Ao final de cada ano civil deverá encaminhar também os valores de distribuições de TX% referente ao ano e a um cada dos meses.

6.2 - Especificação dos Arquivos e Formulários



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Os campos contidos nos arquivos e formulários deverão apresentar as seguintes características:

- 20 caracteres alfanuméricos.
- ELETROPAULO METROPOLITANA e conjuntos
- Ano.....4 caracteres numéricos.
- Mês.....2 caracteres numéricos.
- Número de consumidores.....10 caracteres numéricos.
- Número de ocorrências.....10 caracteres numéricos.
- Indicadores.....10 caracteres numéricos com 2 casas decimais (XXXXXXX, XX).

7 - SERVIÇO DE ATENDIMENTO ASSOCIADO AO TAI

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá manter serviço de atendimento gratuito com formulário específico, a ser preenchido pelo atendente, para acatar solicitações de cálculo de TAI, por parte de consumidores, ou de prepostos devidamente autorizados pelos consumidores ou pelo órgão regulador.

No ato da solicitação lhe deverá ser entregue um protocolo, com data de emissão e data limite para apresentação do TAI, que não deverá ser superior a 30 (trinta) dias transcorridos da data de solicitação.

A apresentação do resultado dos indicadores deverá conter:

- a) Identificação do consumidor pelo seu nome, seu endereço, seu código cadastral na ELETROPAULO METROPOLITANA e agrupamento a que pertence (urbano, rural, AT, MT, BT, subterrâneo).
- b) Período de apuração expresso pelos 12 meses imediatamente anteriores as seus em que foi feita a solicitação.
- c) Valores dos indicadores TAI, associados a cada mês e ao ano da apuração.
- d) Indicação do padrão do indicador ao lado do maior valor apurado no período.



MODELO DE PLANILHA PARA ENVIO DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPOS DE ATENDIMENTO

Concessionária: _____

Agrupamento: _____ Distribuição de Tempos de Atendimento - ano de: _____

	Consumidores do Agrupamento	Número de Ocorrências	PROBABILIDADE (%)																			
			50	60	70	80	90	95	95,5	96	96,5	97	97,5	98	98,25	98,5	98,75	99	99,25	99,5	99,75	100
jan																						
fev																						
mar																						
abr																						
mai																						
jun																						
jul																						
ago																						
set																						
out																						
nov																						
dez																						
ANO																						



Este documento é cópia do original, assinado digitalmente por DENILSON DE SOUZA FREITAS e Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, protocolado em 18/12/2023 às 19:46, sob o número 11804406202308260100. Para conferir o original, acesse o site <https://esaj.tjsp.jus.br/pastadigital/pg/abrirConferenciaDocumento.do>, informe o processo 1180440-62.2023.8.26.0100 e código uqwcBoKE.

APÊNDICE D

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DOS INDICADORES DIC E FIC

1 - OBJETIVOS

Apresentar os procedimentos para a coleta de informações referentes às interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores e para a apuração dos indicadores DIC e FIC.

Também são descritos a forma e os procedimentos para envio destes indicadores ao órgão regulador.

2 - TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

DIC - DURAÇÃO DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR CONSUMIDOR

Exprime o intervalo de tempo, contínuo ou não, em que um determinado consumidor ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

FIC - FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO INDIVIDUAL POR CONSUMIDOR

Exprime o número de interrupções que um determinado consumidor sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

PERÍODOS DE APURAÇÃO DO DIC E FIC

Período de apuração dos indicadores DIC e FIC é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica de um determinado universo de apuração.

No presente documento serão utilizados os períodos mensais, trimestrais e anuais.

As apurações mensais serão realizadas para cada um dos meses do ano, abrangendo as interrupções de fornecimento de um determinado mês.

As apurações trimestrais correspondem a cada trimestre civil enquanto que as anuais referem-se ao último ano civil e aos últimos 12 meses.

DISTRIBUIÇÕES DE DIC E DE FIC

Trata-se de uma distribuição de frequência acumulada de incidência de valores de DIC ou de FIC, apuradas em períodos de um mês ou de 12 meses consecutivos, em determinado universo de consumidores.

Os valores dessa distribuição indicam os valores do DIC ou do FIC que não foram superados por uma certa porcentagem do número total dos consumidores, em um certo período.



Se, por exemplo, o valor 80% da distribuição anual de DIC for 40 h, significa que 80% dos consumidores tiveram uma soma de interrupções no ano igual ou inferior a 40 h. Por outro lado, se o valor 90% da distribuição mensal de FIC for 8 h significa que a soma das interrupções mensais que atingiram 90% dos consumidores foi menor ou igual a 8h.

INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM CONSUMIDOR

Qualquer interrupção de fornecimento de energia elétrica que afeta um determinado consumidor, com duração superior a um (1) minuto é uma interrupção de longa duração e portanto deverá ser computada para o cálculo dos indicadores DIC e FIC, excluindo os seguintes casos:

- a) Falhas internas à instalação de consumidor;
- b) Decorrentes de racionamento de energia elétrica determinado pelo Poder Concedente.
- c) Fornecimentos com tensão abaixo dos limites precários.

Serão também consideradas como interrupções de fornecimento de energia elétrica, aquelas que provocarem falta de pelo menos uma fase ou a descontinuidade do cabo neutro que atendem um determinado consumidor. Nestes casos a interrupção será considerada como se todas as fases estivessem sido interrompidas.

RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O fornecimento de energia elétrica a um consumidor é considerado totalmente restabelecido quando a energia elétrica voltar a ser fornecida em todas as fases, por um intervalo de tempo superior a um minuto.

RESTABELECIMENTOS PARCIAIS DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma ocorrência pode dar origem a diversos registros de interrupção em função do restabelecimento parcial do consumidor atingido pela primeira interrupção e com a manobra de dispositivos de seccionamento e de proteção - chaves seccionadoras, disjuntores, religadores, seccionalizadores, etc.

3 - INSUMOS PARA A APURAÇÃO DOS INDICADORES DIC E FIC

3.1 - INFORMAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO

A execução do cálculo dos indicadores DIC e FIC se fundamenta no conhecimento da duração e frequência das interrupções de fornecimento que ocorrem no sistema afetando determinados consumidores.

Uma interrupção de fornecimento sempre está associada a um trecho de rede, que por sua vez está associado a uma chave (ou equipamento de proteção) que se localiza imediatamente a sua montante. Neste caso, o sentido do fluxo de potência elétrica fornecida é de montante a jusante.

Como as redes de distribuição são constituídas de trechos, em geral radiais, que podem ser manobrados - abertos ou fechados - por chaves ou equipamentos de proteção, então, associando-se os consumidores às chaves ou equipamentos de proteção à montante de sua conexão com a rede, é possível determinar quais são aqueles que terão seu fornecimento interrompido quando da abertura de um desses equipamentos.



Para tal também é necessário conhecer a estrutura hierárquica das chaves pois, numa rede radial, quando uma delas é aberta, todas as chaves a jusante ficam desenergizadas.

Sendo assim, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá elaborar e manter atualizado um banco de informações, através do qual cada consumidor é associado às chaves ou aos dispositivos de proteção que estão a sua jusante. Também deverão ser disponibilizados os dados referentes a cada chave de proteção e manobra do Sistema Elétrico, quanto à sua localização física e elétrica - se urbano ou rural, endereço, número do alimentador e da subestação.

3.2 - PROCESSO DE COLETA DAS INFORMAÇÕES DAS INTERRUPÇÕES

Todo o processo de coleta das informações referentes às interrupções deve estar descrito em documentos da ELETROPAULO METROPOLITANA e deve garantir a fidelidade, a precisão e disponibilização para auditoria das informações de cada desligamento.

Com relação ao início e fim da interrupção o processo deve estabelecer claramente os horários reais de cada interrupção, devendo constar:

- a) horário da reclamação do consumidor ou percepção por parte da ELETROPAULO METROPOLITANA.
- b) horário de manobra dos equipamentos que possuem sistema de monitoração por sensores e cujas informações são registradas automaticamente pelo sistema de supervisão.
- c) horário da manobra da rede realizada no campo através de registro específico.
- d) horário de restabelecimento do fornecimento de energia nos casos em que não houve manobra de chaves ou dispositivos de proteção, tais como em reparo de ramal de serviço, entrada de energia do consumidor atendido em baixa tensão etc.

Evidentemente, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá dispor de sistemas ou mecanismos específicos que garantam, que o consumidor, possa apresentar suas reclamações quanto a problemas no fornecimento de energia elétrica, de forma imediata ao início de cada ocorrência.

3.3 - REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES

3.3.1 - FORMA DE REGISTRO

As interrupções de fornecimento estão associadas a ocorrências na rede elétrica, cujas seguintes informações mínimas deverão permanecer disponíveis para consultas pelo órgão regulador:

- número de ordem da ocorrência.
- início da ocorrência - dia, mês, ano, hora e minutos.
- término da ocorrência - dia, mês, ano, hora e minutos.



- chave(s) ou dispositivos de proteção operado(s).
- número de consumidores atingidos.
- indicação se houve serviços executados sem operação de chaves ou dispositivos de proteção, tais como reparos em ramal de serviço ou entrada de energia de consumidor.

3.3.2 - TEMPO DE MANUTENÇÃO DOS REGISTROS

Os dados coletados deverão permanecer em arquivo na ELETROPAULO METROPOLITANA por um prazo mínimo de 3 anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias do órgão regulador.

4 - PROCESSO DE APURAÇÃO DO DIC E FIC E DAS DISTRIBUIÇÕES DE DIC E FIC

4.1 - APURAÇÃO DO DIC E FIC

Além do órgão regulador, qualquer consumidor da ELETROPAULO METROPOLITANA poderá solicitar a apuração do seu DIC ou do seu FIC, devendo a ELETROPAULO METROPOLITANA apurá-los conforme as seguinte fórmulas:

FÓRMULA DE CÁLCULO: DIC = $\sum_{i=1}^N t(i)$

DIC = Duração das Interrupções do consumidor considerado, expressa em horas e centésimos de hora

t(i) = Tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i).

(i) = Índice de cada interrupção variando de 1 a N.

N = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração

FÓRMULA DE CÁLCULO: FIC = N

FIC = Frequência das interrupções do consumidor considerado.

N = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração.

4.2 - APURAÇÃO DAS DISTRIBUIÇÕES DE DIC E FIC

A apuração das distribuições de frequências acumuladas do DIC e do FIC da ELETROPAULO METROPOLITANA, é realizada a partir da apuração do DIC e do FIC de cada um de seus consumidores, em cada um dos seguintes universos de apuração:

- Consumidores atendidos por sistema subterrâneo;
- Consumidores atendidos em alta tensão;



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

- Consumidores atendidos em média tensão situados em zona urbana;
- Consumidores atendidos em baixa tensão situados em zona urbana, inclusive os pertencentes a conjuntos com menos de 1.000 consumidores;
- Consumidores localizados em zona rural.

5 - FORMA E PROCEDIMENTOS PARA ENVIO DAS DISTRIBUIÇÕES DE DIC E DE FIC

Anualmente, até dia 31 de janeiro, a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá apresentar ao órgão regulador, para acompanhamento, planilhas contendo as Distribuições de Frequência Acumulada de Incidência de Valores de DIC e FIC mensais, trimestrais e anuais, relativos ao ano civil anterior, conforme modelo, para a ELETROPAULO METROPOLITANA como um todo, agrupando seus consumidores de conformidade com o definido no item anterior.

Os valores dessa planilha indicam o valor do DIC (ou do FIC) que não foi superado por uma certa porcentagem do número total de consumidores do agrupamento, em um certo período.

Os valores das distribuições de DIC e FIC deverão ser calculados para as seguintes probabilidades de não serem superados:

50%, 60%, 70%, 80%, 90%, 95%, 95,5%, 96%, 96,5%, 97%, 97,5%, 98%, 98,25%, 98,5%, 98,75%, 99%, 99,25%, 99,5%, 99,75% e 100%.

6 - SERVIÇO DE ATENDIMENTO ASSOCIADO AO DIC E AO FIC

A ELETROPAULO METROPOLITANA deverá manter serviço de atendimento gratuito com formulário específico, a ser preenchido pelo atendente, para acatar solicitações de cálculo de DIC e FIC, por parte de consumidores, seus prepostos devidamente autorizados ou pelo órgão regulador.

No ato da solicitação lhe deverá ser entregue um protocolo, com data de emissão e data limite para apresentação do DIC e FIC, que não deverá ser superior a 30 (trinta) dias transcorridos da data de solicitação.

A apresentação do resultado dos indicadores deverá conter:

- identificação do consumidor pelo seu nome, seu endereço, e seu código cadastral na ELETROPAULO METROPOLITANA e classificação de agrupamento - urbano, rural, AT, MT, BT, subterrâneo;
- período de apuração, expresso pelo ano civil completo anterior e pelos 12 meses imediatamente anteriores ao da solicitação;
- valores dos indicadores DIC e FIC mensais, trimestrais e anuais;
- Indicação dos padrões dos indicadores ao lado de cada valor mensal, trimestral e anual apurado.



7 - EXEMPLO DE REGISTRO DE INTERRUPÇÃO COM MÚLTIPLAS MANOBRAS

No caso de interrupções que envolvam várias manobras no sistema elétrico, faz-se necessário efetuar considerações complementares.

O procedimento deverá prever nos algoritmos de cálculo a identificação da sequência de manobra, permitindo que consumidores desligados desde o primeiro instante da ocorrência, não venham a onerar o índice de FIC, quando há uma manobra de chave que não altera a condição de fornecimento do consumidor (energizado ou desenergizado).

Apenas como ilustração, para maior clareza, apresenta-se a seguir um exemplo de como pode ser efetuado este controle para correta apuração dos valores de DIC e FIC:

- Para o apontamento no que se refere à classificação das manobras na rede elétrica, as interrupções receberão código específico (90 e 91 por exemplo) de acordo com o seguinte critério:

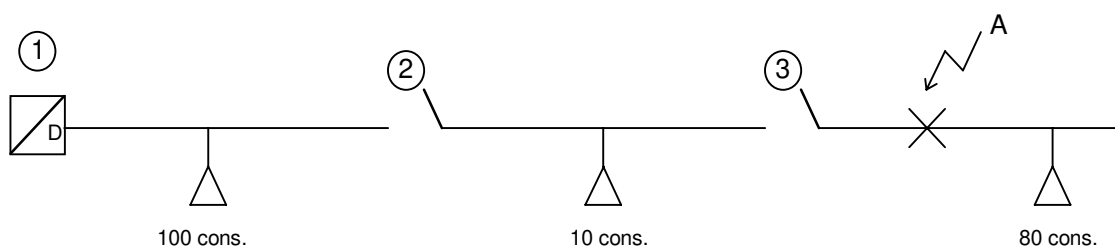
manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

manobra 91 - para interrupções que envolvam clientes que estavam desenergizados imediatamente antes da manobra correspondente.

Dessa forma em uma sequência de manobras, o código de manobra 91, somente poderá aparecer se anteriormente houver ocorrido pelo menos um código de manobra 90. O último código será a identificação da verdadeira causa da falha.

Da adequada combinação dos códigos de manobra 90 e 91 é possível a coleta de dados de qualquer sequência de manobras.

a) Esquema



b) Sequência de Manobras

Hora	Operação dos dispositivos de proteção e/ou manobra	Consumidores Atingidos	
		Antes da Operação	Depois da Operação
1:00	Desligou-se disjuntor 1 devido falha	ligado	100+10 +80
1:20	Aberto seccionador 2 - localizar falha	100+10 +80	100+10+80
1:30	Religado disjuntor 1 - testar trecho	100+10 +80	10+80
1:50	Aberto seccionador 3 - localizar falha	10+80	10+80
2:00	Religado seccionador 2 - testar trecho	10+80	80



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

2:40	Início do reparo		
3:00	Religado seccionalizador 3 - restabelecer	80	Ligado



c) Preenchimento dos registros de interrupções

Registro	Dispositivo	Início		Término da Interrupção	Consum. Atingidos	Causa
		Interrupção	Reparo			
1	Disj. 1	1:00	-	1:30	100+10+80	90
2	Secc.2	1:30	-	2:00	10+80	91
3	Secc.3	2:00	2:40	3:00	80	35



MODELO DE PLANILHA PARA ENVIO DA DISTRIBUIÇÃO DE DIC E FIC

Concessionária: _____

Agrupamento: _____ Distribuição de : DIC [] FIC [] - ano de: _____

	Consumidores do Agrupamento	PROBABILIDADE (%)																			
		50	60	70	80	90	95	95,5	96	96,5	97	97,5	98	98,25	98,5	98,75	99	99,25	99,5	99,75	100
jan																					
fev																					
mar																					
1º Tr.																					
abr																					
mai																					
jun																					
2º Tr.																					
jul																					
ago																					
set																					
3º Tr.																					
out																					
nov																					
dez																					
4º Tr.																					
ANO																					



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
 com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de
 Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

APÊNDICE E

PROCEDIMENTOS PARA COLETA, APURAÇÃO E ENVIO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL

1. OBJETIVOS

Apresentar os procedimentos a serem adotados pela ELETROPAULO METROPOLITANA, relativos à qualidade de atendimento comercial. Estabelecer, também, os procedimentos para apuração dos indicadores, definindo a forma e a periodicidade de envio ao órgão regulador.

2. CONCEITOS

O atendimento comercial será monitorado através de indicadores e padrões de qualidade que expressam:

- o período de tempo que um cliente tem que aguardar para que determinada solicitação seja atendida, contado a partir da data de solicitação ou reclamação, e
- aspectos da qualidade comercial que complementam os indicadores de tempo de atendimento.

Os indicadores representam valores médios dos resultados obtidos pela empresa, não sujeitos a penalidades diretas.

Os padrões representam limites máximos que, quando superados, sujeitarão à empresa a penalidades a favor do próprio cliente ou ao órgão regulador. Como instrumento de controle, deverá ser fornecido a cada cliente quando da solicitação de serviços a ELETROPAULO METROPOLITANA, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados.

3. INDICADORES DE QUALIDADE COMERCIAL

TML - TEMPO MÉDIO DE LIGAÇÃO NOVA EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

Objetiva monitorar a eficiência com que é realizado o atendimento aos pedidos de novas ligações e exprime o período que, em média, cada consumidor atendido em tensão secundária de distribuição aguarda para que se efetive sua solicitação de nova ligação, desde que esta independa da realização de obras na rede.

$$TML = \sum \frac{d_i}{n} \text{ onde}$$

- d = dias úteis transcorridos entre a solicitação do consumidor i e a sua efetiva ligação,
i excluído o dia do pedido
n = número de pedidos de novas ligações executadas no período, independentes de serviço na rede



No caso da ligação não ser efetuada por rejeição das instalações de entrada de energia da unidade consumidora, o tempo a ser considerado transcorrerá a partir do dia seguinte à data de comunicação, pelo consumidor, da correção das irregularidades apontadas pela ELETROPAULO METROPOLITANA.

TMR - TEMPO MÉDIO DE RELIGAÇÃO EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

Objetiva monitorar a eficiência com que é realizado o atendimento aos pedidos de religação e exprime o período que, em média, cada consumidor atendido em tensão secundária de distribuição aguarda para que se efetive sua solicitação de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento

$$TMR = \sum \frac{d_i}{n} \text{ onde}$$

d_i = dias úteis transcorridos entre a solicitação do consumidor i e a sua efetiva religação

n = número de pedidos de religações executadas no período, para as quais tenham sido eliminados os motivos das suspensões

TME - TEMPO MÉDIO DE ELABORAÇÃO DE ESTUDOS E ORÇAMENTOS DE SERVIÇOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Objetiva, também monitorar a eficiência com que é realizado o atendimento aos pedidos de novas ligações ou alterações de carga e exprime o período que, em média, cada consumidor aguarda para ser informado sobre os resultados dos estudos e projetos desenvolvidos para atendimento a seu pedido de nova ligação ou aumento de carga, bem como sobre o valor do orçamento dos serviços a serem realizados na rede de distribuição, em decorrência do mesmo pedido.

$$TME = \sum \frac{d_i}{n} \text{ onde}$$

d_i = dias úteis transcorridos entre a solicitação do consumidor i , excluído o dia do pedido, e a comunicação ao mesmo, dos resultados dos estudos e projetos desenvolvidos pela ELETROPAULO METROPOLITANA e do valor do orçamento relativo às obras na rede de distribuição, necessárias ao seu atendimento

n = número de pedidos de novas ligações executadas ou alterações de carga no período, cujo atendimento depende de serviços na rede de distribuição.

Serão desconsiderados os períodos em que a ELETROPAULO METROPOLITANA aguarda dados e ou documentos de responsabilidade do consumidor

TMS - TEMPO MÉDIO DE EXECUÇÃO DE SERVIÇOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Objetiva monitorar a eficiência com que são realizadas as obras necessárias para atendimento e exprime o período que, em média, cada consumidor aguarda pela conclusão de obras na rede de distribuição, necessárias para o atendimento a seu pedido de nova ligação ou alteração de carga, após apresentação do projeto e orçamento ao interessado e sua correspondente aprovação e pagamento, quando for o caso.

$$TMS = \sum \frac{d_i}{n} \text{ onde}$$

d_i = dias úteis transcorridos entre o dia seguinte à data de aceite do projeto desenvolvido e



- i pagamento dos custos decorrentes pelo interessado, apurados para a obra i, e a data de conclusão da mesma obra
- n = número de solicitações de obras na rede de distribuição executadas no período, para novas ligações e alterações de carga

PPC - PORCENTAGEM DE PERDAS COMERCIAIS

Objetiva monitorar o nível de perdas comerciais na atividade de distribuição de energia elétrica, em termos percentuais, a partir do comportamento das perdas totais, por ser inviável no momento, separar entre perdas técnicas e comerciais.

Este indicador terá seu processo de apuração definido no transcorrer da etapa de adaptação, sendo exigido somente na etapa de maturidade.

Assim, durante a etapa de adaptação, deverá ser informado ao órgão regulador o percentual correspondente às perdas totais, apurado pela expressão:

$$\text{Perdas Totais (\%)} = \left(1 - \frac{E_f}{E_c + E_g} \right) \times 100 \text{ onde}$$

Ef = Energia total faturada no período considerado

Ec = Energia comprada total no período considerado

Eg = Energia total gerada no mesmo período

4. PROCEDIMENTO PARA APURAÇÃO DOS INDICADORES

4.1 - TML - TEMPO MÉDIO DE LIGAÇÃO NOVA EM BAIXA TENSÃO

O registro da data do pedido de ligação, uma vez satisfeitas todas as exigências técnicas, legais e documentais por parte do cliente, deverá ser feita em sistema informatizado.

Quando ocorrer rejeição da ligação por problemas técnicos ou comerciais, novo prazo de registro deverá ser efetivado no sistema informatizado, após sanado o problema.

Os dias a serem contabilizados são dias úteis, sem considerar o dia do pedido.

4.2 - TMR - TEMPO MÉDIO DE RELIGAÇÃO EM BAIXA TENSÃO

O registro da data do pedido de religação, uma vez cessados os motivos que deram origem a interrupção do fornecimento, deverá ser feito em sistema informatizado.

Quando ocorrer rejeição da religação após o registro da data de solicitação, os motivos devem ser informados ao cliente e novo prazo será iniciado, após a regularização.

Os dias a serem contabilizados são dias úteis, sem considerar o dia do pedido.



4.3 - TME - TEMPO MÉDIO DE ELABORAÇÃO DE ESTUDOS E ORÇAMENTOS DE SERVIÇOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A data de solicitação deve ser cadastrada em sistema informatizado, após o fornecimento pelo cliente de todas as informações necessárias ao desenvolvimento do mesmo. A data de encerramento, que também deverá constar em registro informatizado consiste na data de comunicação ao cliente da conclusão dos estudos, projetos e orçamentos.

Os dias a serem contabilizados são dias úteis, sem considerar o dia do pedido.

4.4 - TMS - TEMPO MÉDIO DE EXECUÇÃO DE SERVIÇOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O registro da data de início deste prazo deve ser feita em sistema informatizado, uma vez constatada a aprovação e o pagamento, se for o caso, por parte do cliente. O prazo de conclusão também deverá ser registrado em sistema informatizado.

Devem ser considerados dias úteis, sem considerar o dia da aprovação e ou pagamento, se for o caso.

4.5 - PPC - PORCENTAGEM DE PERDAS

Para o cálculo do percentual de perdas, considera-se a energia recebida (comprada e/ou gerada) e a energia faturada.

5. PROCEDIMENTOS RELACIONADOS AOS PADRÕES DE QUALIDADE COMERCIAL - ATENDIMENTO A RECLAMAÇÕES DE CLIENTES

Todas as reclamações formuladas pelos clientes sobre serviços da ELETROPAULO METROPOLITANA deverão ser formalmente respondidas em no máximo dez dias úteis.

Os casos em que as reclamações estiverem relacionadas ao descumprimento dos padrões estabelecidos, e confirmada a procedência das mesmas, a ELETROPAULO METROPOLITANA pagará ao cliente a multa prevista, no prazo máximo de vinte dias úteis a contar da data do registro da reclamação. Poderá o pagamento ser efetuado como crédito na conta de fornecimento de energia quando houver aceite por parte do cliente.

Para cada um dos padrões de qualidade comercial, as empresas deverão apurar índices individualizados que retratem o atendimento prestado a um determinado cliente. Desse índice individualizado comparado ao padrão de qualidade é que podem decorrer aplicações de penalidades financeiras.

Desta forma, é necessária a capacitação e a padronização da ELETROPAULO METROPOLITANA para apuração desses índices individualizados, cujo detalhamento é apresentado na sequência.

- Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão primária de distribuição, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, necessidade de reforma ou ampliação da rede, necessidade de construção de ramal subterrâneo ou inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.



Para apuração dos dados relativos ao cumprimento dos prazos máximos estabelecidos, as empresas deverão registrar em sistema informatizado a data da solicitação da ligação.

No caso de pagamento de multa por atraso no atendimento, a mesma deverá ser registrada no sistema informatizado.

Caso a ligação não seja realizada devido à inadequação das instalações de entrada do consumidor ou por falta de documentação, o prazo só passará a ser considerado após a devida regularização.

- Prazo máximo para o atendimento a pedidos de ligação, quando se tratar de fornecimento em tensão secundária de distribuição, excluídos os casos de inexistência de rede de distribuição em frente à unidade consumidora a ser ligada, necessidade de reforma ou ampliação da rede, necessidade de construção de ramal subterrâneo ou inadequação das instalações do consumidor aos padrões técnicos da ELETROPAULO METROPOLITANA.

Para apuração dos dados relativos ao cumprimento dos prazos máximos estabelecidos, as empresas deverão registrar em sistema informatizado a data da solicitação da ligação.

No caso de pagamento de multa por atraso no atendimento, a mesma deverá ser registrada no sistema informatizado.

Caso a ligação não seja realizada devido à inadequação das instalações de entrada do consumidor ou por falta de documentação, o prazo só passará a ser considerado após a devida regularização.

- Prazo máximo para o atendimento a pedidos de religação, após cessado o motivo da suspensão do fornecimento e pagos os débitos, prejuízos, taxas, multas e acréscimos incidentes.

Para apuração dos dados relativos ao cumprimento dos prazos máximos estabelecidos, as empresas deverão registrar em sistema informatizado a data da solicitação da ligação.

No caso de pagamento de multa por atraso no atendimento, a mesma deverá ser registrada no sistema informatizado.

Caso a ligação não seja realizada devido à inadequação das instalações de entrada do consumidor ou por falta de documentação, o prazo só passará a ser considerado após a devida regularização.

- Prazo máximo para a comunicação dos resultados dos estudos, projetos e do prazo para início e conclusão das obras de distribuição, necessárias ao atendimento dos pedidos de ligação.

O tempo decorrido será contado entre a data da solicitação à ELETROPAULO METROPOLITANA e a data da efetiva apresentação do orçamento/projeto ao interessado.

O período de tempo em que o projeto estiver dependente de providências do interessado deverá ser descontado no tempo total.

Não considerar na contagem do tempo, o dia da solicitação.

- Prazo máximo para início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.

O tempo decorrido será contado entre a data de aprovação/pagamento por parte do interessado e a data do efetivo início físico das obras no local.



O período de tempo em que o início da obra estiver dependente de providências por parte do interessado não deverá ser considerado na contagem do tempo total.

- Prazo máximo para devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos provocados por problemas na rede, comprovados por análise técnica.

O tempo em dias úteis decorrido será contado entre as datas do pedido de indenização e do pagamento em cheque ou dinheiro na agência ou escritório local da ELETROPAULO METROPOLITANA, descontados os dias em que o processo tenha sido interrompido por dependência de providências do interessado.

- Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.

O tempo em dias úteis decorrido será contado entre as datas de reclamação do consumidor e a do efetivo pagamento em cheque ou dinheiro.

Caso o consumidor aceite receber a devolução em forma de crédito na próxima conta de energia elétrica, deverá ser considerado como data do efetivo pagamento a data do aceite.

Não considerar na contagem do tempo, o dia da solicitação e o período de tempo que o processo ficar dependente de providências do consumidor.

- Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, com a(s) conta(s) paga(s) até o 10º (décimo) dia após o vencimento.

O tempo em horas decorrido será contado entre os horários de reclamação do consumidor e da efetiva religação. O controle deverá ser informatizado para se evitar distorções na contagem do tempo.

- Prazo máximo para regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.

O tempo em dias úteis será contado entre as datas de reclamação do consumidor e da efetiva religação. O controle deverá ser informatizado para se evitar distorções na contagem do tempo.

- Prazo máximo para a comunicação do tempo necessário para a conclusão de estudos, projetos e orçamentos e dos prazos para início e fim das obras de atendimento a pedidos de novas ligações em tensão de transmissão ou subtransmissão, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.

O tempo decorrido será contado entre a data da solicitação à ELETROPAULO METROPOLITANA e a data da comunicação do tempo necessário para conclusão dos estudos, projetos e orçamentos e os prazos para início e fim das obras.

O período de tempo em que o projeto estiver dependente de providências do interessado será descontado no tempo total.



- Prazo máximo para devolução ao consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão, dos valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.

O tempo em dias úteis decorrido será contado entre as datas de reclamação do consumidor e a do efetivo pagamento em cheque ou dinheiro.

Caso o consumidor aceite receber a devolução em forma de crédito na próxima conta de energia elétrica, deverá ser considerado como data do efetivo pagamento a data do aceite.

Não considerar na contagem do tempo, o período em que o processo ficar dependente de providências do consumidor.

- Prazo máximo para regularização da medição na ocorrência de defeitos dos medidores instalados na unidade consumidora atendida na tensão de transmissão ou subtransmissão.

O tempo em dias úteis será contado entre as datas de reclamação do consumidor e da efetiva religação. O controle deverá ser informatizado para se evitar distorções na contagem do tempo.

7. COLETA E ENVIO

Os indicadores deverão refletir os resultados do mês e a média móvel dos últimos 12 meses.

Quanto aos padrões, serão informados o número de eventos registrados, a quantidade dos que superaram o padrão e o total de multas pagas.

Os resultados dos indicadores e padrões deverão ser encaminhados trimestralmente até o 10º (décimo) dia útil do mês subsequente ao trimestre.

Os dados serão encaminhados em planilhas, conforme os modelos a seguir:

INDICADORES

Concessionária:			Mês:
Indicador	Limite	Média Mensal	Média Móvel de 12 Meses



PADRÕES

Concessionária:				Mês:	
Título	Padrão	Número de Eventos Registrados	Número de Eventos que Superaram o Padrão		Multas Pagas R\$
			1 VUP	2 ou mais VUP`s	



APÊNDICE F

FAMÍLIAS DE REDES

1 - OBJETIVO

Apresentar os procedimentos que deverão ser seguidos pela ELETROPAULO METROPOLITANA para elaborar a formação das famílias de redes, que substituirão os atuais conjuntos de consumidores, para os quais são apurados, até o presente, os indicadores DEC e FEC conforme disposto na portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78.

Os indicadores DEC, FEC, FMA, e TMA, citados no capítulo II deste documento, deverão ser apurados no início da etapa transição, para cada uma dessas famílias de redes.

2 - TERMINOLOGIA

CONJUNTO DE CONSUMIDORES

Corresponde à reunião dos consumidores para os quais são calculados os indicadores DEC e FEC segundo a portaria 046 do DNAEE, de 17/04/78.

REDE ELEMENTAR

Consiste de um alimentador primário com seus respectivos transformadores de distribuição e circuitos de baixa tensão, no caso de todos os seus consumidores pertencerem à área urbana ou à área rural. No caso de um mesmo alimentador atender consumidores rurais e urbanos, o alimentador deverá ser subdividido em uma parcela urbana e outra rural - sendo que cada uma constituirá uma rede elementar.

No caso de haver menos que 5% dos consumidores ou do consumo de um mesmo alimentador, em região urbana ou rural, é facultado à ELETROPAULO METROPOLITANA considerar todos seus trechos como pertencentes a uma mesma rede elementar.

No caso de haver possibilidade de reconfiguração de redes, deve ser considerada, para a formação de famílias, aquela configuração que permanece operando na maior parte do tempo.

FAMÍLIAS DE REDES

É um agrupamento de redes elementares com características similares.

ATRIBUTOS DE FAMÍLIAS DE REDES

São os parâmetros utilizados para caracterizá-las.

INDICADOR 90% DE UMA FAMÍLIA

Corresponde ao valor que é superado em apenas 10% das redes elementares da mesma família.



3 - ATRIBUTOS DAS REDES ELEMENTARES

Serão considerados os seguintes atributos para as redes elementares:

Número de Consumidores

- até 100
- de 101 a 1000
- de 1001 a 3000
- mais de 3000

Tipo de Atendimento

- rural
- urbano

Consumo Predominante

- residencial e iluminação pública
- comercial, industrial, serviços/poderes públicos atendidos em baixa tensão
- comercial, industrial, serviços/poderes públicos atendidos em média tensão
- rural

Densidade (linear) de carga consiste na densidade da potência instalada em transformadores de distribuição, acrescida da demanda registrada por consumidores atendidos em média tensão, expressa em kVA/km de rede de média tensão, sendo classificada em:

- baixa - densidade menor ou igual a 100 kVA/km;
- média - densidade maior que 100 kVA/km e menor que 500 kVA/km;
- alta - densidade maior ou igual a 500 kVA/km

4 - PROCEDIMENTOS PARA A FORMAÇÃO DAS FAMÍLIAS

4.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

A formação das famílias de redes deverá ser elaborada pela ELETROPAULO METROPOLITANA e submetida ao órgão regulador para aprovação, durante a etapa de adaptação, prevista neste documento.

A partir da etapa de transição, a ELETROPAULO METROPOLITANA deve apurar os indicadores para cada família, tanto para acompanhamento como para formação de base histórica e estabelecimento de padrões.

Observa-se que, durante as etapas de transição e de maturidade, a apuração de indicadores será realizada considerando tanto os atuais conjuntos de consumidores como as novas famílias de redes definidas por este documento.



A cada 5 anos a ELETROPAULO METROPOLITANA deverá atualizar a definição das suas redes elementares e formação das famílias, submetendo-as à aprovação do órgão regulador.

Entretanto, a qualquer tempo a ELETROPAULO METROPOLITANA poderá atualizar a definição das redes elementares e famílias, quando alterações significativas dos atributos ou das próprias redes justificarem esta providência. Estas alterações deverão ser aprovadas pelo órgão regulador para entrarem em vigor.

Finalmente, durante a expansão das redes de distribuição, novas redes elementares irão surgir. Estas deverão ser classificadas nas famílias convenientes, conforme critério definido a seguir. Alterações dos números de componentes das famílias devem ser informadas ao órgão regulador.

4.2 - FAMÍLIAS DE REDES ELEMENTARES DE BAIXA E MÉDIA TENSÃO

Na formação das famílias de redes são considerados os seguintes conceitos básicos:

- a) Uma família de redes possui redes elementares com características de tipologia elétrica, densidade de carga e modos de consumo similares, motivo pelo qual os consumidores devem ser atendidos com o mesmo nível de qualidade;
- b) elemento básico de uma rede elétrica de distribuição é denominado de rede elementar, que consiste em um alimentador primário radial, ou um conjunto de alimentadores que operam em anel, com seus respectivos transformadores de distribuição e circuitos de baixa tensão.

O alimentador pode estar subdividido em até duas partes, conforme o fornecimento de energia elétrica estiver em área urbana ou rural. Neste caso, um alimentador primário dará origem a duas redes elementares.

- c) Todas as redes elementares com características similares pertencerão à mesma família, independentemente de sua posição geográfica;
- d) Os indicadores devem ser apurados para todas as redes elementares separadamente, porém deverão ser informados ao órgão regulador o valor médio, o valor máximo e o valor 90% de cada indicador, para cada família.

A sequência de atividades para a definição das famílias de redes deverá ser a seguinte:

- a) estabelecimento das redes elementares;
- b) classificação e agrupamento das redes elementares conforme os atributos acima definidos;
- c) número de famílias de redes da ELETROPAULO METROPOLITANA deverá ser proposto ao órgão regulador, para aprovação;
- d) sempre que o número de redes elementares de uma família for inferior a 10 ou representar menos de 3% do consumo da empresa para a totalidade de seus consumidores atendidos em baixa ou média tensão, essa família de redes deverá ser cancelada e seus elementos incorporados nas outras famílias existentes.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PRIMEIRO TERMO ADITIVO

**CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL**

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

PROCESSOS Nº 48500.004591/04-69 e Nº 48500.003826/04-03

**PRIMEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 162/1998-
ANEEL, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE
DE SÃO PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, JERSON KELMAN, portador do RG nº 2.676.547 SSP-DF e do CPF nº 155.082.937-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com a redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, doravante designada apenas ANEEL, e a ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A., com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Lourenço Marques, 158, Edifício Brasiliana, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, na condição de Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor Vice Presidente Roberto Mario Di Nardo, portador do RG nº 6.422.238 e do CPF nº 007.690.628-06, com interveniência da AES ELPA S.A., com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Lourenço Marques, 158, 13º andar - parte, Edifício Brasiliana, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.917.705/0001-30, neste ato representada por seu por seu Diretor Executivo Antonio Luiz Barros de Salles, inscrito na OAB/SP nº 28.320 e no CPF nº 025.417.428-00 e por seu procurador Carlos Augusto Leite Brandão, portador do RG nº M-463.193 e do CPF sob o nº 270.396.506-06, neste instrumento designada apenas ACIONISTA CONTROLADORA, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o PRIMEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

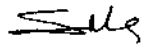
O presente Termo Aditivo tem por objeto atender às condições de eficácia constantes dos §§ 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, na forma das alterações efetuadas na redação do Contrato de Concessão nº 162/1998-ANEEL, de 15 de junho de 1998, estabelecidas na CLÁUSULA SEGUNDA deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA - DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

A Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, firmado em 15 de junho de 1998, passa a vigorar com a seguinte redação:

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO




ELETROPAULO
METROPOLITANA
VISTO D.





"CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às homologadas pela ANEEL, desde que a redução não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda.

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II do Contrato de Concessão 162/98, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, na data de 15 de junho de 1998, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira - O valor das tarifas de que trata esta Cláusula será reajustado com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de assinatura do contrato;

II - no segundo reajuste, a data de início da vigência do reajuste realizado em 4 de julho de 2000; e

III - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Subcláusula Quarta - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a "Data de Referência Anterior" e o "Período de Referência" à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

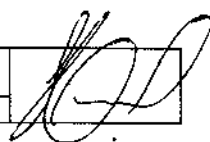
Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica em função do "Mercado de Referência", que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída; contribuições ao ONS; compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; encargos de serviços de sistema; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA1} + \text{VPB0} \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO



RA



Onde:

RA: receita anual de fornecimento, de suprimento e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, denominada como "Receita de Referência";

Receita anual de fornecimento: calculada considerando-se as tarifas de fornecimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores cativos, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem de potência ativa ou reativa.

Receita anual de suprimento: calculada considerando-se as tarifas de suprimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição: calculada considerando-se as tarifas de uso dos sistemas de distribuição homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores livres, de autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias, autorizadas e geradores conectados ao sistema de distribuição, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Mercado de Referência: composto pelas quantidades de energia elétrica e de demanda de potência faturadas para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, bem como pelas quantidades de energia elétrica e potência contratada para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão pelos geradores, no período de referência;

Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI;

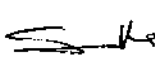
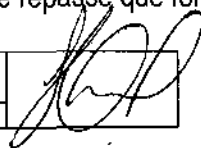
Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas elétricas no momento da revisão tarifária periódica.

Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de: (i) perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável, (ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.

VPA0: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO



ELETROPAULO
METROPOLITANA
VISTO



3



(ii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores considerados no reajuste ou na revisão anterior.
VPB0: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA - VPA0$$

VPA1: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;

(ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior;

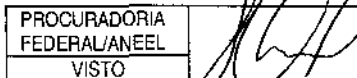
(iii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data do reajuste em processamento; e

(iv) Para os demais itens da "Parcela A": valores vigentes na data do reajuste em processamento.

Subcláusula Sétima - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira desta Cláusula; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

Subcláusula Oitava - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta desta Cláusula. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

Subcláusula Nona - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de custos de compra de energia elétrica e encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação da concessionária, devidamente comprovada.



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



Subcláusula Décima - No atendimento ao disposto no § 3º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 1995, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Subcláusula Décima-Primeira - Na hipótese de ter ocorrido, após a "Data de Referência Anterior", revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sexta, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

Subcláusula Décima-Segunda - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outro fornecedor de energia, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia e aos encargos e compensações de responsabilidade do segmento de consumo, previstos na legislação.

Subcláusula Décima-Terceira - As tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão reajustadas de acordo com fórmula paramétrica específica, considerando-se as suas respectivas componentes de custo.

Subcláusula Décima-Quarta - Será observado tratamento isonômico entre as tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicadas aos consumidores livres e aquelas aplicadas aos consumidores cativos, inclusive quanto aos encargos e as compensações nelas contidos.

Subcláusula Décima-Quinta - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pela ANEEL.

Subcláusula Décima-Sexta - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões, previstos nesta Cláusula, serão observados os limites de repasse, às tarifas, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, conforme estabelecidos em resolução da ANEEL e na legislação vigente.

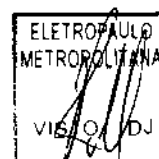
Subcláusula Décima-Sétima - Havendo alteração unilateral do Contrato de Concessão que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela CONCESSIONÁRIA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito, a partir da data da alteração".

CLÁUSULA TERCEIRA - DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, firmado em 15 de junho de 1998, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



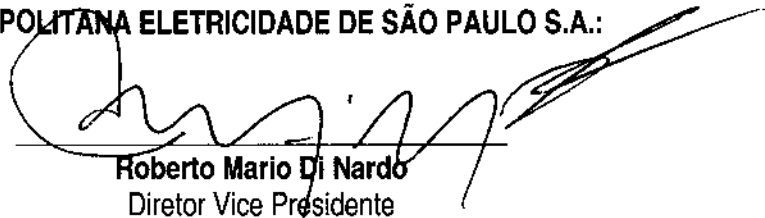
Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

Brasília, 06 de junho de 2005.

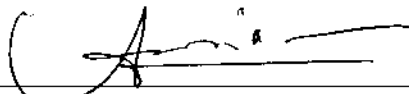
PELA ANEEL:


JERSON KELMAN
Diretor-Geral

PELA ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.:

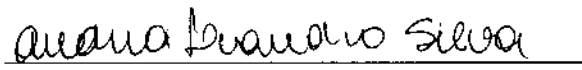

Roberto Mario Di Nardo
Diretor Vice Presidente

PELA ACIONISTA CONTROLADORA


Antonio Luiz Barros de Salles
Diretor-Executivo

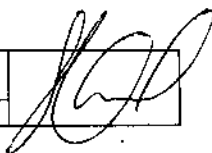

Carlos Augusto Leite Brandão
Procurador

TESTEMUNHAS:


Nome: ANDREA LEONARDO SILVA
RG: 24.481.467-3
CPF: 165.779.628-04

Nome: _____
RG: _____
CPF: _____

PROCURADORIA
FEDERAL/ANEEL
VISTO





AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**SEGUNDO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL****ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
PROCESSO Nº 48500.006111/2007-08
SEGUNDO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede na SGAN, Quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada pelo seu Diretor-Geral, NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA, portador do CREA nº 3.818/D-CREA/DF e do CPF nº 443.875.207-87, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I - Estrutura Regimental, aprovada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, amparada pelo Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, doravante designada apenas **ANEEL**, e a **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Lourenço Marques, 158, Edifício Brasiliana, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, representada na forma de seu Estatuto Social, por seu Diretor-Presidente BRITALDO PEDROSA SOARES, portador do RG nº MG-228.266 SSP/MG e do CPF/MF nº 360.634.796-00 e por sua Diretora Vice Presidente SHEILLY CADEN CONTENTE, portadora do RG nº 665357 SSP/BA e do CPF/MF nº 074.896.175-53, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente **CONCESSIONÁRIA**, com **interveniência** da **ACIONISTA CONTROLADORA AES ELPA S.A.**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Lourenço Marque, 158, 13º andar – parte, Edifício Brasiliana, Vila Olímpia, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.917.705/0001-30, neste ato representada por seu Diretor-Presidente e Relações com Investidores BRITALDO PEDROSA SOARES, portador do RG nº MG-228.266 SSP/MG e do CPF/MF nº 360.634.796-00 e por seu Diretor PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA, portador do RG nº 61.768.818 e do CPF/MF sob o nº 890.310.677-68, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o **SEGUNDO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL**, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
 com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
 conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, estabelecidas na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA – DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

A Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica n.º 162/1998-ANEEL, firmado em 15 de junho de 1998, passa a vigorar com a seguinte redação:

“CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

“Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira -

Subcláusula Segunda -

Subcláusula Terceira -

I -

II -

Subcláusula Quarta -

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

- (i) compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;
- (ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e
- (iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



2

CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento - P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva - EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}_0}$$

Onde:

RA:

Receita anual de fornecimento:

Receita anual de suprimento:

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição:

Mercado de Referência:

Período de referência:

IVI:

X:

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Energia Elétrica Comprada:

VPA₀: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

- (i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB₀: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA₁:

- (i)
- (ii)
- (iii); e
- (iv)

Subcláusula Sétima -

Subcláusula Oitava -

Subcláusula Nona -

Subcláusula Décima -

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Subcláusula Décima - Primeira -

Subcláusula Décima - Segunda -

Subcláusula Décima - Terceira -

Subcláusula Décima - Quarta -

Subcláusula Décima - Quinta -

Subcláusula Décima - Sexta -

Subcláusula Décima - Sétima -

Subcláusula Décima - Oitava - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº **162/1998-ANEEL**, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

As alterações efetuadas neste aditivo serão implementadas a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária realizado em 2010, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, preservando-se integralmente os efeitos da disciplina anteriormente vigente.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

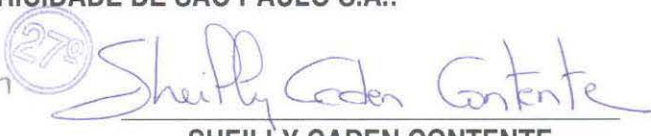
Brasília, 03 de MAIO de 2010.

PELA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL:

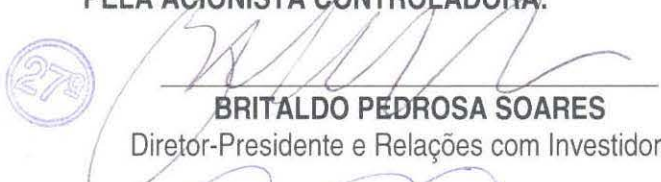

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA
Diretor-Geral

PELA ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.:


BRITALDO PEDROSA SOARES
Diretor-Presidente

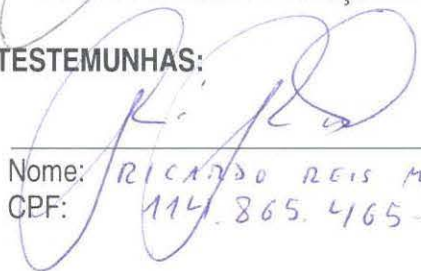

SHELLY CADEN CONTENTE
Diretora Vice Presidente

PELA ACIONISTA CONTROLADORA:


BRITALDO PEDROSA SOARES
Diretor-Presidente e Relações com Investidores


PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA
Diretor

TESTEMUNHAS:


Nome: **RICARDO REIS MOURÃO**
CPF: **114.865.465-87**


Nome: **Andir Amorim Nascimento**
CPF: **057.353.601-59**

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

TERCEIRO TERMO ADITIVO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
PROCESSO Nº 48500.005603/2014-05
**TERCEIRO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
 CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
 ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL, QUE
 CELEBRAM A UNIÃO E ELETROPAULO
 METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO
 PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, doravante designada ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada por seu Diretor-Geral, ROMEU DONIZETE RUFINO, nomeado pelo Decreto Presidencial de 12 de agosto de 2014, publicado no Diário Oficial da União em 13 de agosto de 2014, portador da identidade nº 003551 SSP/DF e do CPF nº 143.921.601-06, com base na competência delegada por meio do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, alterado pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, e a **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, 939, lojas 1 e 2 (térreo), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, representada, na forma de seu Estatuto Social, por seus Diretores, BRITALDO PEDROSA SOARES, portador da identidade nº 228266 SSP/MG e do CPF nº 360.634.796-00, e PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA, portador da identidade nº 061768818 IFP/RJ e do CPF nº 890.310.677-68, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, com interveniência e anuência de **AES ELPA S.A.**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, 939, 5º andar, sala individual 1, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.917.705/0001-30, neste ato representada por seus Diretores, BRITALDO PEDROSA SOARES e PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA, acima qualificados, e com interveniência e anuência de **COMPANHIA BRASILEIANA DE ENERGIA**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, 939, 5º andar, sala individual 2, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.128.563/0001-10, neste ato representada por seus Diretores, BRITALDO PEDROSA SOARES e PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA, acima qualificados, doravante designadas simplesmente ACIONISTA CONTROLADOR, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o presente Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

O objeto do presente Termo Aditivo é incluir dispositivo que garanta que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, que trata da reversão dos bens e instalações vinculados, estabelecidas na Cláusula Segunda deste Termo Aditivo.

CLÁUSULA SEGUNDA – DA REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

Inclui-se a Subcláusula Décima Primeira, com a redação abaixo, na Cláusula Décima Primeira – Extinção da Concessão, Reversão dos Bens Vinculados do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL:

"Subcláusula Décima Primeira - Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária."

CLÁUSULA TERCEIRA – DAS DISPOSIÇÕES RATIFICADORAS

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este Termo Aditivo.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



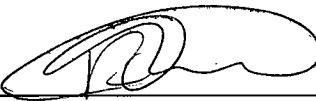
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



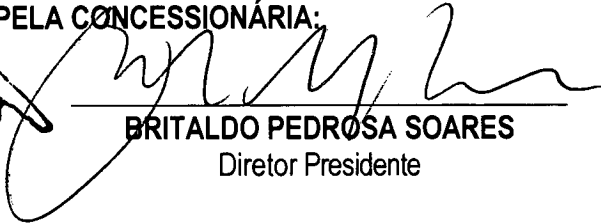
Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da ANEEL, da CONCESSIONÁRIA, do ACIONISTA CONTROLADOR, juntamente com as testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos legais.

Brasília, 10 de dezembro de 2014.

PELA ANEEL:


ROMEU DONIZETE RUFINO
Diretor-Geral

PELA CONCESSIONÁRIA:

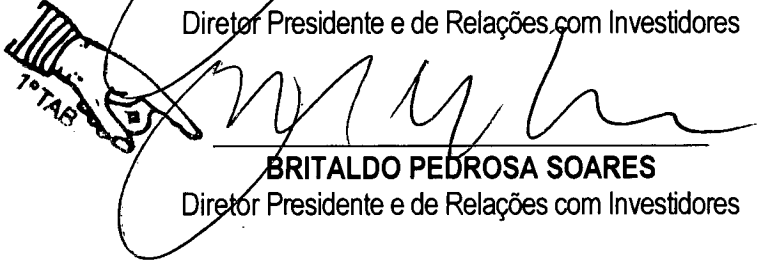

BRITALDO PEDROSA SOARES
Diretor Presidente


PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA
Diretor Vice-Presidente

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

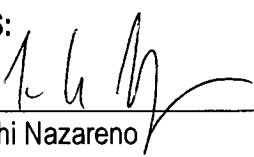

BRITALDO PEDROSA SOARES
Diretor Presidente e de Relações com Investidores


PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA
Diretor


BRITALDO PEDROSA SOARES
Diretor Presidente e de Relações com Investidores


PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA
Diretor

TESTEMUNHAS:


Nome: Ivo Sechi Nazareno
CPF: 034.962.716-98

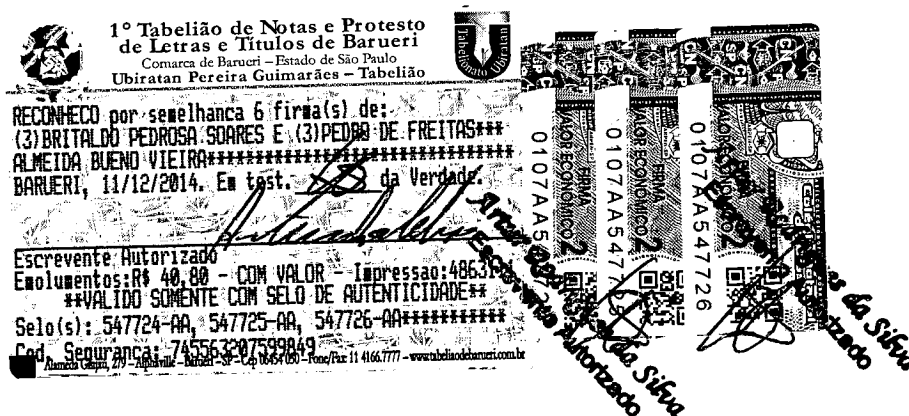

Nome: ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
CPF: 246.744.258-67

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.





Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado
digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira -
ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

QUARTO TERMO ADITIVO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



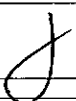
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
PROCESSO Nº 48500.005374/2016-82
**QUARTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL, QUE
CELEBRAM A UNIÃO E A ELETROPAULO
METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO
PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, doravante designada ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada por seu Diretor-Geral, ROMEU DONIZETE RUFINO, nomeado pelo Decreto Presidencial de 12 de agosto de 2014, publicado no Diário Oficial da União em 13 de agosto de 2014, portador da identidade nº 003551 SSP/DF e do CPF nº 143.921.601-06, com base na competência delegada por meio do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, alterado pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, e a **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 1º a 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, representada, na forma de seu Estatuto Social, por seus Diretores, CHARLES LENZI, portador da identidade nº 1005915838 SSP/RS e do CPF nº 276.937.750-72, e TERESA CRISTINA QUERINO VERNAGLIA, portadora da identidade nº 16383270 SSP/SP e do CPF nº 039.977.338-05, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA ou ELETROPAULO, com interveniência e anuência de **AES HOLDINGS BRASIL LTDA.**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 5º andar, sala individual 5, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 05.692.190/0001-79, neste ato representada por seus Diretores, PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA, portador da identidade nº 061768818 IFP/RJ e do CPF nº 890.310.677-68, e JULIAN JOSE NEBREDIA MARQUEZ, portador do Registro Nacional de Estrangeiros - RNE nº G270141-K DPF/SP e do CPF nº 238.866.548-50, doravante designada simplesmente ACIONISTA CONTROLADOR ou AES BRASIL, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o presente Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

Constitui objeto deste Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, formalizar a reestruturação societária da ELETROPAULO.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



CLÁUSULA SEGUNDA – DA TRANSFERÊNCIA DE CONTROLE SOCIETÁRIO

Nos termos da Resolução Autorizativa nº 6.150, de 13 de dezembro de 2016, publicada no Diário Oficial da União de 16 de dezembro de 2016, e deste Termo Aditivo, considerando a Sexta Subcláusula da Cláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 162/1998-ANEEL e o que consta no Processo nº 48500.005374/2016-82, a ANEEL anui com a transferência de controle da ELETROPAULO, mediante cisões e transferências de ações detidas por AES ELPA S.A. e BRASILIANA PARTICIPAÇÕES S.A., para a AES BRASIL.

PARÁGRAFO PRIMEIRO – A reestruturação societária da ELETROPAULO está detalhada no quadro a seguir:

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DA ELETROPAULO (%)							
ANTES DA REESTRUTURAÇÃO				APÓS A REESTRUTURAÇÃO			
ACIONISTAS	ON	PN	TOTAL	ACIONISTAS	ON	PN	TOTAL
AES ELPA S.A.	77,81	0	30,97	AES BRASIL	50,52	0	16,84
BRASILIANA PARTICIPAÇÕES S.A.	0	7,38	4,44	BNDES PARTICIPAÇÕES S.A.	26,56	16,83	18,73
Minoritários	22,19	92,62	64,59	Minoritários	22,92	83,17	64,43

PARÁGRAFO SEGUNDO – Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição nº 162/1998, celebrado em 15 de junho de 1998, e seus Termos Aditivos, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este QUARTO TERMO ADITIVO.



PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



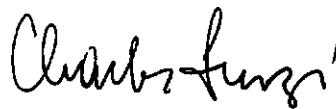
Assim, havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, na presença das testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos jurídicos e legais.

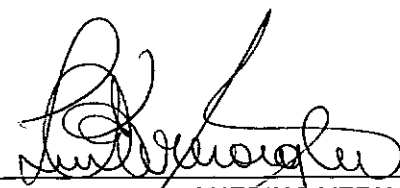
Brasília, de de 2017.

PELA ANEEL:


ROMEU DONIZETE RUFINO
Diretor-Geral

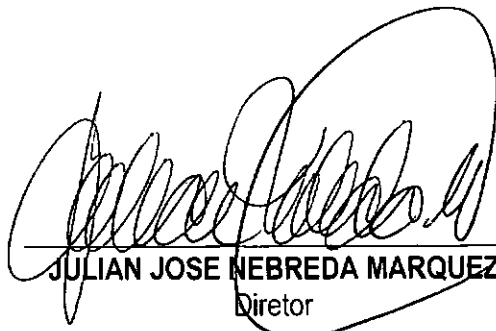
PELA CONCESSIONÁRIA:


CHARLES LENZI
Diretor Presidente

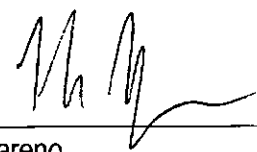

TERESA CRISTINA QUERINO VERNAGLIA
Diretora Vice-Presidente

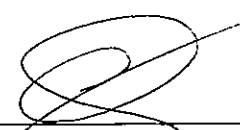
PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

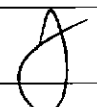

PEDRO DE FREITAS ALMEIDA BUENO VIEIRA
Diretor


JULIAN JOSE NEBRED A MARQUEZ
Diretor

TESTEMUNHAS:


Nome: Ivo Sechi Nazareno
CPF: 034.962.716-98


Nome: ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
CPF: 246744258-67

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

**QUINTO TERMO ADITIVO
CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO
DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL**

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

PROCESSO Nº 48500.002426/2018-21

**QUINTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL, QUE CELEBRAM A
UNIÃO E A ELETROPAULO METROPOLITANA
ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, doravante designada ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.270.669/0001-29, representada por seu Diretor-Geral, **ANDRÉ PEPITONE DA NOBRÉGA**, nomeado pelo Decreto Presidencial de 13 de agosto de 2018, publicado no Diário Oficial da União em 14 de agosto de 2018, portador da identidade nº 0990374-7 SSP/AL e do CPF nº 647.676.801-82, com base na competência delegada por meio do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, alterado pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, e a **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.**, com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 1º a 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, representada, na forma de seu Estatuto Social, por seus Diretores, **CHARLES LENZI**, portador da cédula de identidade RG nº 1005915838, expedido pela SSP/RS, inscrito no CPF/MF sob o nº 276.937.750-72 e **DÉBORAH MEIRELLES ROSA BRASIL**, portadora do documento de identidade nº 100.246, expedido pela OAB/RJ, inscrita no CPF/MF sob o nº 025.881.547-78, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA ou ELETROPAULO, com interveniência e anuência de **ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE S.A.** com sede no município de Niterói, estado do Rio de Janeiro, na Praça Leoni Ramos, 1, 7º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 29.276.612/0001-93, neste ato representada por seu Diretor-Presidente, **ANTONIO BASILIO PIRES DE CARVALHO E ALBUQUERQUE**, portador da identidade nº 68.586, expedida pela OAB/RJ e do CPF nº 721.694.197-72, doravante designada simplesmente ACIONISTA CONTROLADOR ou ENEL, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o presente Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

CLÁUSULA PRIMEIRA - DO OBJETO

Constitui objeto deste Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, formalizar a aquisição originária do controle societário da ELETROPAULO.

CLÁUSULA SEGUNDA – DA TRANSFERÊNCIA DE CONTROLE SOCIETÁRIO

Nos termos da Resolução Autorizativa nº 2.063, de 11 de setembro de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 14 de setembro de 2018, e deste Termo Aditivo, considerando a Sexta Subcláusula da Cláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 162/1998-ANEEL e o que consta no Processo nº 48500.002426/2018-21, a ANEEL anui com a aquisição

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Este documento é cópia do original, assinado digitalmente por DENILSON DE SOUZA FREITAS e Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, protocolado em 18/12/2023 às 19:46, sob o número 11804406220238260100. Para conferir o original, acesse o site <https://esaj.tjsp.jus.br/pastadigital/pg/abrirConferenciaDocumento.do>, informe o processo 1180440-62.2023.8.26.0100 e código uqwcBokE.

QUINTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 162/1998-ANEEL
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



originária do controle societário da ELETROPAULO, pela ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE S.A., mediante operação de Oferta Pública de Aquisição de Ações (OPA).

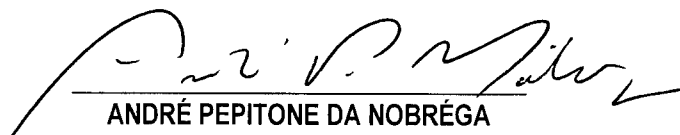
CLÁUSULA TERCEIRA – DA RATIFICAÇÃO

Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição nº 162/1998, celebrado em 15 de junho de 1998, e seus Termos Aditivos, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este QUINTO TERMO ADITIVO.

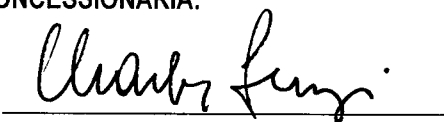
Assim, havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, na presença das testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos jurídicos e legais.

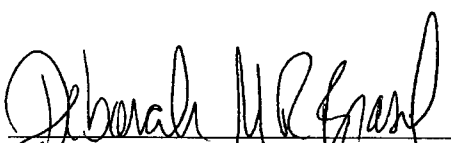
Brasília, 30 de JUNHO de 2018.

PELA ANEEL:

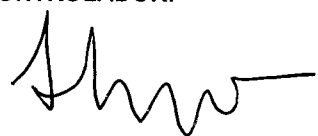

ANDRÉ PEDITONE DA NOBRÉGA
Diretor-Geral

PELA CONCESSIONÁRIA:

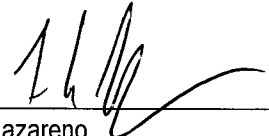

CHARLES LENZI
Diretor- Presidente

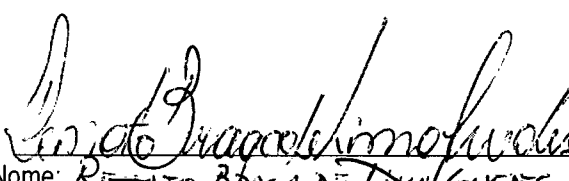

DÉBORAH MEIRELLES ROSA BRASIL
Diretor- Vice-Presidente

PELO ACIONISTA CONTROLADOR:


ANTONIO BASILIO PIRES DE CARVALHO E
ALBUQUERQUE
Diretor-Presidente

TESTEMUNHAS:


Nome: Ivo Sechi Nazareno
CPF: 034.962.716-98


Nome: RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES
CPF: 491.651.1943-49

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

SEXTO TERMO ADITIVO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 162/1998-ANEEL

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Este documento é cópia do original, assinado digitalmente por DENILSON DE SOUZA FREITAS e Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, protocolado em 18/12/2023 às 19:46, sob o número 11804406220238260100. Para conferir o original, acesse o site <https://esaj.tjsp.jus.br/pastadigital/pg/abrirConferenciaDocumento.do>, informe o processo 1180440-62.2023.8.26.0100 e código uqWCBoKE.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação B5665DAF00542A80

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL****PROCESSO Nº 48500.003786/2019-11****SEXTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE
CONCESSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA Nº162/1998-ANEEL, QUE
CELEBRAM A UNIÃO E ELETROPAULO
METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO
PAULO S.A.**

A UNIÃO, doravante designada apenas Poder Concedente, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, por intermédio da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, doravante designada ANEEL, em conformidade com o disposto no inciso IV, art. 3º, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autarquia em regime especial, com sede no SGAN quadra 603, Módulo "I", Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 02.270.669/0001-29, representada por seu Diretor-Geral, **ANDRÉ PEPITONE DA NOBRÉGA**, nomeado pelo Decreto Presidencial de 13 de agosto de 2018, publicado no Diário Oficial da União em 14 de agosto de 2018, portador do documento de identidade nº 0990374-7, expedido pela SSP/AL e inscrito no CPF/ME sob o nº 647.676.801-82, com base na competência delegada por meio do Decreto no 4.932, de 23 de dezembro de 2003, alterado pelo Decreto no 4.970, de 30 de janeiro de 2004, a **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.** com sede no município de Barueri, estado de São Paulo, na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 1º a 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 61.695.227/0001-93, representada, na forma de seu Estatuto Social, por sua Diretora de Regulação, **ANNA PAULA HIOTTE PACHECO**, brasileira, divorciada, engenheira eletricista, portadora do documento de identidade nº 10642334-6, expedido pelo IFP/RJ, inscrita no CPF/ME sob o nº 043.007.817-02, residente e domiciliada no Município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, com endereço profissional na Praça Leoni Ramos, nº 01, 3º andar, bloco 2, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, CEP 24.210-205, na condição de concessionária de distribuição de energia elétrica, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA ou ELETROPAULO, com interveniência e anuência de **ENEL BRASIL S.A.**, com sede no município de Niterói, estado do Rio de Janeiro, na Praça Leoni Ramos, nº 1, São Domingos, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 07.523.555/0001-67, neste ato representada por sua Diretora de Regulação, **ANNA PAULA HIOTTE PACHECO**, acima já qualificada, doravante designada simplesmente AÇÃOISTA CONTROLADOR ou ENEL BRASIL, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolvem firmar o presente Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, de acordo com as condições e cláusulas a seguir:

CLÁUSULA PRIMEIRA – DO OBJETO

Constitui objeto deste Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, formalizar a reestruturação societária da ELETROPAULO.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação B5665DAF00542A80

SEXTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 162/1998-ANEEL
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



CLÁUSULA SEGUNDA – DA TRANSFERÊNCIA DE CONTROLE SOCIETÁRIO

Nos termos do Despacho nº 154, de 23 de janeiro de 2020, publicada no Diário Oficial da União de 05 de fevereiro de 2020, e deste Termo Aditivo, considerando a Quinta Subcláusula da Cláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 162/1998-ANEEL e o que consta no Processo nº 48500.003786/2019-11, a ANEEL anuiu com a transferência do total das ações da ELETROPAULO, detidas pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. para a Enel Brasil S.A. – ENEL Brasil.

PARÁGRAFO PRIMEIRO – A reestruturação societária da ELETROPAULO está detalhada no quadro a seguir:

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DA ELETROPAULO			
COMPOSIÇÃO ANTES DA TRANSFERÊNCIA		COMPOSIÇÃO APÓS TRANSFERÊNCIA	
ACIONISTAS	%	ACIONISTAS	%
ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE S.A.	94,42	ENEL BRASIL	100
OUTROS	4,06	OUTROS	N/A
TOTAL	100	TOTAL	100

PARÁGRAFO SEGUNDO – Ratificam-se todas as demais cláusulas e condições do Contrato de Concessão de Distribuição nº 162/1998-ANEEL, celebrado em 15 de junho de 1998, e seus Termos Aditivos, permanecendo válidas e inalteradas as não expressamente modificadas por este SEXTO TERMO ADITIVO.

Assim, havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento em 3 (três) vias de igual teor e forma, na presença das testemunhas abaixo identificadas, para que produza os devidos efeitos jurídicos e legais.

Brasília, 31 de março de 2020.

PELA ANEEL:

ANDRÉ PEPITONE DA NOBRÉGA
Diretor-Geral

PELA CONCESSIONÁRIA

ANNA PAULA HIOTTE PACHECO
Diretora de Regulação
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Consulte o conteúdo de este documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação B5665DAF00542A80

SEXTO TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO Nº 162/1998-ANEEL
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.



PELO ACIONISTA CONTROLADOR:

ANNA PAULA HIOTTE PACHECO
Diretora de Regulação
Enel Brasil S.A.

TESTEMUNHAS:

Nome: Ivo Sechi Nazareno
CPF: 034.962.716-98

Nome:
CPF:

PROCURADORIA FEDERAL/ANEEL	
VISTO	



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR: ANDRE PEREIRA DE MOURA, MARCELO ESCALANTE CORREIA, IVO SECHI NAZARENO, ANNA PAULA HIOTTE PACHECO
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001 que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sictet2.aneel.gov.br/sictetweb/v.aspx>, informando o código de verificação B5665DAF00542A80

LISTA DE PRESENÇA

Empresa Câmara Municipal de Santo André

Assunto Fornecimento de Energia Elétrica

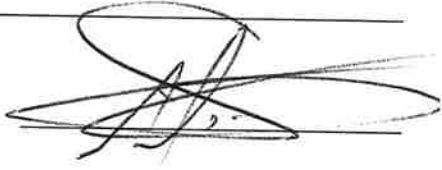
Local Arsesp

Data 04/09/2025

Nome	Miguel Gustavo Bento	Assinatura	
Telefone	11 958359858	Celular	
Cargo	Assessor	Área	Parlamentar
E-mail	guelbento17@gmail.com		

Nome	Vicente Melo Estrela de Medeiros	Assinatura	
Telefone	(11) 3204-8823	Celular	(61) 9 9973-2350
Cargo	Assessor	Área	Relações Institucionais
E-mail	vmmedeiros@sp.gov.br		

Nome	THIAGO PETROSO	Assinatura	
Telefone	11 3204 0420	Celular	11 995855529
Cargo	GERENTE	Área	ELETRICA
E-mail	thiago@sp.gov.br		

Nome	Abelardo Santos	Assinatura	
Telefone	(11) 96161-1605	Celular	
Cargo	Gerente	Área	Elétrica
E-mail	ABESANTOS@SP.GOV.BR		



LISTA DE PRESENÇA

Empresa Câmara Municipal de Santo André

Assunto Fornecimento de Energia Elétrica

Local Arsesp

Data 04/09/2025

Nome

FELIPE FROES BRANCO

Assinatura

FB

Telefone

Celular

11 98530 1246

Cargo

CHEFE DE GABINETE LEGISLATIVO

Área

CÂMARA SANTO ANDRÉ

E-mail

Nome

Roxane Elisa D. Campos

Assinatura

RECA

Telefone

(11) 3429-5827

Celular

(11) 997940088

Cargo

Apoio Técnico Legislativo

Área

E-mail

roxane.elisa.adv@gmail.com

Nome

DOUGLAS ALMEIDA

Assinatura

DOUGLAS ALMEIDA

Telefone

(11) 991306063

Celular

Cargo

CHEFE DE GABINETE

Área

CÂMARA DE SANTO ANDRÉ

E-mail

Nome

BRUNO BRANDÃO

Assinatura

BRUNO BRANDÃO

Telefone

(11) 95408-4074

Celular

Cargo

VEREADOR

Área

CÂMARA S.A.

E-mail

E.BRUNO.BRANDAO@GMAIL.COM



LISTA DE PRESENÇA

Empresa Câmara Municipal de Santo André

Assunto Fornecimento de Energia Elétrica

Local Arsesp

Data 04/09/2025

Nome Luciana Inês R. Arcibelli

Assinatura

Luciana Arcibelli

Telefone (11) 997421300

Celular

Cargo Chefe de Gabinete

Área

Legislativo

E-mail lucianaibelli@gmail.com

Nome Dennis Paulo Pinto

Assinatura

Dennis Paulo Pinto

Telefone 11 947873082

Celular

Cargo Vereador

Área

E-mail dennis.p.pinto@hotmail.com

Nome Valter Hugo de Jesus

Assinatura

Valter Hugo de Jesus

Telefone

Celular

981466720

Cargo VEREADOR

Área

E-mail valterhugo@gmail.com

Nome Roberto A. de Silva

Assinatura

Roberto A. de Silva

Telefone 11 974936901

Celular

Cargo VEREADOR

Área

PARLAMENTAR

E-mail Roberto.1980@hotmail.com



LISTA DE PRESENÇA

Empresa Câmara Municipal de Santo André

Assunto Fornecimento de Energia Elétrica

Local Arsesp

Data 04/09/2025

Nome Thiago A. M. Veloso

Assinatura

Telefone (11) 98448-3155

Celular

Cargo Diretor

Área

E-mail tm.veloso@sp.gov.br

Nome JOSÉ ANTONIO CONTRI

Assinatura

Telefone

Celular

Cargo Especialista

Área

E-mail JCONTRI@SP.GOV.BR

Nome Stephane Ferreira

Assinatura

Telefone 11 99209-9715

Celular

Cargo ARRIETENTE

Área

E-mail SdeFerreira@sp.gov.br

Nome

Assinatura

Telefone

Celular

Cargo

Área

E-mail



Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de vigência
0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 014/2008)	Resolução Normativa nº 345/2008	31/12/2008 a 31/12/2009
1	Revisão 1 (após realização da AP 033/2009)	Resolução Normativa nº 395/2009	01/01/2010 a 31/12/2010
2	Revisão 2 (após realização da AP 046/2010)	Resolução Normativa nº 424/2010	01/01/2011 a 05/09/2011
3	Revisão 3 (após realização da 2ª Etapa da AP 046/2010)	Resolução Normativa nº 444/2011	06/09/2011 a 31/01/2012
4	Revisão 4 (após realização da AP 064/2011)	Resolução Normativa nº 469/2011	01/02/2012 a 31/12/2014
5	Revisão 5 (após realização da AP 093/2013)	Resolução Normativa nº 602/2014	Alterada antes da entrada em vigor
6	Revisão 6 (após realização da AP 029/2014)	Resolução Normativa nº 641/2014	01/1/2015 a 31/12/2015
7	Revisão 7 (após realização da AP 052/2014)	Resolução Normativa nº 664/2015	01/1/2016 a 31/12/2016
8	Revisão 8 (após realização da AP 082/2015)	Resolução Normativa nº 728/2016	01/1/2017 a 31/12/2017
9	Revisão 9 (após realização da AP 40/2016)	Resolução Normativa nº 767/2017	Alterada antes da entrada em vigor
10	Revisão 10 (após realização da AP 34/2017)	Resolução Normativa nº 794/2017	01/01/2018 a 02/08/2020
11	Revisão 11 (após realização da CP 12/2020)	Resolução Normativa nº 888/2020	A partir de 03/08/2020



MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

SEÇÃO 8.0 – INTRODUÇÃO.....	4
1 OBJETIVO	4
2 ABRANGÊNCIA.....	4
3 CONTEÚDO	5
4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO.....	5
SEÇÃO 8.1 – QUALIDADE DO PRODUTO.....	6
1 OBJETIVO	6
2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.....	6
3 FATOR DE POTÊNCIA	13
4 DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	13
5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	16
6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO.....	17
7 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	19
8 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	20
9 INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA DE MEDIÇÃO	24
10 PROCEDIMENTOS DE GESTÃO DAS RECLAMAÇÕES ASSOCIADAS À QUALIDADE DO PRODUTO	32
11 ESTUDOS ESPECÍFICOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PARA ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	41
ANEXO I: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente	42
SEÇÃO 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO	45
1 OBJETIVO	45
2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS.....	45
3 SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS ACESSANTES.....	46
4 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS	47
5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	52
6 INDICADORES DE CONTINUIDADE PARA TRANSMISSORAS DETENTORAS DE DIT E DISTRIBUIDORAS ACESSADAS POR OUTRAS DISTRIBUIDORAS	72
ANEXO I: Limites de Continuidade Individual.....	80
ANEXO II: Lista de Fatos Geradores.....	85
SEÇÃO 8.3 – QUALIDADE DO TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES	87
1 OBJETIVO	87



2	METODOLOGIA DE ESTABELECIMENTO DOS LIMITES DO INDICADOR DE QUALIDADE FER – FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE RECLAMAÇÃO	87
3	FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS MÍNIMAS E MÁXIMAS POR GRUPO	88
4	FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS POR DISTRIBUIDORA	88
5	ESTABELECIMENTO DOS LIMITES.....	89



Assunto: Introdução	Seção: 8.0	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 4 de 89

SEÇÃO 8.0 – INTRODUÇÃO

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações
- 1.2 Para a qualidade do produto, este módulo define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição.
- 1.3 Para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, este módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.
- 1.4 Para a qualidade do tratamento de reclamações, este módulo estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial FER.

2 ABRANGÊNCIA

- 2.1 Os procedimentos de qualidade da energia elétrica definidos neste módulo devem ser observados por:
 - a) consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
 - b) centrais geradoras;
 - c) distribuidoras;
 - d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
 - e) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT;
 - f) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- 2.2 Os procedimentos de qualidade da energia elétrica definidos neste módulo se aplicam aos atendimentos realizados por Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI e Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI, exceto o que estiver disposto em Resolução específica.
- 2.3 As centrais geradoras que se conectam às Demais Instalações de Transmissão – DIT ou às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV ou



Assunto: Introdução	Seção: 8.0	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 5 de 89

celebram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST devem também observar o disposto nos Procedimentos de Rede.

3 CONTEÚDO

3.1 O módulo é composto de três seções:

- a) Seção 8.0 - INTRODUÇÃO;
- b) Seção 8.1 - QUALIDADE DO PRODUTO: define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os indicadores e limites ou valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão;
- c) Seção 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO: define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento;
- d) Seção 8.3 - QUALIDADE DO TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES: estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial FER.

4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1 Na Seção 8.2, foram inseridos os itens 5.4.2, 5.4.3 e 5.10.9.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 6 de 89

SEÇÃO 8.1 – QUALIDADE DO PRODUTO

1 OBJETIVO

1.1 Tratar os seguintes fenômenos da qualidade do produto em regime permanente ou transitório:

a) Permanente

- i. tensão em regime permanente;
- ii. fator de potência;
- iii. harmônicos;
- iv. desequilíbrio de tensão;
- v. flutuação de tensão;
- vi. variação de frequência.

b) Transitório

- i. variações de tensão de curta duração - VTCD;

1.2 Definir os fenômenos da qualidade do produto, estabelecendo os seus indicadores e o seus valores de referência ou limites.

1.3 Estabelecer aspectos relacionados à instrumentação e à metodologia de medição dos fenômenos da qualidade do produto.

1.4 Definir procedimento para a gestão das reclamações dos acessantes sobre problemas relacionados à qualidade do produto.

1.5 Descrever os estudos sobre a qualidade do produto para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

2.1 Termos e definições

2.1.1 São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e de registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

2.1.1.1 A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados, conforme definições desta Seção.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 7 de 89

2.1.2 O termo “conformidade de tensão elétrica” refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

2.2 Avaliação da tensão em regime permanente

2.2.1 A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos, nas modalidades descritas no item 9.2.1.

2.2.2 A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão à Rede de Distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras, por meio dos indicadores estabelecidos neste Módulo.

2.3 Caracterização dos fenômenos e parâmetros

2.3.1 Com relação aos valores de referência:

- os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão;
- os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final;
- para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência.

2.3.2 Com relação à regulação das tensões contratadas:

2.3.2.1 Com relação às tensões contratadas pelos acessantes da Rede Básica, devem ser obedecidos os Procedimentos de Rede.

2.3.2.2 Com relação às tensões contratadas entre distribuidoras:

- a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação igual ou superior a 230 kV deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão;
- a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

2.3.2.3 Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora:

- a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 8 de 89

105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto 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;

- b) no que se refere ao disposto na alínea “a”, poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados, desde que em comum acordo entre as partes;
- c) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV deve ser a tensão nominal do sistema.

2.3.3 Com relação à regulação das tensões de atendimento:

- a) a tensão de atendimento, para as tensões contratadas referidas nos itens 2.3.2.1 e 2.3.2.2, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Procedimentos de Rede ou conforme Tabelas 1, 2 e 3 do Anexo I desta seção e contemplada no Acordo Operativo a ser firmado entre os agentes;
- b) as tensões de atendimento referidas na alínea “a” do item 2.3.2.3, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 1, 2 e 3 do Anexo I desta seção;
- c) as tensões de atendimento referidas na alínea “c” do item 2.3.2.3, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 4 a 11 constantes do Anexo I desta seção.

2.4 Classificação das leituras

- 2.4.1.1 A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (TR), conforme a figura a seguir:



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 9 de 89

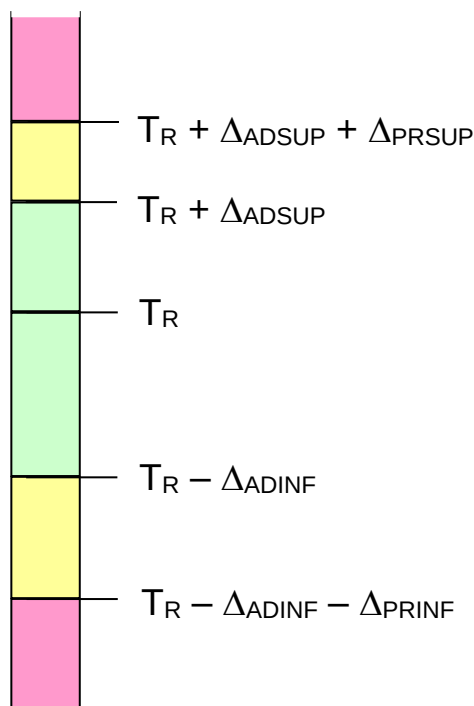


Figura 1– Faixas de Tensão em Relação à de Referência

sendo:

- a) Tensão de Referência (T_R);
- b) Faixa Adequada de Tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$);
- c) Faixas Precárias de Tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$, $T_R - \Delta_{ADINF}$);
- d) Faixas Críticas de Tensão ($>T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $<T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$).

2.4.1.2 Os acessantes da Rede Básica deverão ter as faixas de tensão classificadas de acordo com os Procedimentos de Rede ou em observância aos valores estipulados em regulamentação.

2.5 Indicadores individuais e coletivos

2.5.1 Indicadores individuais

2.5.1.1 O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 9.1.10.2. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 10 de 89

2.5.1.2 Os indicadores individuais mensais de todos os acessantes com medição permanente devem ser armazenados por no mínimo 5 (cinco) anos, para efeito de fiscalização da ANEEL.

2.5.1.3 As leituras devem ser obtidas de acordo com o especificado no item 9.1.

2.5.1.4 Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, quando de medições oriundas por reclamação ou amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%]$$

sendo *nlp* e *nlc* representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

2.5.1.5 Os indicadores DRP e DRC serão associados a um mês civil.

2.5.1.6 Para os acessantes com medição permanente, será observado o seguinte procedimento:

- cada conjunto de 1008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC;
- são considerados todos os conjuntos de 1008 leituras válidas cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil;
- os valores de DRP e DRC a serem considerados para o mês civil correspondem à média dos valores calculados dentre todos os conjuntos de 1008 leituras válidas.

2.5.1.7 Para as medições eventuais ou amostrais, o mês civil de referência da medição de tensão será aquele no qual se deu o término da medição de 168 horas.

2.5.1.8 Para acessantes da Rede Básica, os indicadores DRP e DRC deverão ser calculados de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

2.5.2 Indicadores coletivos

2.5.2.1 Com base nas medições amostrais efetuadas, será calculado o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), utilizando a seguinte fórmula:

$$ICC = \frac{N_c}{N_L} \cdot 100[\%]$$

em que:



Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Produto	8.1	11	03/08/2020	11 de 89

N_C = total de unidades consumidoras com DRC, não nulo; e

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

- 2.5.2.2 Para a determinação de Índices Equivalentes por Consumidor, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente (DRP_E) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente (DRC_E), de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%]$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%]$$

em que:

DRP_i = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);

DRP_E = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRC_E = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

2.6 Limites para os indicadores

2.6.1 O limite do indicador DRP é de 3% (três por cento).

2.6.2 O limite do indicador DRC é de 0,5% (cinco décimos por cento).

2.7 Compensação aos Consumidores

2.7.1 A distribuidora deve compensar os consumidores que estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC e os titulares daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão.

2.7.2 Para o cálculo da compensação deve ser utilizada a seguinte fórmula:

$$\text{Valor} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{\text{limite}}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{\text{limite}}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot \text{EUSD}$$

sendo:



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 12 de 89

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$DRP_{limite} = 3\%$;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$DRC_{limite} = 0,5\%$;

$EUSD$ = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

- 2.7.3 A compensação deve ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRP_{limite} e/ou o indicador DRC for superior ao DRC_{limite} .
- 2.7.4 O valor da compensação deve ser creditado na fatura apresentada no prazo máximo de dois meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação.
- 2.7.5 Nos casos onde o valor integral ou o crédito remanescente ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor da compensação a ser creditado na fatura poderá ser parcelado, limitado às 2 (duas) faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente.
- 2.7.6 A compensação devida aos consumidores, conforme critério estabelecido neste item, não isenta a distribuidora de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.
- 2.7.7 Os critérios de compensação definidos neste item não se aplicam aos suprimentos entre distribuidoras, às centrais geradoras e aos agentes acessantes da Rede Básica, devendo, nesse último caso, obedecer aos Procedimentos de Rede.
- 2.7.8 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.
- 2.7.9 No caso de agentes importadores ou exportadores de energia elétrica com instalações conectadas à rede de distribuição, as compensações associadas à não conformidade dos níveis de tensão deverão ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD).



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 13 de 89

3 FATOR DE POTÊNCIA

3.1 Caracterização do fenômeno e parâmetros

- 3.1.1 O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando-se as seguintes fórmulas:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

- 3.1.2 O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras atendidas pelo SDMT e SDAT e nas conexões entre distribuidoras, ou por medição individual permanente e facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B com instalações conectadas pelo SDBT, observando o disposto em regulamentação.

- 3.1.3 O resultado das medições deve ser mantido, por período mínimo de 5 (cinco) anos, em arquivo na distribuidora.

3.2 Valores de referência

- 3.2.1 Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

- 3.2.2 Para unidade consumidora acessante da Rede Básica os padrões deverão seguir o determinado no Procedimento de Rede.

- 3.2.3 Para central geradora, o fator de potência deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

3.3 Definição de excedentes reativos

- 3.3.1 O excedente reativo deve ser calculado com o auxílio de equações definidas em regulamento específico da ANEEL.

4 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

4.1 Definição

- 4.1.1 As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 14 de 89

4.2 Terminologia

4.2.1 A Tabela 1 sintetiza a terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas.

Tabela 1 – Terminologia.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_P\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_I\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	$h_{máx}$
Ordem harmônica mínima	h_{min}
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_P\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{P95\%}$
Valor do indicador $DTT_I\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{I95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{395\%}$

4.2.2 As expressões para o cálculo das grandezas $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_P\%$, $DTT_I\%$ e $DTT_3\%$ são:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100$$

sendo:

h = ordem harmônica individual.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 15 de 89

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{máx}.

h_{máx} = conforme a classe A ou S.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 (h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, ...).

h_p = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 (h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, ...).

h_i = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 (h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, ...)

h₃ = máxima ordem harmônica múltipla de 3.

4.3 Limites para os indicadores

4.3.1 Os limites para as distorções harmônicas totais constam na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).

Indicador	Tensão nominal		
	V _n ≤ 1,0 kV	1,0 kV < V _n < 69 kV	69 kV ≤ V _n < 230kV
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _p 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _i 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 16 de 89

- 4.3.1.1 Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.
- 4.3.2 No caso de medições realizadas utilizando-se TPs com conexão do tipo V ou delta aberto, os limites permitidos para o indicador DTT_{395%} deverão corresponder a 50% dos respectivos valores indicados na Tabela 2.
- 4.3.3 Os acessantes da Rede Básica deverão seguir o determinado nos Procedimentos de Rede ou em regulamentação específica.

5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

5.1 Definição

- 5.1.1 O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

5.2 Terminologia

- 5.2.1 A Tabela 3 a seguir apresenta a terminologia aplicável ao cálculo do desequilíbrio de tensão.

Tabela 3 – Terminologia

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio de tensão	FD
Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa – frequência fundamental	V-
Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva – frequência fundamental	V+
Magnitudes das tensões eficazes de linha – frequência fundamental	V_{ab}, V_{bc} e V_{ca}
Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	FD95%

- 5.2.2 A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é:

$$FD\% = \frac{V}{V_+} 100$$

- 5.2.3 Alternativamente, pode-se utilizar a expressão a seguir, que conduz a resultados em consonância com a formulação anterior:



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 17 de 89

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

5.3 Limites para os indicadores

5.3.1 Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão estão apresentados na Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Limites para os desequilíbrios de tensão.

Indicador	Tensão nominal	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

5.3.1.1 Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

5.3.2 Os acessantes da Rede Básica deverão seguir o determinado nos Procedimentos de Rede ou em regulamentação específica

6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

6.1 Definição

6.1.1 A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea.

6.1.2 A determinação da qualidade da tensão do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

6.2 Terminologia.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 18 de 89

6.2.1 A Tabela 5 sintetiza a terminologia aplicável às formulações de cálculo da sensação de cintilação luminosa:

Tabela 5 – Terminologia.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração	Pst
Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração	Plt
Valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	Pst95%

6.2.2 As expressões para o cálculo Pst e Plt são:

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

em que:

P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante i % do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-4-15. Flickermeter – Functional and Design Specifications.

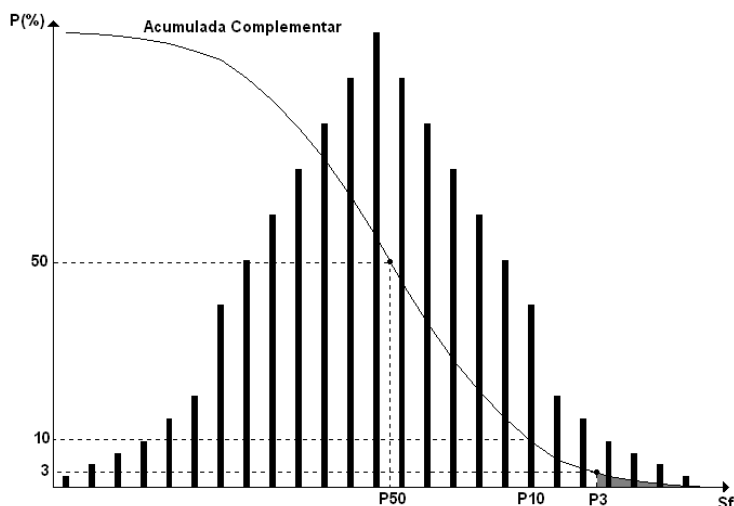


Figura 2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 19 de 89

- 6.2.3 Complementarmente, a Plt corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de Pst, como estabelecido pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3}$$

- 6.2.4 A Pst representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos. Da mesma forma, a Plt representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas.

6.3 Limites para os indicadores

- 6.3.1 A Tabela 6 fornece os limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão.

Tabela 6 – Limites para flutuação de tensão.

Indicador	Tensão nominal		
	Vn ≤ 1,0kV	1,0kV < Vn < 69kV	69kV ≤ Vn < 230kV
Pst95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

- 6.3.1.1 Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.
- 6.3.2 Os acessantes da Rede Básica deverão seguir o determinado nos Procedimentos de Rede ou em regulamentação específica

7 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

- 7.1 O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.
- 7.2 Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 (trinta) segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.
- 7.3 Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:
- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 20 de 89

- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

8 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

8.1 Termos e definições

8.1.1 Variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos.

8.1.2 As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

8.2 Terminologia



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 21 de 89

- 8.2.1 A Tabela 8 sintetiza a terminologia aplicável ao cálculo das variações de tensão de curta duração.

Tabela 8 – Terminologia.

Identificação da Terminologia	Sigla
Variação de Tensão de Curta Duração	VTCD
Interrupção Momentânea de Tensão	IMT
Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT
Elevação Momentânea de Tensão	EMT
Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT
Amplitude do evento de VTCD	V_e
Duração do evento de VTCD	Δt_e
Frequência de ocorrência de eventos de VTCD	f_e
Fator de Impacto	FI
Fator de Impacto base	FI_{BASE}

- 8.2.2 As expressões para o cálculo dos indicadores associados com as variações de tensão de curta duração são os seguintes:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100$$

sendo:

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volt);

V_{ref} = tensão de referência (em Volt).

$$\Delta t_e = t_f - t_i$$

sendo:

Δt_e = duração do evento de VTCD (em milissegundos);

t_f = instante final do evento de VTCD;

t_i = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n$$

sendo:

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD;

n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 22 de 89

8.2.3 O registro dos eventos de variação de tensão de curta duração, em termos de duração e amplitude, será realizado conforme estratificação apresentada na Tabela 9.

Tabela 9 – Estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min)
> 1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10							

8.2.4 A Tabela 10 apresenta a estratificação da Tabela 9 em 9 (nove) regiões de sensibilidade, visando correlacionar a importância de cada evento de VTCD com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição, em média e alta tensão.

Tabela 10 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.

Amplitude (pu)	Duração								
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]		
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I					
(1,10 - 1,15]									
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A			REGIÃO G					
(0,80 - 0,85]									
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F					
(0,60 - 0,70]									
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C								
(0,40 - 0,50]									
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E								
(0,20 - 0,30]									
(0,10 - 0,20]									
< 0,10									



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 23 de 89

- 8.2.5 O Fator de Impacto, para caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{BASE}}$$

sendo:

f_{ei} = frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apuradas por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i , sendo $i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I .

fp_i = fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração.

FI_{BASE} = Fator de Impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 (trinta) dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

- 8.2.6 O Fator de Ponderação (fp) para cada região de sensibilidade e o Fator de Impacto base são indicados na Tabela 11.

Tabela 11 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fp)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		1,0 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

- 8.3 Valor de referência para os indicadores

- 8.3.1 O valor de referência é um parâmetro a ser utilizado no planejamento do sistema de distribuição.

- 8.3.2 O valor de referência do indicador Fator de Impacto para o SDMT e o SDAT, apurado por medição apropriada no período de 30 (trinta) dias consecutivos, é de 1,0 pu.

- 8.3.3 Para o SDBT não são estabelecidos valores de referência para VTCD.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 24 de 89

- 8.3.4 Os acessantes da Rede Básica deverão seguir o determinado nos Procedimentos de Rede ou em regulamentação específica

9 INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA DE MEDIÇÃO

9.1 Obtenção das leituras.

- 9.1.1 As leituras devem ser obtidas por meio de equipamentos que operem segundo o princípio da amostragem digital.

- 9.1.2 Um único instrumento de medição poderá ser utilizado para medir todos os fenômenos da qualidade do produto.

- 9.1.3 Os instrumentos de medição devem atender os seguintes requisitos mínimos:

- a) Protocolos estabelecidos pelas normas vigentes da *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61000 série 4 ou normas técnicas brasileiras;
- b) Método de medição Classe A ou S, conforme norma vigente da IEC 61000-4-30.

- 9.1.3.1 Alternativamente até o ano de 2030, para a medição de tensão em regime permanente, poderão ser utilizados instrumentos com precisão de até 1% da leitura e os valores eficazes podem ser calculados a partir de amostras coletadas em janelas sucessivas. Cada janela compreenderá uma sequência de doze ciclos (0,2 segundos) a quinze ciclos (0,25 segundos).

- 9.1.3.2 Os instrumentos de medição Classe S poderão ser utilizados em quaisquer aplicações, excetuando-se as situações contratuais envolvendo a solução de disputas específicas ou as questões judiciais em que deverão ser utilizados os instrumentos Classe A.

- 9.1.4 O processo de medição dos indicadores de flutuação de tensão deve ser realizado com o medidor ajustado para o nível de tensão correspondente, à tensão secundária dos sistemas de medição de baixa tensão.

- 9.1.5 O espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo das expressões relacionadas com a distorção harmônica total de tensão deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até pelo menos a 40ª ordem harmônica.

- 9.1.6 O conjunto de leituras para gerar os indicadores da qualidade do produto de regime permanente (distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão) deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 25 de 89

sejam expurgadas conforme item 9.1.10.1. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

9.1.7 Após a aquisição de 1008 registros válidos de medição, deve ser obtido um conjunto de valores para FD%, DTT%, DTT_p%, DTT_i%, DTT₃% e Pst que, devidamente tratados, conduzirá aos valores dos indicadores estatísticos FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95% e Pst95%.

9.1.8 Os indicadores FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, DTT₃95% e Pst95% serão associados a um mês civil cuja referência será aquele no qual se deu o término da medição de 1008 leituras válidas.

9.1.9 O indicador FI deve ser associado a um mês civil cuja referência será aquele no qual se deu o término da medição. No caso de medição permanente, o FI deve ser apurado em cada mês do calendário civil.

9.1.10 Critérios de expurgo no conjunto de leituras

9.1.10.1 Para as medições de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão, na ocorrência de variações de tensão de curta duração ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas.

9.1.10.2 Para as medições de nível de tensão em regime permanente, na ocorrência de variações temporárias de tensão ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas, sendo opcional o expurgo de intervalos com variações momentâneas de tensão.

9.1.11 Para medição das VTCD deverão ser considerados os seguintes procedimentos:

a) A detecção e a caracterização dos eventos de VTCD deverão ser realizadas por meio de instrumentos de medição que considerem como parâmetro de referência uma tensão fixa ou uma tensão média deslizante, de acordo com a seguinte expressão:

$$V_{sr(n)} = 0,9967 \times V_{sr(n-1)} + 0,0033 \times V_{(12RMS)}$$

sendo:

$V_{sr(n)}$ = valor calculado da tensão de referência;

$V_{sr(n-1)}$ = valor prévio da tensão de referência;

$V_{(12RMS)}$ = valor da tensão eficaz média de 12 (doze) ciclos mais recente.

b) Num determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento. Assim sendo, eventos simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases).



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 26 de 89

- c) Os eventos consecutivos, em um período de 3 (três) minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal).
 - d) O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente.
 - e) A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos retorna para determinado limite.
 - f) As seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:
 - i. agregação por parâmetros críticos - a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos e o valor de magnitude que mais se distanciou da tensão de referência;
 - ii. agregação pela fase crítica - a duração do evento é definida como a duração do evento de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação.
 - g) Afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.
- 9.1.12 Os equipamentos de medição devem permitir no mínimo a apuração das seguintes informações:
- a) valores dos indicadores individuais associados à tensão em regime permanente;
 - b) tabela de medição de tensão em regime permanente;
 - c) histograma de tensão em regime permanente;
 - d) valores dos indicadores associados com a distorção harmônica total de tensão, conforme expressões apresentadas no item 4.2.2;
 - e) valores dos indicadores de distorção harmônica individual de tensão até $h_{máx}$, conforme expressão apresentada no item 4.2.2;
 - f) valores do fator de desequilíbrio de tensão, conforme expressões apresentadas no item 5.2.2 ou 5.2.3;
 - g) valores dos indicadores de flutuação de tensão, conforme expressões apresentadas no item 6.2.2;
 - h) duração e amplitude dos eventos de variação de tensão de curta duração, indicando a data e hora de início de cada evento.

9.1.12.1 Apenas a alínea “a” se aplica à medição permanente de que trata a Resolução Normativa nº 502/2012.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 27 de 89

9.1.12.2 Para os equipamentos exclusivos de medição de tensão em regime permanente, aplicam-se as alíneas “a”, “b” e “c”.

9.1.13 Demais informações necessárias, não contempladas nas informações mínimas a serem disponibilizadas pelos instrumentos de medição, podem ser obtidas através de sistemas computacionais específicos.

9.1.14 As medições devem corresponder ao tipo de ligação do acessante, abrangendo medições entre todas as fases e o neutro fornecidos no ponto de conexão. Caso o neutro não seja fornecido pela distribuidora no ponto de conexão, a medição deve ser realizada entre as fases. Nesse caso, especificamente, os limites de distorções harmônicas deverão observar o disposto no item 4.3.2.

9.1.15 Os TP's utilizados em um sistema trifásico devem ter as mesmas especificações entre si e suas cargas devem corresponder a impedâncias semelhantes, e serem conectados preferencialmente em Y – Y aterrado, independentemente do tipo ou classe de tensão. Para os casos sem conexão à terra podem ser utilizados, excepcionalmente, arranjos para os TP's do tipo V. Nesse caso, especificamente, os limites de distorções harmônicas deverão observar o disposto no item 4.3.2.

9.1.16 As medições de acessantes devem ser efetuadas no ponto de conexão, salvo as seguintes situações:

- a) quando a instalação do equipamento de medição no ponto de conexão vier a comprometer a segurança do equipamento e de pessoas, ou apresentar impossibilidade técnica, tal instalação poderá ser realizada no ponto de derivação da rede da distribuidora com o ramal de ligação do acessante, ficando a cargo da distribuidora a estimativa da queda de tensão (para o caso específico da medição de tensão em regime permanente) no ramal de ligação, caso em que deve ser disponibilizado ao acessante o memorial de cálculo da referida estimativa;
- b) quando a medição para fins de faturamento for realizada por meio de medidores lacrados, denominados encapsulados, cujos circuitos de corrente e de tensão não sejam acessíveis para as unidades consumidoras conectadas no SDMT com equipamentos de medição instalados em tensões do SDBT, a instalação do equipamento de medição poderá ser realizada no lado secundário do transformador de potência, considerando-se a relação de transformação para o caso específico da tensão em regime permanente. No caso dos demais indicadores da qualidade do produto, em regime permanente, os valores obtidos serão comparados com os limites referentes ao mesmo nível de tensão do ponto de instalação física do instrumento de medição.
- c) para acessantes conectados no SDAT com equipamentos de medição instalados em tensões do SDMT, a instalação do equipamento de medição poderá ser realizada no lado secundário do transformador de potência, considerando-se a relação de transformação no caso específico da tensão em regime permanente;
- d) quando a medição de tensão for permanente (Resolução Normativa nº 502/2012), o local de instalação do sistema de medição deve seguir o disposto em resolução específica.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 28 de 89

9.1.16.1 Para o caso das alíneas “b” e “c”, caso os respectivos transformadores tenham conexão delta ou estrela flutuante em algum dos seus enrolamentos, os limites para o indicador DTT_{395%} deverão observar o disposto no item 4.3.2.

9.2 Das modalidades de medição

9.2.1 A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos, nas seguintes modalidades:

- a) eventual, por reclamação do consumidor ou por determinação da ANEEL;
- b) amostral, por determinação da ANEEL, de acordo com sorteio realizado para cada trimestre; e
- c) permanente, por meio do sistema de medição de que trata a Resolução Normativa nº 502/2012 ou para os casos em que o acessante conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção.

9.2.2 As distorções harmônicas de tensão, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e as variações de tensão de curta duração deverão ser avaliados por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com metodologia específica, nas seguintes modalidades:

- a) eventual, por reclamação do acessante conectado ao SDMT ou ao SDAT ou por determinação da ANEEL; e
- b) permanente, nos casos em que o acessante conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção.

9.3 Dos critérios de medição amostral para tensão em regime permanente

9.3.1 A distribuidora deve manter atualizadas em arquivo eletrônico as seguintes informações relativas ao cadastro de todas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV:

- a) código identificador da unidade consumidora, que deve equivaler ao constante do BDGD informado pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;
- b) unidade federativa a qual pertence a unidade consumidora;
- c) código do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- d) classe da unidade consumidora, conforme estabelecido em resolução específica;

9.3.2 Com base no cadastro a que se refere o item 9.3.1, a distribuidora deve realizar sorteio de amostra das unidades consumidoras para fins de medição no mês de setembro de cada



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 29 de 89

ano, por meio de critério estatístico aleatório, conforme instrução disponibilizada no endereço eletrônico da ANEEL.

- 9.3.2.1 Quando a unidade consumidora sorteada possuir medição permanente, os valores de DRP e DRC a serem informados à ANEEL devem ser calculados como a média dos valores mensais apurados no respectivo trimestre.
- 9.3.3 A relação das unidades consumidoras da amostra definida será enviada em quantitativos trimestrais às distribuidoras, 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 impossibilidade de medição.
- 9.3.3.1 A distribuidora deve registrar de forma individual os motivos que comprovem a impossibilidade da medição, para fins de fiscalização da ANEEL.
- 9.3.3.2 A distribuidora deve comunicar ao consumidor, por meio de comunicação auditável, que a unidade consumidora será objeto de medição amostral da tensão em regime permanente conforme determina o Módulo 8 do PRODIST, informando ao consumidor o seu direito ao recebimento de uma compensação, caso haja violação dos limites dos indicadores DRP e DRC, especificamente.
- 9.3.4 As distribuidoras devem efetuar, para cada uma das unidades consumidoras pertencentes a cada amostra, dentro do trimestre correspondente, medição dos valores eficazes da tensão com período de observação mínimo de 168 horas consecutivas totalizando 1008 leituras válidas. A partir destas medições devem ser calculados os índices coletivos.
- 9.3.5 Fica a critério da distribuidora, com base no quantitativo trimestral, a definição do número de unidades consumidoras a serem medidas em um determinado mês.
- 9.3.6 As medições em cada trimestre abrangerão, no mínimo, a dimensão da amostra definida na tabela seguinte:

Tabela 12 - Tabela da Dimensão da Amostra Trimestral

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	Dimensão da amostra (unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)
$N \leq 10.000$	26	30
$10.000 < N \leq 30.000$	36	42
$30.000 < N \leq 100.000$	60	66
$100.000 < N \leq 300.000$	84	93
$300.000 < N \leq 600.000$	120	132
$600.000 < N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	270	297
$N > 3.000.000$	300	330



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 30 de 89

9.3.7 Do registro dos dados de medições amostrais.

9.3.7.1 A distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

- código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante do BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;
- período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);
- valores apurados de DRP e DRC;
- valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- tabela de medição com todas as 1008 leituras válidas de tensão em regime permanente e com os registros de intervalos expurgados do período de medição;
- histograma de tensão, por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u a 1,20 p.u. e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos;
- coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;
- tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada;
- justificativas e memorial de cálculo da estimativa de queda de tensão, para o caso dos valores de tensão em regime permanente, no ramal da unidade consumidora, quando da medição fora do ponto de conexão;

9.3.7.2 As alíneas “d”, “e” e “f” não se aplicam às medições permanentes, por meio do sistema de medição de que trata a Resolução Normativa nº 502/2012.

9.3.7.3 Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:

- providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão;
- período da nova medição;
- histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização dos níveis de tensão.

9.3.7.4 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.

9.3.8 Do envio dos indicadores obtidos da medição amostral.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 31 de 89

- 9.3.8.1 A distribuidora deve enviar à ANEEL os valores dos indicadores individuais de tensão em regime permanente (DRP e DRC), obtidos das medições amostrais trimestrais, de acordo com os prazos constantes do Módulo 6 do PRODIST.
- 9.3.8.2 Na hipótese de a distribuidora realizar mais de uma medição em determinada unidade consumidora, visando aferir a regularização do nível de tensão violado na primeira medição, os valores dos indicadores indicados no item anterior a serem enviados para a ANEEL devem ser os resultantes da primeira medição.
- 9.3.8.3 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.
- 9.3.8.4 O indicador coletivo (ICC) será calculado pela ANEEL quando do envio dos indicadores individuais pela distribuidora.
- 9.4 Dos critérios da medição permanente da qualidade da energia elétrica.
- 9.4.1 O acessante pode solicitar à distribuidora sistema de medição com funcionalidades específicas de qualidade da energia elétrica para fins de acompanhamento permanente de todos os fenômenos e parâmetros de que tratam este Módulo.
- 9.4.1.1 O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora, devendo a diferença de custo entre o sistema de medição descrito no item acima e o sistema de medição convencional ser de responsabilidade do acessante interessado.
- 9.4.1.2 O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora no prazo de até 60 dias a partir da solicitação do acessante e conforme critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 414/2010.
- 9.4.1.3 Quando o acessante possuir SMF com funcionalidades de QEE, esse sistema de medição deve, preferencialmente, ser utilizado, desde que os protocolos de medição utilizados pelo mesmo atendam aos critérios técnicos estabelecidos nesta Seção.
- 9.4.2 As distribuidoras devem efetuar, para cada um dos pontos de medição permanente da qualidade da energia elétrica, a apuração dos indicadores relacionados à Qualidade do Produto e à Qualidade do Serviço.
- 9.4.3 Do registro dos dados de medições permanentes de qualidade do produto.
- 9.4.3.1 A distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do ponto de medição permanente, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:
- código identificador do acessante, que deve equivaler ao constante do BDGD informado pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;
 - coordenadas geográficas do ponto de medição permanente;



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 32 de 89

- c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1008 leituras válidas;
- d) histórico dos indicadores estatísticos DTT95%, DTTp95%, DTTi95%, DTT395%, FD95% e Pst95%, associados a cada conjunto de 1008 leituras válidas;
- e) data, hora de início, duração e amplitude de todos os eventos de VTCD registrados;
- f) histórico dos valores apurados para o Fator de Impacto (FI) e respectivas estratificações dos eventos de VTCD associados, conforme Tabela 9, associados a cada período de 30 dias;
- g) parâmetros de qualidade do serviço, conforme estabelecido na Seção 8.2.

9.4.4 A distribuidora deve disponibilizar todas as informações obtidas da medição permanente ao acessante, em até 10 dias após a solicitação.

9.5 Fator de Potência

9.5.1 Os registros dos valores reativos deverão ser feitos por instrumentos de medição adequados, preferencialmente eletrônicos, empregando o princípio da amostragem digital e aprovados pelo órgão responsável pela conformidade metrológica.

10 PROCEDIMENTOS DE GESTÃO DAS RECLAMAÇÕES ASSOCIADAS À QUALIDADE DO PRODUTO

10.1 A distribuidora deve possuir equipes capacitadas e quantidade de medidores compatíveis com o número de reclamações associadas à qualidade do produto.

10.2 Atendimento inicial das reclamações.

10.2.1 Quando da reclamação associada à qualidade do produto, a distribuidora deve:

- a) solicitar no mínimo as seguintes informações:
 - i. identificação do acessante;
 - ii. descrição do problema verificado pelo acessante;
 - iii. dia(s) da semana e horário(s) em que o problema foi verificado;
 - iv. meio de comunicação auditável de preferência do acessante, dentre os oferecidos pela distribuidora, para recebimento das informações relativas ao processo de reclamação, devendo constar a opção de comunicação por escrito.
- b) Para os acessantes conectados ao SDBT, a continuidade do processo se dará conforme definido no item 10.3. Para os acessantes conectados ao SDMT ou SDAT, de acordo com as informações recebidas conforme alínea "a", a distribuidora analisará e, em comum acordo com o acessante, definirá a continuidade do processo conforme definido no item 10.3 ou item 10.4.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 33 de 89

10.3 Tensão em Regime Permanente.

10.3.1 Quando da reclamação de acessante que não possua medição permanente, associada à qualidade da tensão de regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 10.2 e:

- a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do acessante para avaliar a procedência da reclamação e o(s) tipo(s) de fenômeno(s), em dia cuja característica da curva de carga é equivalente à do dia em que o problema foi verificado, respeitando o horário informado pelo consumidor, a qual deve incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos entre elas;
- b) caso seja comprovado na inspeção técnica que a reclamação é improcedente, comunicar ao acessante o resultado da medição de que trata a alínea “a”, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da reclamação, devendo informar sobre o direito do acessante de solicitar a medição de 168 horas, o qual deve ser exercido no prazo de 5 (cinco) dias, prestando as informações conforme estabelece a alínea “h” e informando o valor a ser cobrado pelo serviço, caso o resultado da medição não apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica;
- c) comprovada a procedência da reclamação com base na medição instantânea e a impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, instalar equipamento de medição, no ponto de conexão, para averiguar o nível de tensão de atendimento, devendo apurar os indicadores DRP e DRC conforme definido no item 2.5.1 e prestando as informações conforme estabelece a alínea “h”;
- d) quando a distribuidora adotar providências para a regularização dos níveis de tensão durante a inspeção técnica, efetuar medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos entre elas, comunicando ao acessante o resultado da medição e as providências tomadas para regularização, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da reclamação;
- e) caso seja comprovada a regularização a partir da medição de que trata a alínea “d”, informar, no comunicado ao acessante, o seu direito de solicitar a medição de 168 horas, o qual deve ser exercido no prazo de 5 (cinco) dias, prestando as informações estabelecidas na alínea “h” e informando o valor a ser cobrado pelo serviço, caso o resultado da medição não apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica;
- f) informar ao acessante, nos comunicados citados nas alíneas “b” e “d”, a data e o horário da medição instantânea, os valores de tensão medidos, as faixas de valores adequados, precários e críticos e, no caso de consumidor, o seu direito de receber uma compensação caso haja violação dos limites de DRP e DRC;
- g) caso o resultado da medição referenciada na alínea “d” apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica, instalar equipamento de medição no ponto de conexão, para averiguar o nível de tensão de atendimento, devendo apurar os indicadores DRP e DRC, conforme definido no item 2.5.1 e prestar as informações conforme estabelece a alínea “h”;
- h) informar ao acessante, com antecedência mínima de 48 horas da realização da medição pelo período mínimo de 168 horas, a data e o horário da medição de tensão, seu direito de acompanhar a instalação do equipamento de medição, a faixa de valores adequados para aquela unidade consumidora, o direito do consumidor de receber uma compensação caso



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 34 de 89

haja violação dos limites de DRP e DRC e o prazo de entrega do laudo técnico do resultado da medição, o qual deve ser de 30 (trinta) dias a partir da reclamação, devendo fornecer os resultados completos das medições obtidas;

- i) o prazo de 48 horas mencionado na alínea “h” poderá ser reduzido, desde que haja a concordância expressa do acessante;
- j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo número de protocolo, datas da reclamação do acessante e aviso da distribuidora ao reclamante sobre a realização da medição de tensão, data e horário das medições instantâneas e os valores registrados, período da medição de 168 horas e valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- k) deverão ser registrados também o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados, os valores apurados de DRP e DRC, o valor do serviço pago pelo acessante, as providências para a regularização e data de conclusão, o período da nova medição, a data de comunicação ao acessante do resultado da apuração, o memorial de cálculo da estimativa de queda de tensão quando da medição fora do ponto de conexão e, no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento.

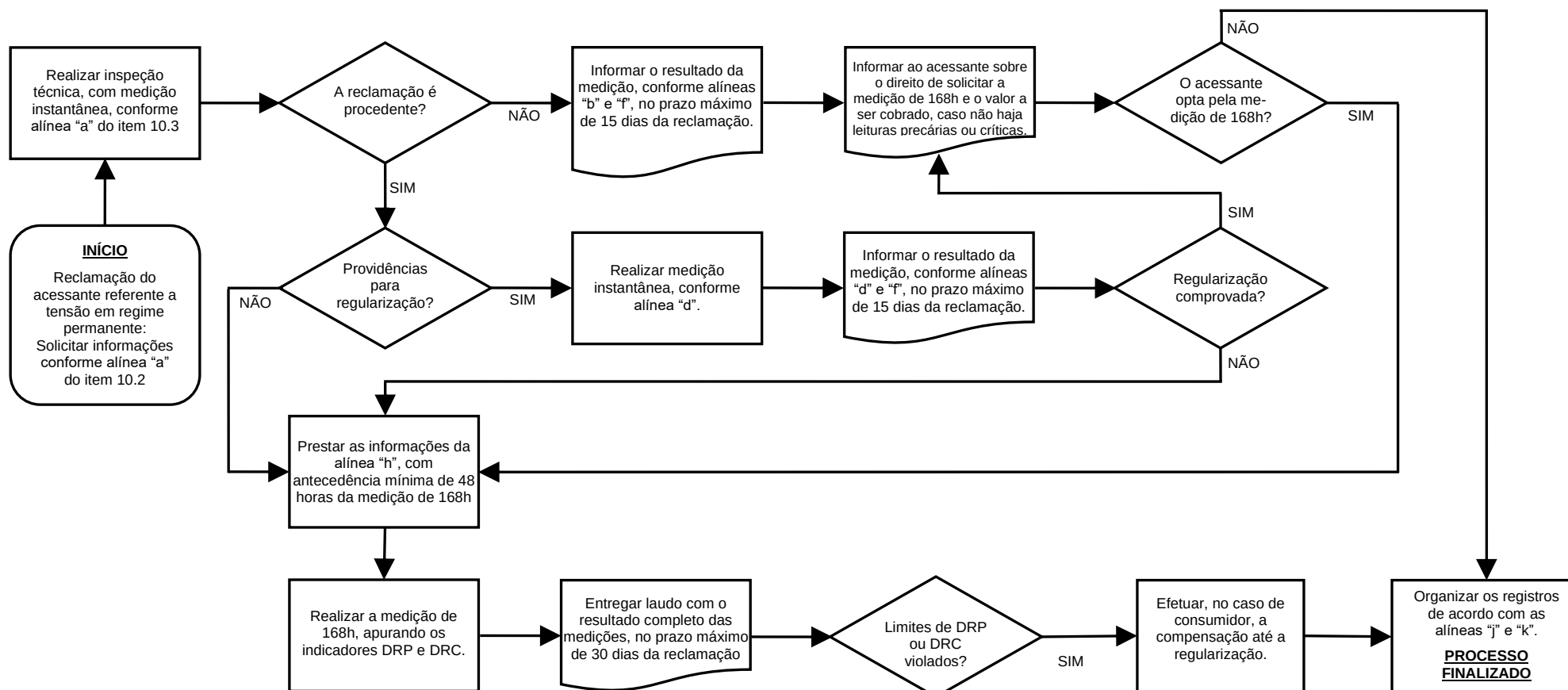
10.3.1.1 Os dados de que tratam as alíneas j e k deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.

10.3.1.2 A seguir é apresentado o fluxograma do processo de medição por reclamação do acessante que não possua a medição permanente, conforme procedimento definido no item 10.3.1.



Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Produto	8.1	11	03/08/2020	35 de 89

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE MEDIÇÃO DE TENSÃO POR RECLAMAÇÃO DE ACESSANTE SEM MEDIÇÃO PERMANENTE



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 36 de 89

10.3.2 Quando da reclamação do acessante que possua a medição permanente, associada à qualidade da tensão de regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 10.2 e também:

- a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do acessante para avaliar a procedência da reclamação, em dia cuja característica da curva de é equivalente à do dia em que o problema foi verificado, respeitando o horário informado pelo acessante, a qual deve incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos entre elas, e a leitura dos valores de DRP e DRC das últimas quatro medições armazenadas no medidor;
- b) caso seja comprovado na inspeção técnica que a reclamação é improcedente, isto é, quando a medição instantânea estiver na faixa adequada e as quatro últimas medições armazenadas no medidor não apresentarem DRP ou DRC acima dos limites, comunicar ao acessante o resultado da medição de que trata a alínea “a”, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da reclamação;
- c) comprovada a procedência da reclamação com base na medição instantânea ou nas quatro últimas medições armazenadas no medidor, e na impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, comunicar ao acessante o resultado da medição de que trata a alínea “a”, as providências a serem tomadas pela distribuidora e o prazo estimado para a regularização de tensão, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da data da reclamação;
- d) quando a distribuidora adotar providências para a regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, efetuar medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos entre elas, comunicando ao acessante o resultado da medição e as providências tomadas para regularização, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da reclamação;
- e) informar ao acessante, nos comunicados citados na alíneas “b”, “c” e “d”, a data e o horário da medição instantânea, os valores de tensão medidos, as faixas de valores adequados, precários e críticos para aquele acessante e, no caso de consumidor, também o seu direito de receber uma compensação caso haja violação dos limites dos indicadores DRP e DRC apurados mensais;
- f) caso o resultado da medição referenciada na alínea “d” apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica, comunicar ao acessante o resultado da medição de que trata a alínea “a”, as providências a serem tomadas pela distribuidora e o prazo estimado para a regularização, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a partir da data da reclamação;
- g) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade da qualidade da tensão, incluindo número de protocolo, data da reclamação do acessante, data e horário das medições instantâneas e os valores registrados;
- h) deverão ser registrados também os valores apurados de DRP e DRC das últimas quatro medições armazenadas no medidor na data da medição instantânea, providências para a regularização e data de conclusão, data de comunicação ao acessante do resultado da medição e, no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento;



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 37 de 89

10.3.2.1 Os dados de que tratam as alíneas “g” e “h” 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.

10.3.3 Procedimentos para regularização

10.3.3.1 Caso as medições de tensão indiquem valor de DRP superior ao DRP_{limite} , ou valor de DRC superior ao DRC_{limite} , estabelecidos no item 2.6 desta Seção, a distribuidora deve regularizar a tensão de atendimento, sem prejuízo do pagamento de compensação de que trata o item 2.7 e das sanções cabíveis pela fiscalização da ANEEL.

10.3.3.2 A regularização do nível de tensão para o caso de medição permanente será comprovada quando os valores de DRP e DRC mensais de que trata o item 2.5.1.5 forem inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite} .

10.3.3.3 A regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual ou amostral, deve ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, e o resultado final comunicado, por escrito, ao acessante, no prazo de até 30 (trinta) dias após o término da nova medição.

10.3.3.4 Será considerado como mês da efetiva regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual ou amostral, aquele correspondente ao término da nova medição e que apresente valores de DRP e DRC inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite} .

10.3.3.5 Quando a regularização do nível de tensão ocorrer no mesmo mês em que foi constatada a violação, para os casos de medição eventual ou amostral, o consumidor fará jus à compensação de que trata o item 2.7, referente a este mês, para a qual deverão ser considerados os indicadores DRP e DRC obtidos da medição que constatou a violação.

10.3.3.6 Caso as reclamações tenham a mesma abrangência geoeletrica, sejam reincidentes e não transgridam os limites, a distribuidora deve observar ao disposto no item 10.4.2 desta Seção e, em seguida, atuar de forma a solucionar ou mitigar a causa do problema.

10.4 Distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

10.4.1 Quando da reclamação do acessante, associada às distorções harmônicas e/ou ao desequilíbrio de tensão e/ou à flutuação de tensão e/ou VTCD no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 10.2 e:

- a) identificar as possíveis ocorrências no sistema elétrico que possam ter relação com o objeto da reclamação, analisando:
- a reclamação com base nas informações prestadas pelo acessante;
 - as informações disponíveis do sistema de distribuição;
 - os registros das medições, caso o acessante possua medição permanente; e
 - outras informações disponíveis;



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 38 de 89

- b) caso não seja identificada relação de que trata a alínea “a”, continuar a investigação da causa que deu origem à reclamação de forma a avaliar se é interna às instalações do acessante, podendo realizar as seguintes análises:
- inspeção da rede de distribuição e do ponto de conexão;
 - verificação da conformidade da instalação do acessante com o parecer de acesso, estudos e projetos aprovados;
 - visita ao acessante e reunião com os responsáveis;
- c) caso seja identificada a relação de que trata a alínea “a” ou a causa interna de que trata a alínea “b”, continuar o processo conforme alíneas “e” e “f” e comunicar ao acessante o seu direito de solicitar medição conforme alínea “g” e o valor a ser cobrado pelo serviço;
- d) caso não seja identificada a causa do problema, a distribuidora realizará instalação de equipamento de medição no ponto de conexão, conforme alínea “g”;
- e) na análise das possíveis alternativas de solução ou mitigação do problema associado à reclamação, a distribuidora deve considerar a necessidade e a viabilidade técnica e econômica das ações para regularização. Também avaliar ações a serem desenvolvidas por parte do acessante, quando for o caso, visando a solução ou mitigação dos efeitos associados aos fenômenos de qualidade do produto;
- f) encaminhar ao acessante, no prazo de 30 dias a partir da reclamação ou do final da medição, relatório contendo no mínimo as seguintes informações:
- detalhamento das análises de identificação do problema;
 - relatório de medição, quando disponível conforme alínea “h”;
 - as alternativas para solução ou mitigação do problema;
 - as ações de atuação por parte da distribuidora e seus respectivos prazos;
 - as ações de atuação por parte do acessante;
- g) realizar medição de, no mínimo, 30 dias para a apuração dos indicadores da qualidade do produto e, caso o acessante tenha optado pela medição, o valor a ser cobrado pelo serviço. Continuar ou, quando for o caso, rever o processo conforme alíneas “e” e “f”;
- h) os resultados da medição deverão compor um relatório padronizado, que deve ser entregue no prazo máximo de 30 dias após o final da medição, contendo ao menos:
- os valores dos respectivos indicadores e os resultados das medições;
 - os limites e valor de referência existentes no regulamento;
 - o relatório previsto na alínea “f”, somente para o(s) fenômeno(s) causador(es) do problema;
 - quando for o caso, o detalhamento de todos os eventos de VTCD registrados no período de monitoramento, conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Detalhamento dos eventos de VTCD registrados no período de monitoração.

Registro (número sequencial)	Data (1)	Hora (2)	Amplitude do evento (pu) (3)	Duração do evento (ms) (4)	Tipo do evento (5)	Evento correspondente registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da distribuidora, caso exista (6)
1						



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 39 de 89

Registro (número sequencial)	Data (1)	Hora (2)	Amplitude do evento (pu) (3)	Duração do evento (ms) (4)	Tipo do evento (5)	Evento correspondente registrado no Relatório Diário de Operação (RDO) da distribuidora, caso exista (6)
2						
3						
4						
5						
...						
...						

(1) data de ocorrência do evento de VTCD no formato *dd/mm/aaaa*;

(2) horário de início do evento de VTCD no formato *hh:mm:ss*;

(3) a amplitude do evento deve ser calculada conforme indicado no item 8.2.2;

(4) a duração do evento deve ser calculada conforme indicado no item 8.2.2;

(5) o tipo do evento de VTCD deve corresponder à terminologia indicada na Tabela 8;

(6) caso exista, o evento correspondente, registrado no Relatório Diário de Operação da distribuidora, deve ser aquele com horário aproximadamente igual ao horário de início do evento de VTCD registrado, devendo ser indicada a causa do mesmo conforme Lista de Fatos Geradores indicada no Anexo II da Seção 8.2.

- a) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações relativas a problemas com a qualidade do produto, incluindo número de protocolo, data da reclamação do acessante, data e horário das medições e os valores registrados, período da medição e informações trocadas entre as partes, providências tomadas pela distribuidora;
- b) deverão ser registrados, quando for o caso, o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados, valores dos indicadores de FD95%, DTT95%, DTTp95%, DTTi95%, DTT395%, Pst95% e FI, valor do serviço pago pelo acessante e as providências adotadas pela distribuidora.

10.4.1.1 Os dados de que tratam as alíneas “i” e “j” deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos interessados.

10.4.2 Nas análises de que tratam os itens 10.3.3.6 e 10.4.1, a distribuidora deve:

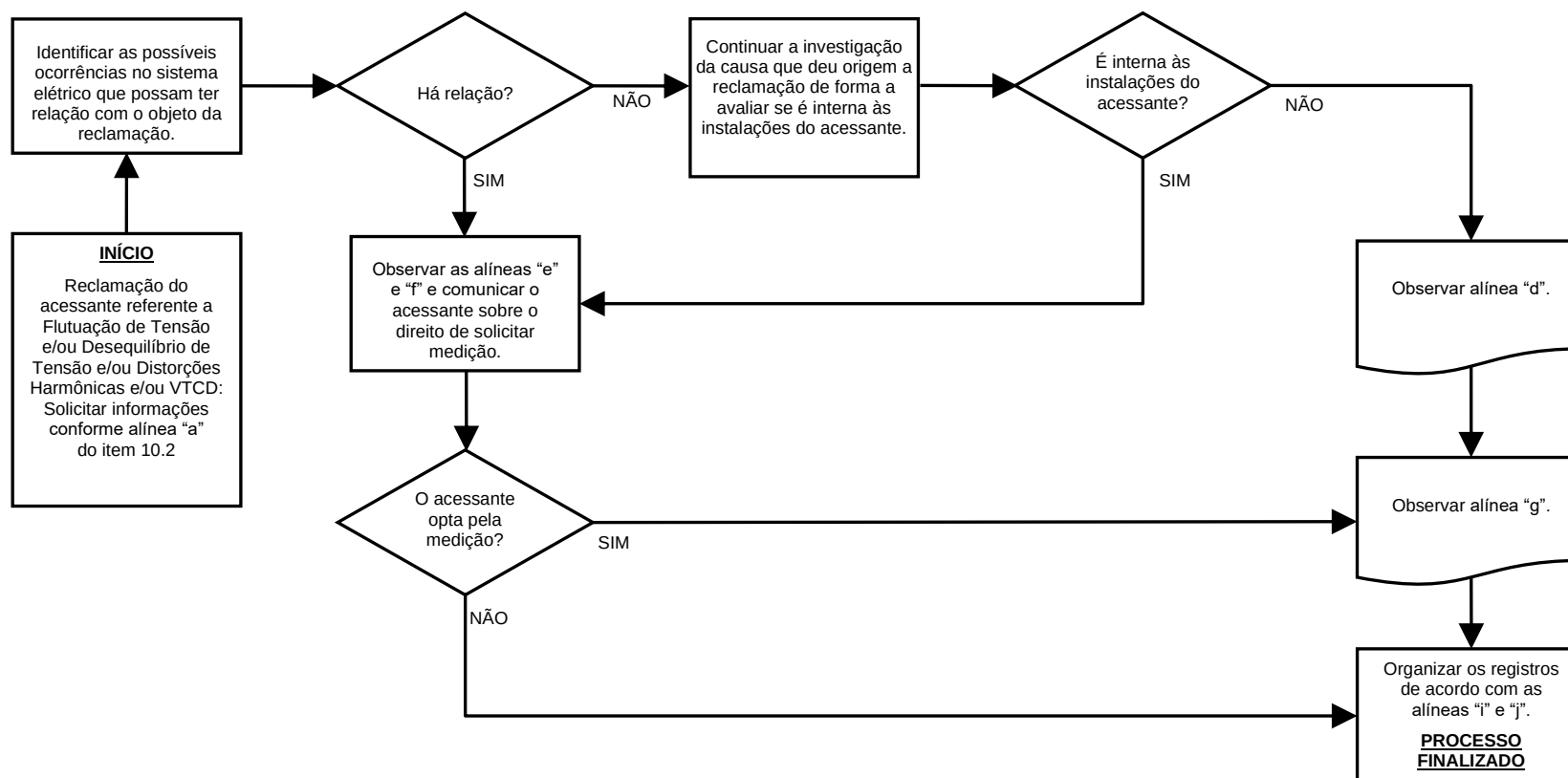
- a) investigar a origem dos distúrbios incidentes no barramento do sistema de distribuição em que o acessante reclamante se conecta;
- b) averiguar se há acessantes perturbadores nas proximidades;
- c) caso se verifique a existência de acessantes perturbadores, notificar os mesmos, recomendando ações a serem desenvolvidas.

10.5 Para os acessante da Rede Básica, os critérios de medição para averiguar a qualidade do produto deverão obedecer àqueles definidos nos Procedimentos de Rede.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 40 de 89

FLUXOGRAMA DA GESTÃO DA RECLAMAÇÃO DE ACESSANTE REFERENTE A FLUTUAÇÃO DE TENSÃO E/OU DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO E/OU DISTORÇÕES HARMÔNICAS E/ OU VTCD.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 41 de 89

11 ESTUDOS ESPECÍFICOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PARA ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

- 11.1 Os estudos específicos de qualidade da energia elétrica deverão avaliar o potencial impacto da conexão e operação do acessante.
 - 11.1.1 É obrigatória a realização dos estudos no caso de acessante potencialmente perturbador.
 - 11.1.2 A distribuidora deve definir os tipos de instalações elétricas potencialmente perturbadoras.
- 11.2 As conclusões dos estudos e/ou recomendações deverão constar no parecer de acesso.
- 11.3 Caso se verifique nos estudos específicos que há problema de qualidade da energia elétrica, a instalação dos equipamentos de correção ou outras adequações necessárias deverão ser providenciadas pelo acessante e/ou acessada.
- 11.4 Requisitos e procedimentos para fins de acesso ao sistema de distribuição deverão observar o Módulo 3 do PRODIST.



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 42 de 89

ANEXO I: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$



Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 43 de 89

Tabela 6 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (254/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(234 \leq TL \leq 267) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(221 \leq TL < 234 \text{ ou } 267 < TL \leq 269) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 221 \text{ ou } TL > 269) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Tabela 7 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(405 \leq TL \leq 462) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(383 \leq TL < 405 \text{ ou } 462 < TL \leq 466) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 383 \text{ ou } TL > 466) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela 8 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (208/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(191 \leq TL \leq 218) / (110 \leq TL \leq 126)$
Precária	$(181 \leq TL < 191 \text{ ou } 218 < TL \leq 220) / (104 \leq TL < 110 \text{ ou } 126 < TL \leq 127)$
Crítica	$(TL < 181 \text{ ou } TL > 220) / (TL < 104 \text{ ou } TL > 127)$

Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (230/115)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(212 \leq TL \leq 242) / (106 \leq TL \leq 121)$
Precária	$(200 \leq TL < 212 \text{ ou } 242 < TL \leq 244) / (100 \leq TL < 106 \text{ ou } 121 < TL \leq 122)$
Crítica	$(TL < 200 \text{ ou } TL > 244) / (TL < 100 \text{ ou } TL > 122)$

Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (240/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(221 \leq TL \leq 252) / (110 \leq TL \leq 126)$
Precária	$(209 \leq TL < 221 \text{ ou } 252 < TL \leq 254) / (104 \leq TL < 110 \text{ ou } 126 < TL \leq 127)$
Crítica	$(TL < 209 \text{ ou } TL > 254) / (TL < 104 \text{ ou } TL > 127)$



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Produto	Seção: 8.1	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 44 de 89

Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/110)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (101 \leq TL \leq 116)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (96 \leq TL < 101 \text{ ou } 116 < TL \leq 117)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 96 \text{ ou } TL > 117)$

Tabela 12 – Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV para formação das Tabelas 4 a 11

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN \text{ ou } 1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN \text{ ou } TL > 1,06TN$



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 45 de 89

SEÇÃO 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores, centrais geradoras e distribuidoras acessantes.
- 1.2 Estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT aos acessantes e distribuidoras.
- 1.3 Definir indicadores e padrões de qualidade de serviço de forma a:
 - a) fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão - DIT;
 - b) fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras;
 - c) oferecer aos consumidores e centrais geradoras parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

- 2.1 O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED.
 - 2.1.1 A abrangência do conjunto deve ser as redes MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora.
 - 2.1.2 SED que possuam número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto.
 - 2.1.3 SED com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto.
 - 2.1.4 A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas.
 - 2.1.5 É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.
 - 2.1.6 Mediante aprovação da ANEEL, poderão formar diferentes conjuntos SED que atendam a áreas não contíguas, ou que atendam a subestações MT/MT cujas características de atendimento sejam muito distintas da subestação supridora, desde que nenhum dos conjuntos resultantes possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 46 de 89

Na segunda hipótese, a fronteira dos conjuntos deverá corresponder à entrada da subestação MT/MT.

- 2.1.7 Poderão ser divididas, mediante aprovação da ANEEL, SED com redes subterrâneas e aéreas, devendo os conjuntos resultantes possuir número de unidades consumidoras superior a 1.000.
- 2.2 Para as redes MT das distribuidoras que não possuam subestação com primário em AT, o conjunto deve ser composto pelas redes em MT de sua propriedade até o ponto de conexão com o agente supridor.
- 2.3 Todas as unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em BT e MT deverão estar classificadas no mesmo conjunto de unidades consumidoras da subestação que as atendam, quando da aprovação de conjuntos por meio de resolução específica.
- 2.3.1 As unidades consumidoras e centrais geradoras ligadas após a aprovação dos conjuntos de unidades consumidoras deverão ser classificadas de acordo com a área geográfica de abrangência dos conjuntos vigentes.
- 2.4 A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar à distribuidora a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.
- 2.5 Havendo alteração permanente na configuração do sistema que acarrete mudança nos conjuntos, a distribuidora deverá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade disposto no item 5.10 desta seção.
- 2.6 Casos particulares em que a aplicação da regra definida no item 2.1 crie conjuntos desuniformes serão avaliados pela ANEEL.
- 2.7 Os conjuntos serão caracterizados por atributos, os quais serão extraídos das BDGD enviadas anualmente pelas distribuidoras e de outras bases de dados disponíveis na ANEEL.

3 SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS ACESSANTES

- 3.1 A distribuidora deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimentos emergenciais, acessíveis aos acessantes, para que estes apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.
- 3.2 As características do atendimento telefônico que a distribuidora deverá dispor estão estabelecidas em resolução específica.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 47 de 89

4 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

- 4.1 O atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras.
- 4.2 Será avaliado o tempo médio de preparação, indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação.
- 4.3 Será avaliado o tempo médio de deslocamento, indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação.
- 4.4 Será avaliado o tempo médio de execução, indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.
- 4.5 Indicadores de tempo de atendimento.
- 4.5.1 A distribuidora deverá apurar os seguintes indicadores:
- a) Tempo Médio de Preparação (*TMP*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$$

- b) Tempo Médio de Deslocamento (*TMD*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$$

- c) Tempo Médio de Execução (*TME*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}$$

- d) Tempo Médio de Atendimento a Emergências (*TMAE*), utilizando a seguinte fórmula:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

- e) Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE), utilizando a seguinte equação:



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 48 de 89

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$$

onde:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

4.5.2 O período de apuração dos indicadores será mensal, correspondente aos meses do ano civil.

4.6 Ocorrências emergenciais.

4.6.1 A coleta de dados para o cálculo dos indicadores deverá considerar todas as ocorrências emergenciais, inclusive as correspondentes ao Dia Crítico e aquelas decorrentes de natureza impropriedade, tais como: defeito interno nas instalações dos acessantes e endereço da reclamação não localizado pelas equipes de atendimento de emergência.

4.6.2 Na apuração dos indicadores não deverão ser considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento de emergência aos seguintes casos:

a) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 49 de 89

- b) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e reconexão;
- c) reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento;
- d) reclamações relativas à interrupção de energia elétrica em razão de manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo os procedimentos definidos nesta Seção;
- e) Interrupção em Situação de Emergência, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

4.7 Procedimentos de apuração, registro, armazenamento e envio dos dados.

4.7.1 Os dados relativos às ocorrências emergenciais deverão ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação dos mesmos em indicadores.

4.7.2 A distribuidora deverá registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo, as seguintes informações:

- a) número de ordem da ocorrência;
- b) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;
- c) identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do acessante ou de terceiros);
- d) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
- e) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
- f) descrição da ocorrência: fato gerador, de acordo com o Anexo II desta seção;
- g) coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou;
- h) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do restabelecimento do atendimento.

4.7.3 Para efeito de registro do instante do conhecimento da ocorrência emergencial prevalecerá a primeira informação independentemente da origem da percepção.

4.7.4 As informações relativas de cada ocorrência emergencial deverão ser armazenadas, em formulários próprios, por um período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos acessantes, e estar disponibilizadas em meio magnético ou digital.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 50 de 89

4.7.5 A distribuidora deverá enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, os valores mensais dos indicadores *TMP*, *TMD*, *TME*, *NIE* e *n*, relativos a cada conjunto de unidades consumidoras da respectiva área de atuação.

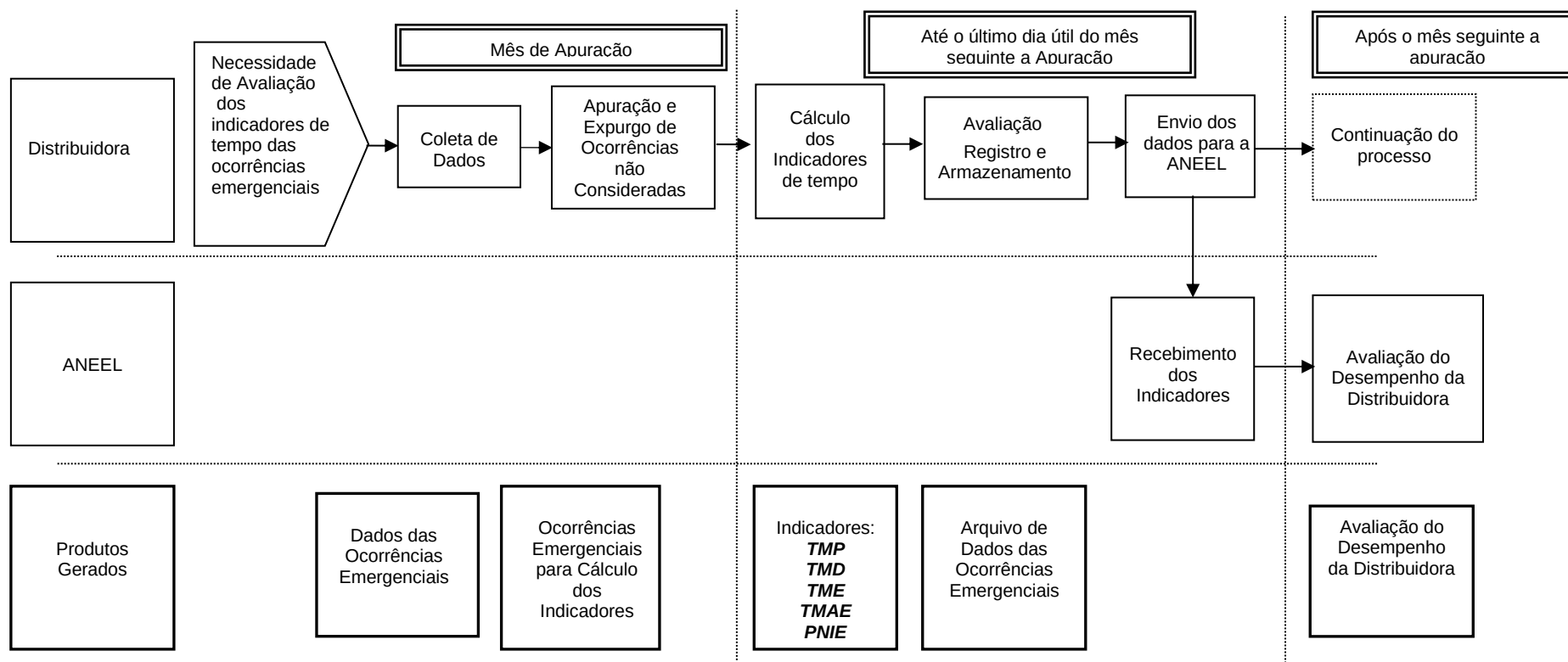
4.8 Fluxograma do processo.

4.8.1 O fluxograma do processo de apuração e avaliação dos tempos das ocorrências emergenciais está apresentado a seguir:



Assunto:	Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 51 de 89

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS TEMPOS DAS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 52 de 89

5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- 5.1 Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico.
- 5.2 Nesta seção são estabelecidos os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica quanto à duração e frequência de interrupção.
- 5.3 Os indicadores deverão ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador *DICRI*, que deverá ser apurado por interrupção ocorrida em Dia Crítico.

5.4 Indicadores de continuidade individuais.

- 5.4.1 Deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i) \max$$

- d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (*DICRI*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{\text{crítico}}$$

onde:

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



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 53 de 89

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

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

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

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i) max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

5.4.2 Para a unidade consumidora que agregue os Pontos de Iluminação Pública (PIP) conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora deverão ser apurados os seguintes indicadores:

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*), utilizando a seguinte fórmula:

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

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*), utilizando a seguinte fórmula:

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

onde:

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora atendida em BT, localizada em área urbana e faturada nos conjuntos que atendem ao Município, excluindo-se as centrais geradoras;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, atendida em BT, localizada em área urbana e faturada nos conjuntos que atendem ao Município, excluindo-se as centrais geradoras.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 54 de 89

C_c = número total de unidades consumidoras atendidas em BT, localizadas em área urbana e faturadas nos conjuntos que atendem ao Município;

5.4.3 Para as demais unidades consumidoras da classe iluminação pública com medição da distribuidora devem ser apurados os indicadores de continuidade previstos no item 5.4.1.

5.5 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras.

5.5.1 Deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

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

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

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*FEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$$

onde:

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

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

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

5.6 Apuração dos indicadores.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 55 de 89

5.6.1 Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais deverão ser apurados considerando as interrupções de longa duração.

5.6.2 Apuração dos indicadores coletivos.

5.6.2.1 Para apuração dos indicadores DEC e FEC deverão ser consideradas as interrupções de longa duração, devendo ser segredadas nos seguintes indicadores:

- DEC_{xp} e FEC_{xp} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- DEC_{xn} e FEC_{xn} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- DEC_{ip} e FEC_{ip} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;
- DEC_{ind} e FEC_{ind} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

5.6.2.2 Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- Interrupção em Situação de Emergência;
- suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- ocorridas em Dia Crítico;
- oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

5.6.2.3 Para efeito do inciso vi do item anterior, dia crítico deve ser considerado conforme definido no Módulo 1 – Introdução.

5.6.2.4 A distribuidora deverá registrar em formulários próprios as interrupções relacionadas no item 5.6.2.2, para fins de fiscalização da ANEEL.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 56 de 89

- 5.6.2.5 As interrupções de que tratam os incisos v e vi do item 5.6.2.2 deverão ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada da impossibilidade de atendimento.
- 5.6.2.6 Não serão consideradas as interrupções provenientes da transmissora ou distribuidora acessada como Interrupção em Situação de Emergência.
- 5.6.2.7 Das interrupções descritas no item 5.6.2.2, deverão ser apurados os seguintes indicadores:
- DEC_{ine} e FEC_{ine} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em situação de emergência;
 - DEC_{inc} e FEC_{inc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico e não ocorrida nas situações descritas nos incisos iii, v e vii do item 5.6.2.2;
 - DEC_{ino} e FEC_{ino} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida nas situações descritas nos incisos v e vii do item 5.6.2.2;
 - DEC_{ipc} e FEC_{ipc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;
 - DEC_{xpc} e FEC_{xpc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;
 - DEC_{xnc} e FEC_{xnc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico.
- 5.6.2.8 A estratificação das interrupções de longa duração nos indicadores apresentados anteriormente pode ser visualizada na Figura 1. Os indicadores de cor cinza não compõem os indicadores DEC e FEC.

		X		I	
P	XP	XPC	IPC	IP	
				IND	
NP	XN	XNC	INC	INO	
				INE	

Figura 1 – Estratificação das interrupções de longa duração.

- 5.6.2.9 Os eventos que ensejarem interrupções de que trata o inciso iii do item 5.6.2.2 deverão ser descritos em detalhes, com no mínimo as informações definidas no item 5.12.1, que devem estar disponíveis em até dois meses após o período de apuração das interrupções.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 57 de 89

5.6.2.10 A distribuidora deve possuir procedimentos específicos para atuação em contingência devido a eventos que acarretem interrupções significativas, mesmo que essas interrupções não se enquadrem nos incisos iii e vi do item 5.6.2.2.

5.6.2.11 O enquadramento das interrupções em um dos incisos que trata o item 5.6.2.2 não exige a distribuidora em atuar de forma eficiente para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

5.6.3 Apuração dos indicadores individuais.

5.6.3.1 Na apuração dos indicadores *DIC* e *FIC* devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- i. falha nas instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor ou da central geradora e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. Interrupção em Situação de Emergência;
- iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou da central geradora ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. ocorridas em Dia Crítico;
- vii. oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

5.6.3.2 Na apuração do indicador *DMIC*, além das interrupções referidas no item 5.6.3.1, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

- a) os consumidores e centrais geradoras sejam devidamente avisados;
- b) o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

5.6.3.3 Na apuração do indicador *DICRI* não serão consideradas as interrupções previstas no item 5.6.3.1, com exceção do inciso vi.

5.6.3.4 Na apuração do indicador *DICRI* de unidade consumidora ou central geradora atendida em AT, deve-se considerar os dias críticos apurados para o conjunto de unidades consumidoras de sua localização geográfica.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 58 de 89

5.6.3.5 A apuração das interrupções de curta e de longa duração é realizada por meio dos sistemas de medição permanente de que trata a Resolução Normativa nº 502/2012 ou de qualidade da energia elétrica, conforme Seção 8.1, quando esses forem disponíveis.

5.6.3.5.1 Considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% (setenta por cento) da tensão nominal.

5.6.3.5.2 A apuração dos indicadores de continuidade individuais deve considerar, obrigatoriamente, as interrupções de longa duração registradas pelo sistema de medição permanente.

5.6.3.5.3 Admite-se diferença entre os valores registrados pela medição permanente e os valores dos indicadores efetivamente apurados se ocorrer uma das situações previstas no item 5.6.3.1. A razão da divergência deve ser justificada ao consumidor no momento da apresentação da apuração.

5.6.3.6 Nas unidades consumidoras em que não houver sistema de medição permanente, os registros de início e término da interrupção devem corresponder às informações mais precisas dentre todas aquelas disponíveis na distribuidora, considerando, inclusive, as medições permanentes de outras unidades consumidoras.

5.7 Aviso de interrupções.

5.7.1 A distribuidora deverá avisar a todos os consumidores e centrais geradoras da respectiva área de concessão ou permissão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção e o horário de início e término, observando os seguintes procedimentos:

- unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: os consumidores e centrais geradoras deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;
- unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69kV que prestem serviço essencial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;
- unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV com demanda contratada inferior a 500 kW e unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que providenciem o cadastro na distribuidora para receberem esse tipo de serviço;
- outras unidades consumidoras e centrais geradoras: deverão ser avisados por meios eficazes de comunicação de massa, informando a abrangência geográfica ou, a critério da distribuidora, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao horário de início da interrupção.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 59 de 89

- 5.7.2 As unidades consumidoras não listadas no Módulo 1 – Introdução que prestam serviço essencial ou as que por alterações de suas características vierem a prestar serviços essenciais poderão solicitar à distribuidora esta condição, para recebimento dos avisos de interrupções.
- 5.7.3 Nas unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, os consumidores deverão ser avisados da interrupção de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço.
- 5.7.4 A distribuidora poderá utilizar outros meios de comunicação para a divulgação das interrupções programadas, desde que pactuados com o consumidor ou central geradora, devendo nesses casos manter registro ou cópia das divulgações para fins de fiscalização da ANEEL.
- 5.7.5 A distribuidora deverá manter e disponibilizar, por no mínimo 5 (cinco) anos, os registros das interrupções emergenciais e das programadas, discriminando-as em formulário próprio.
- 5.8 Período de apuração e cálculo dos indicadores de continuidade.
- 5.8.1 O período de apuração das interrupções ocorridas nos conjuntos de unidades consumidoras será mensal, e os indicadores devem ser apurados de acordo com o especificado no item 5.5.
- 5.8.2 Os indicadores globais se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo se referir a uma distribuidora, município, estado, região ou ao Brasil.
- 5.8.3 O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será calculado de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED\_TRIM}}$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED\_TRIM}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED\_ANUAL}}$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{Cc_{MED\_ANUAL}}$$

onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 60 de 89

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM} = valor do DEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM} = valor do FEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL} = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL} = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n;

CC_{MED_TRIM} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

CC_{MED_Anual} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

5.8.4 O valor do indicador de continuidade global será:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{TRIM\_i} \cdot CC_{MED\_TRIM\_i}]}{\sum_{i=1}^M CC_{MED\_TRIM\_i}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{ANUAL\_i} \cdot CC_{MED\_ANUAL\_i}]}{\sum_{i=1}^M CC_{MED\_ANUAL\_i}}$$

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i}$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM\_i} \cdot CC_{MED\_TRIM\_i}]}{\sum_{i=1}^M CC_{MED\_TRIM\_i}}$$



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 61 de 89

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL\_i} \cdot CC_{MED\_ANUAL\_i}]}{\sum_{i=1}^M CC_{MED\_ANUAL\_i}}$$

onde:

DEC_i = valor mensal do DEC, do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_i = valor mensal do FEC, do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{MENSAL} = valor mensal global do DEC, no mês de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{MENSAL} = valor mensal global do FEC, no mês de referência, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM} = valor trimestral global do DEC, no trimestre de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM} = valor trimestral global do FEC, no trimestre de referência, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM_i} = valor do DEC, trimestral do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM_i} = valor do FEC, trimestral do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL_i} = valor do DEC, anual do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL_i} = valor do FEC, anual do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL} = valor anual global do DEC, no ano de referência, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL} = valor anual global do FEC, no ano de referência, com 2 (duas) casas decimais;

CC_i = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês de referência;

CC_{MED_TRIM_i} = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais, para o período trimestral;

CC_{MED_Anuai_i} = média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, com 2 (duas) casas decimais, para o período anual;

M = número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global.

5.8.5 Indicador de desempenho global de continuidade

5.8.5.1 O indicador de desempenho global de continuidade é um indicador com periodicidade anual, calculado de acordo com as seguintes etapas:

- cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto dos limites;



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 62 de 89

- b) cálculo do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC, que consiste na razão do valor apurado pelo limite dos indicadores;
- c) cálculo do desempenho relativo global, que consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC, com duas casas decimais; e
- d) apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras.

5.8.5.2 A ANEEL publicará em abril de cada ano o indicador de desempenho global de continuidade das concessionárias de distribuição, podendo dividi-las em grupos, para melhor classificação das mesmas.

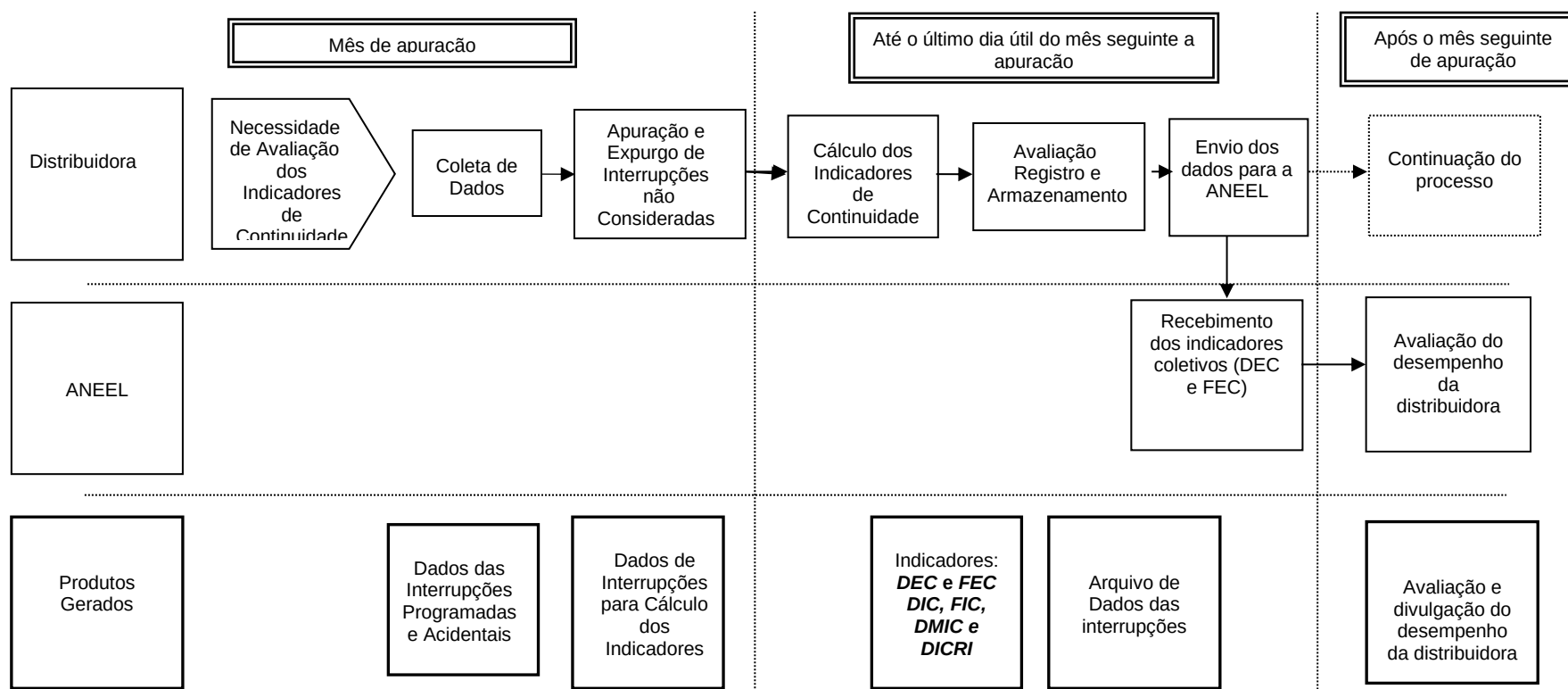
5.9 Fluxograma do processo de apuração.

5.9.1 A seguir é apresentado o fluxograma do processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade:



Assunto:	Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 63 de 89

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 64 de 89

5.10 Limites de continuidade do serviço.

5.10.1 Para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade, as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD conforme estabelecido no Módulo 6, das quais serão extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras.

5.10.2 No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicado o seguinte procedimento:

- seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
- cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
- análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

5.10.3 Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio de audiência pública e serão estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária da distribuidora.

5.10.4 Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária serão publicados por meio de resolução específica e entrarão em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria do limite anual global de DEC e FEC da distribuidora.

5.10.5 Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado, deverão ser definidos limites de continuidade considerando-se o histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação.

5.10.6 Os limites dos indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) para as unidades consumidoras e centrais geradoras deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas 1 a 5 do Anexo I desta seção, de acordo com a localização e com a tensão contratada.

5.10.6.1 Para efeito de enquadramento dos limites de continuidade individuais, considera-se unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana aquela unidade com atendimento efetuado pela distribuidora fora do limite de zona urbana definida por lei municipal.

5.10.6.2 Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC.

5.10.6.3 Poderão ser fixados limites de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados ao consumidor ou central geradora, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição, observando-se as responsabilidades estabelecidas em legislação.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 65 de 89

- 5.10.7 O limite do indicador DICRI para as unidades consumidoras ou centrais geradoras atendidas em MT e BT deverá corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC nas tabelas 2 a 5 do Anexo I desta seção, de acordo com a localização e com a tensão contratada.
- 5.10.8 O limite do indicador DICRI para as unidades consumidoras ou centrais geradoras atendidas em AT deverá corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC na Tabela 2 do Anexo I desta seção.
- 5.10.9 Os limites dos indicadores de continuidade individuais (DIC e FIC) para a unidade consumidora que agregue os Pontos de Iluminação Pública (PIP) conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora deverão obedecer aos valores estabelecidos na tabela 4 do Anexo I desta seção, sendo vinculados aos maiores valores dos limites dos indicadores DEC e FEC dos conjuntos que atendem a área urbana do Município.
- 5.11 Compensações.
- 5.11.1 No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor ou central geradora acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração.
- 5.11.2 No caso de violação do limite de continuidade individual do indicador DICRI, a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor ou central geradora acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção.
- 5.11.2.1 A distribuidora deverá efetuar uma compensação ao consumidor ou central geradora para cada interrupção ocorrida em Dia Crítico que superar o limite do indicador DICRI.
- 5.11.3 Nos casos onde o valor integral ou o crédito remanescente ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor da compensação a ser creditado na fatura do consumidor, da central geradora ou da distribuidora acessante poderá ser parcelado, limitado às 2 (duas) faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente.
- 5.11.4 No caso de inadimplência do consumidor, da central geradora ou da distribuidora acessante, desde que em comum acordo entre as partes, o valor da compensação poderá ser utilizado para deduzir débitos vencidos.
- 5.11.5 No cálculo do valor da compensação serão utilizadas as seguintes fórmulas:
- a) Para o DIC:



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 66 de 89

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

b) Para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

c) Para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

d) Para o DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

onde:

DIC_v = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_v$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DICRI_v$ = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 67 de 89

DICRI_p = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSD_{médio} = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

5.11.6 Critérios para aplicação das compensações.

5.11.6.1 Para unidades consumidoras com CCD e distribuidoras conectadas ao sistema de distribuição, as compensações associadas às violações dos limites de continuidade DIC, FIC, DMIC e DICRI por ponto de conexão, deverão ser estabelecidas nos respectivos contratos, obedecendo aos critérios deste Módulo.

5.11.6.2 No caso de compensação ao consumidor, a central geradora ou à distribuidora, referente à violação do *DIC* ou *FIC*, deverão ser observados os critérios a seguir:

- quando da violação dos limites trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.
- quando os limites trimestrais ou anuais tiverem sido violados e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor ou à distribuidora;
- quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora ou distribuidora tiverem sido violados em um trimestre ou em um ano, e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados aos consumidores, às centrais geradoras ou à distribuidora.

5.11.6.3 Para efeito de aplicação de eventual compensação, quando da violação dos limites estabelecidos, deverão ser consideradas as seguintes situações:

- o valor mínimo da compensação no caso de violação do limite do indicador de continuidade individual será R\$ 0,01 (um centavo de real);



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 68 de 89

- b) o valor máximo da compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade individual, será:
- c) 10 (dez) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite mensal;
- d) 30 (trinta) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite trimestral;
- e) 120 (cento e vinte) vezes o valor do “EUSDmédio”, no caso de violação de limite anual.
- f) quando ocorrer violação do limite de mais de um indicador de continuidade individual DIC, FIC e DMIC, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor de compensação, após aplicação dos critérios definidos no item 5.11.6.
- g) quando ocorrer violação do indicador DICRI, a compensação deverá ser realizada sem prejuízo das compensações a serem pagas por violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC, podendo inclusive haver compensação referente a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês. Nesse caso, a compensação a ser paga é a soma das compensações calculadas para cada violação.

5.12 Procedimentos de coleta, armazenamento e envio dos indicadores de continuidade e compensações realizadas.

5.12.1 A coleta e armazenamento dos dados de interrupções devem atender as seguintes diretrizes:

- a) os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos na distribuidora por período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL, das centrais geradoras e dos consumidores;
- b) para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração deverão ser registradas as seguintes informações:
 - i. número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração;
 - ii. código de identificação do conjunto;
- c) para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto deverão ser registradas as seguintes informações:
 - i. código único da interrupção, estabelecido pela distribuidora;
 - ii. fato gerador;
 - iii. data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção;
 - iv. número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção;
 - v. código de identificação de cada unidade consumidora;
 - vi. nível de tensão onde o fato gerador foi verificado.
- d) o fato gerador deverá ser classificado para fins de coleta e armazenamento de acordo com o Anexo II desta seção.
- e) esses dados deverão estar disponíveis em meio digital e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora;



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 69 de 89

- f) as exceções tratadas no item 5.6.2.2 deverão ter seus devidos registros comprobatórios armazenados na distribuidora por período de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos acessantes;
- g) para cada evento que tenha gerado interrupções de que trata o inciso iii do item 5.6.2.2 deverão ser registradas no mínimo as seguintes informações em meio digital:
- código único do evento, definido pela distribuidora;
 - decorrência do evento, de acordo com a Codificação Brasileira de Desastres – COBRADE que consta no Anexo I da Instrução Normativa nº 01, de 24 de agosto de 2012 do Ministério da Integração Nacional, ou instrução mais recente;
 - código único das interrupções de longa duração decorrentes do evento, definido pela distribuidora;
 - código único do decreto (quando houver), definido pela distribuidora;
 - código único do relatório com as evidências do evento, definido pela distribuidora.
- h) as evidências do evento que tenha gerado interrupções de que trata o inciso iii do item 5.6.2.2 também deverão ser armazenadas por meio de relatório digital, que deve ser disponibilizado no sítio eletrônico da distribuidora em local de livre e fácil acesso, devendo conter as informações mínimas a seguir:
- código único do relatório;
 - informações sobre o Decreto de Calamidade Pública ou Situação de Emergência (se houver);
 - descrição detalhada do evento, incluindo mapa geoeletrico e diagrama unifilar da região afetada;
 - descrição dos danos causados ao sistema elétrico, incluindo a relação dos equipamentos danificados e sua importância para o sistema;
 - relato técnico sobre a intervenção realizada com as ações da distribuidora para restabelecimento do sistema, incluindo o contingente de técnicos utilizados nos serviços;
 - tempo médio de preparação, de deslocamento e de execução das equipes;
 - número de unidades consumidoras atingidas;
 - município(s) atingido(s);
 - subestação(ões) atingida(s);
 - quantidade de interrupções associadas ao evento;
 - data e hora do início da primeira interrupção;
 - data e hora do término da última interrupção;
 - média da duração das interrupções;
 - duração da interrupção mais longa;
 - soma do CHI das interrupções associadas ao evento;
 - registros diversos que evidenciem a classificação das interrupções no inciso iii do item 5.6.2.2, permitindo identificar a causa, a abrangência e os danos causados pelo evento à rede e às áreas atingidas, como imagens fotográficas, boletins meteorológicos e matérias jornalísticas.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 70 de 89

- i) na hipótese de ocorrer compensação de valores ao consumidor ou central geradora, a distribuidora deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados:
- i. nome do consumidor ou central geradora favorecido (a);
 - ii. endereço da unidade consumidora ou central geradora;
 - iii. tensão contratada;
 - iv. enquadramento da unidade consumidora ou central geradora em área urbana e não-urbana, utilizado para fins de classificação dos limites de indicadores individuais.
 - v. nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora ou central geradora, caso exista;
 - vi. período (mês, trimestre, ano) referente à constatação da violação;
 - vii. valor do $EUSD_{\text{médio}}$ considerado no cálculo da compensação;
 - viii. importância individual da compensação;
 - ix. valores apurados dos indicadores violados.
- j) a distribuidora deve possuir a certificação do processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores individuais e coletivos, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000.

5.12.2 Envio dos indicadores de continuidade.

5.12.2.1 A distribuidora deverá enviar à ANEEL os valores apurados dos indicadores DEC e FEC para cada conjunto de unidades consumidoras, conforme disposto no Módulo 6.

5.12.2.2 Em caso de racionamento de energia elétrica, a distribuidora deverá apurar e enviar à ANEEL os valores dos indicadores de continuidade de duas formas distintas: considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e desconsiderando o referido efeito.

5.12.2.3 Os valores apurados dos indicadores DEC e FEC devem ser enviados pela distribuidora à ANEEL de forma segregada em:

- i. DEC_{xp} e FEC_{xp} ;
- ii. DEC_{xn} e FEC_{xn} ;
- iii. DEC_{ip} e FEC_{ip} ;
- iv. DEC_{ind} e FEC_{ind} .

5.12.2.4 As interrupções expurgáveis devem ser segregadas para envio à ANEEL em:

- i. DEC_{ine} e FEC_{ine} ;
- ii. DEC_{inc} e FEC_{inc} ;
- iii. DEC_{ino} e FEC_{ino} ;
- iv. DEC_{ipc} e FEC_{ipc} ;
- v. DEC_{xpc} e FEC_{xpc} ;
- vi. DEC_{xnc} e FEC_{xnc} .



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 71 de 89

5.13 Informação dos indicadores aos consumidores e centrais geradoras.

5.13.1 Os sistemas ou mecanismos de atendimento deverão disponibilizar informações e esclarecimentos sobre os indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica para todos os conjuntos de consumidores.

5.13.2 A distribuidora deverá informar na fatura dos consumidores e das centrais geradoras as informações referentes aos indicadores de continuidade individuais, conforme estabelecido em regulamento específico, além das seguintes informações:

- a) o direito do consumidor ou da central geradora de solicitar à distribuidora a apuração dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI a qualquer tempo;
- b) o direito do consumidor ou da central geradora de receber uma compensação, caso sejam violados os limites de continuidade individuais relativos à unidade consumidora ou central geradora, para apuração mensal, trimestral e anual.

5.13.2.1 As informações listadas no item 5.13.2 e a eventual compensação de que tratam os itens 5.11.1 e 5.11.2 devem corresponder ao mesmo período de apuração, e ser informadas em até dois meses após o referido período.

5.13.3 A distribuidora deverá informar por escrito, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitados pelo consumidor ou pela central geradora, as seguintes informações:

- i. os indicadores individuais discriminados no item 5.4.1;
- ii. o valor do EUSD médio; e
- iii. as datas e horários de início e fim das interrupções ocorridas na unidade consumidora ou na central geradora, detalhando inclusive aquelas que foram expurgadas, relativas ao último período de apuração mensal, trimestral ou anual.

5.13.3.1 Para os indicadores DIC e FIC, deverão ser apurados e informados aos consumidores e às centrais geradoras os valores apurados e os respectivos limites mensais, trimestrais e anuais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais, até o mês subsequente à sua apuração, do ano em curso.

5.13.3.2 Para o indicador DMIC deverão ser apurados e informados aos consumidores e às centrais geradoras os valores apurados e os respectivos limites mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais, até o mês subsequente à sua apuração, do ano em curso.

5.13.3.3 Para o indicador DICRI deverão ser apurados e informados aos consumidores e às centrais geradoras os valores apurados e os respectivos limites referentes ao último ano civil, bem como os valores apurados, até o mês subsequente à sua apuração, do ano em curso.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 72 de 89

6 INDICADORES DE CONTINUIDADE PARA TRANSMISSORAS DETENTORAS DE DIT E DISTRIBUIDORAS ACESSADAS POR OUTRAS DISTRIBUIDORAS

6.1 Disposições gerais.

6.1.1 A qualidade do serviço prestado pelas DIT ou por distribuidoras acessadas por outras distribuidoras é avaliada por meio de procedimentos para controle, registro, apuração e publicação dos indicadores de continuidade.

6.1.2 A qualidade do serviço deve ser garantida pelo acessado, sendo avaliada através de indicadores e limites de continuidade para os pontos de conexão, observados os aspectos de duração e frequência de interrupção.

6.1.3 Os indicadores de continuidade devem ser calculados para períodos de observação mensais, trimestrais e anuais.

6.1.4 Os indicadores de continuidade devem ser apurados para todos os pontos de conexão, observada a definição descrita no item 5.4 desta seção.

6.1.5 As compensações em razão de violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão são aplicadas da seguinte forma:

6.1.5.1 As compensações calculadas devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão de distribuidoras em DIT, seja por acesso direto ou por centrais geradoras ou unidades consumidoras, são descontadas no reajuste tarifário anual da transmissora acessada.

6.1.5.2 As compensações pagas devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras a outras distribuidoras são contabilizadas em conta específica, e serão descontadas da receita requerida da distribuidora acessante, de acordo com regulamento específico.

6.1.6 A ultrapassagem do limite de compensação anual referido no item 6.5.2.2 pode ser caracterizada como descumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade dos serviços de energia elétrica para fins de fiscalização, sujeita a aplicação de penalidade conforme regulamentação específica.

6.2 Apuração dos indicadores de continuidade.

6.2.1 Os indicadores de continuidade dos pontos de conexão devem ser apurados considerando as interrupções de longa duração.

6.2.2 Na apuração dos indicadores de continuidade DIC e FIC dos pontos de conexão não são consideradas as situações descritas a seguir:



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 73 de 89

- i. falha nas instalações de responsabilidade do acessante que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;
 - ii. desligamento de interesse exclusivo do acessante e que afete somente os pontos de conexão abrangidos pela solicitação;
 - iii. desligamento por inadimplemento do acessante ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações sob responsabilidade do acessante que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;
 - iv. interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pelo acessado, para transmissoras detentoras de DIT;
 - v. Interrupção em Situação de Emergência, para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras;
 - vi. atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga, oriundas das instalações do acessado, estabelecido pelo ONS;
 - vii. implantação de ampliações e reforços propostos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, somente nos períodos em que forem feitos os desligamentos efetivamente necessários para implantação do empreendimento;
 - viii. eventos oriundos de instalações da Rede Básica, que afetar diretamente o desempenho do ponto de conexão suprido por concessionária de transmissão detentora de DIT;
 - ix. período de até 3 (três) minutos necessário para realizar o religamento manual de linhas de transmissão cujo religamento automático esteja desativado por solicitação da distribuidora.
- 6.2.3 Na apuração do indicador de continuidade DMIC dos pontos de conexão não são consideradas, além daquelas referidas no item 6.2.2, as interrupções motivadas por eventos oriundos das instalações do acessado em razão de desligamentos programados, devidamente comunicados aos acessantes, e com início e fim da interrupção compreendidos no intervalo programado.
- 6.3 Procedimento de apuração dos indicadores de continuidade.
- 6.3.1 A comunicação da ocorrência do evento ao acessado é de responsabilidade da distribuidora acessante, devendo seguir os procedimentos estabelecidos no Módulo 4 do PRODIST.
- 6.3.2 No caso de não se dispor de mecanismos de supervisão que possibilitem identificar o momento exato da ocorrência da interrupção, os quais devem ser utilizados preferencialmente, a comunicação da ocorrência ao acessado define o momento em que a interrupção foi iniciada.
- 6.3.3 Os agentes interessados em realizar programação de interrupção devem observar as disposições contidas no Módulo 4 do PRODIST, inclusive quanto aos prazos e condições.
- 6.3.4 O período de apuração das interrupções constitui o espaço de observação da ocorrência das interrupções, e corresponde aos períodos de definição civil mensal, trimestral ou anual.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 74 de 89

6.3.5 Para o caso dos pontos de conexão em DIT e dos pontos de conexão entre distribuidoras, o processo de apuração deve ser:

- a distribuidora acessante deve contabilizar as interrupções ocorridas, gerando o Relatório dos Indicadores de Continuidade, o Relatório das Interrupções e o Relatório de Cálculo das Compensações discriminados por ponto de conexão, inclusive no que tange aos eventos programados e eventuais interrupções não contabilizadas no indicador;
- a distribuidora acessante deve encaminhar os Relatórios mencionados, em versão preliminar, discriminados por ponto de conexão, para o acessado, até o 10º dia útil após o término do período de apuração;
- o acessado deve encaminhar à distribuidora acessante os Relatórios mencionados, em versão final, com eventuais ajustes baseados nas informações disponíveis em seus sistemas, até o 20º dia útil após o término do período de apuração.

6.3.5.1 Os relatórios devem conter a listagem das interrupções com o detalhamento das ocorrências, a apuração dos indicadores correspondentes e, quando aplicável, o cálculo das compensações.

6.3.5.2 Os relatórios devem ser emitidos mensalmente, com a apuração dos indicadores mensais, trimestrais ou anuais.

6.4 Limites dos indicadores de continuidade.

6.4.1 Os limites dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão estão definidos na Tabela 1, conforme a tensão contratada.

Tabela 1 – Limites dos indicadores de continuidade anuais, trimestrais e mensais por ponto de conexão e tensão contratada.

	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	A	T	M	A	T	M	M
Categoria 1 TC ≥ 230 kV	1,30	0,98	0,65	2,00	1,50	1,00	0,49
Categoria 2 230 kV > TC ≥ 138 kV	2,62	1,97	1,31	2,66	2,00	1,33	1,08
Categoria 3 138 kV > TC ≥ 69 kV	3,94	2,96	1,97	3,34	2,51	1,67	1,50
Categoria 4 69 kV > TC ≥ 1 kV	5,24	3,93	2,62	4,00	3,00	2,00	2,28

TC – Tensão contratada do ponto de conexão

A – Limites anuais

T – Limites trimestrais

M – Limites mensais



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 75 de 89

6.5 Compensação.

6.5.1 No caso de haver violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em relação ao período de apuração, o acessado deve calcular a compensação devida, e:

- para o caso dos pontos de conexão em DIT, armazenar e enviar à ANEEL os valores calculados, conforme estabelecido no item 6.6.5, para fins de desconto na receita da transmissora; ou
- para o caso dos pontos de conexão entre distribuidoras, efetuar o pagamento à distribuidora acessante em até dois meses após o período de apuração, na fatura mensal devida pela distribuidora acessante, sendo que, em caso desta compensação superar o valor da fatura mensal, esta poderá ser parcelada, limitada a 2 (duas) faturas subsequentes.

6.5.2 O cálculo da compensação dos pontos de conexão em DIT deve observar a seguinte formulação:

$$VB_{dic} = \left[\frac{DIC_v - DIC_p}{DIC_p} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

$$VB_{fic} = \left[\frac{FIC_v - FIC_p}{FIC_p} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

$$VB_{dmic} = \left[\frac{DMIC_v - DMIC_p}{DMIC_p} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

onde:

VB_{dic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{fic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{dmic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DIC_v = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 76 de 89

FICv = valor apurado do FIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em número de interrupções;

FICp = valor limite do FIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em número de interrupções;

DMICv = valor apurado do DMIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DMICp = valor limite do DMIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

RDIT = receita das Demais Instalações de Transmissão - DIT interrompidas que estejam associadas ao ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

kei = coeficiente de majoração, com valor de 0,5 (cinco décimos).

- 6.5.2.1 O valor da "RDIT" corresponde à parcela equivalente ao duodécimo da soma das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das Demais Instalações de Transmissão - DIT interrompidas sob responsabilidade da transmissora, associadas ao ponto de conexão verificado no período considerado, devendo ser obtido da seguinte forma:

$$RDIT = \frac{RAP_{comp} \cdot MUST_{cont}}{MUST_{total} \cdot NPCC} + \sum_{i=1}^N \frac{RAP_{excli}}{NPCE_i}$$

onde:

RAPcomp = Parcela correspondente a um doze avos da Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

MUSTcont = Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado pela distribuidora afetada pelo desligamento para acessar as Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

MUSTtotal = Montante de Uso do Sistema de Transmissão total contratado por todas as distribuidoras para acessar as Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

NPCC = Quantidade de Pontos de Conexão da distribuidora afetada pelo desligamento que se conectam diretamente às Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

RAPexcli = Parcela correspondente a um doze avos da Receita Anual Permitida de um determinado conjunto de Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo que são compartilhadas por uma mesma quantidade de Pontos de Conexão relacionada ao ponto de conexão desligado;



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 77 de 89

NPCEi = Quantidade de Pontos de Conexão da distribuidora afetada pelo desligamento que compartilham um mesmo conjunto de Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado;

i = determinado conjunto de Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado que compartilham a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento;

N = quantidade total de conjuntos de Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado que compartilham a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento.

6.5.2.2 O valor líquido devido de compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade do ponto de conexão, corresponde ao maior valor bruto encontrado dentre os indicadores aplicáveis ao período de apuração, e é limitado à:

- no caso de violação de limite mensal, a 50% do valor da “RDIT”;
- no caso de violação de limite trimestral, ao valor correspondente a diferença positiva entre 50% (cinquenta por cento) do somatório da “RDIT” correspondente ao trimestre e o somatório dos valores líquidos devidos mensais correspondente ao trimestre;
- no caso de violação de limite anual, ao valor correspondente a diferença positiva entre 50% (cinquenta por cento) do somatório da “RDIT” correspondente ao ano e o somatório dos valores líquidos devidos mensais e trimestrais.

6.5.3 O cálculo da compensação dos pontos de conexão entre distribuidoras deve observar a seguinte formulação:

$$VB_{dic} = \left[\left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \right] \cdot \left(\frac{EUSD_{médio}}{730} \right) \cdot ke_i$$

$$VB_{fic} = \left[\left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \right] \cdot \left(\frac{EUSD_{médio}}{730} \right) \cdot ke_i$$

$$VB_{mic} = \left[\left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \right] \cdot \left(\frac{EUSD_{médio}}{730} \right) \cdot ke_i$$

onde:

VB_{dic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VB_{fic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 78 de 89

VB_{dmic} = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DIC_v = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = valor apurado do FIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em número de interrupções;

FIC_p = valor limite do FIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em número de interrupções;

DMIC_v = valor apurado do DMIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DMIC_p = valor limite do DMIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSD_{médio} = média aritmética do encargo de uso do sistema de distribuição associado ao ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

730 = número de horas médio mensal;

kei = coeficiente de majoração, com valor de 27 (vinte e sete).

- 6.5.3.1 Quando for calculado um valor bruto de compensação a ser paga em razão de ultrapassagem de um determinado indicador trimestral ou anual para um ponto de conexão, deve ser apurada como valor líquido a diferença positiva entre o valor bruto calculado do trimestre ou ano e a soma das compensações mensais correspondentes ao período e indicador já ressarcidas à distribuidora acessante.
- 6.5.3.2 O valor líquido devido no caso das compensações mensais corresponde ao maior valor bruto encontrado dentre os indicadores aplicáveis ao período de apuração.
- 6.5.3.3 O valor líquido devido no caso das compensações trimestrais e anuais corresponde ao maior valor líquido encontrado dentre os indicadores aplicáveis ao período de apuração.
- 6.5.3.4 O valor líquido devido de compensação, associada à violação do limite do indicador de continuidade do ponto de conexão, será limitada à:
- 5 (cinco) vezes o valor do “EUSD_{médio}” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite mensal;
 - 8 (oito) vezes o valor do “EUSD_{médio}” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite trimestral;
 - 20 (vinte) vezes o valor do “EUSD_{médio}” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite anual.



Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 79 de 89

6.6 Procedimentos para armazenamento, registro, publicação e envio de informações.

- 6.6.1 Os processos relativos ao registro dos eventos, apuração dos indicadores e apuração das compensações devem ser realizados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados de interrupção até o seu respectivo processamento quando da apuração dos indicadores e compensações.
- 6.6.2 Os dados de interrupção, dos indicadores de continuidade e de compensação devem ser mantidos por um período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL, do ONS e dos acessantes.
- 6.6.3 Os acessados devem organizar e disponibilizar os dados das interrupções, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:
- identificação da interrupção;
 - datas (dia, mês e ano) e horários (hora, minuto e segundo) do início e do término da interrupção;
 - datas (dia, mês e ano) e horários (hora, minuto e segundo) programadas para o início e término da interrupção, quando couber;
 - pontos de conexão envolvidos;
 - fato gerador da interrupção, conforme Anexo II;
 - agente responsável pelo pedido de desligamento, quando couber; e
 - observações gerais quanto ao restabelecimento.
- 6.6.4 Os acessados devem organizar e disponibilizar os indicadores de continuidade, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:
- identificação do ponto de conexão, da tensão contratada e do acessante;
 - período de apuração;
 - valor apurado dos indicadores DIC, FIC e DMIC;
 - valor do "EUSD médio" considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão entre distribuidora;
 - valor do "RDIT" considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão em DIT; e
 - valor da compensação paga, quando couber.
- 6.6.5 Os indicadores de continuidade e os valores pagos ou calculados de compensação devido à ultrapassagem dos limites nos pontos de conexão devem ser enviados à ANEEL conforme disposto no Módulo 6.



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 80 de 89

ANEXO I: Limites de Continuidade Individual

Tabela 1

Sistema	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras com Faixa de Tensão Contratada Tensão $\geq$ 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
Interligado	5,00	3,00	2,00	5,00	3,00	2,00	1,50
Isolado	6,00	4,00	3,00	6,00	4,00	3,00	2,50



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 81 de 89

Tabela 2

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1 kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60
11	15,61	7,80	3,90	10,95	5,47	2,73	2,62
12	16,04	8,02	4,01	11,40	5,70	2,85	2,65
13	16,48	8,24	4,12	11,84	5,92	2,96	2,68
14	16,91	8,45	4,22	12,29	6,14	3,07	2,71
15	17,35	8,67	4,33	12,74	6,37	3,18	2,74
16	17,79	8,89	4,44	13,18	6,59	3,29	2,76
17	18,22	9,11	4,55	13,63	6,81	3,40	2,79
18	18,66	9,33	4,66	14,08	7,04	3,52	2,82
19	19,09	9,54	4,77	14,52	7,26	3,63	2,85
20	19,53	9,76	4,88	14,97	7,48	3,74	2,88
>20 e ≤22	19,97	9,98	4,99	15,42	7,71	3,85	2,91
>22 e ≤24	20,84	10,42	5,21	16,31	8,15	4,07	2,98
>24 e ≤26	21,71	10,85	5,42	17,20	8,60	4,30	3,04
>26 e ≤28	22,58	11,29	5,64	18,10	9,05	4,52	3,10
>28 e ≤30	23,45	11,72	5,86	18,99	9,49	4,74	3,17
>30 e ≤32	24,33	12,16	6,08	19,88	9,94	4,97	3,24
>32 e ≤34	25,20	12,60	6,30	20,78	10,39	5,19	3,31
>34 e ≤36	26,07	13,03	6,51	21,67	10,83	5,41	3,38
>36 e ≤38	26,94	13,47	6,73	22,57	11,28	5,64	3,45
>38 e ≤40	27,81	13,90	6,95	23,46	11,73	5,86	3,52
>40 e ≤45	29,34	14,67	7,33	25,02	12,51	6,25	3,55
>45 e ≤50	31,52	15,76	7,88	27,26	13,63	6,81	3,80
>50 e ≤55	33,70	16,85	8,42	29,49	14,74	7,37	4,06
>55 e ≤60	35,88	17,94	8,97	31,72	15,86	7,93	4,34
>60 e ≤65	38,06	19,03	9,51	33,96	16,98	8,49	4,64
>65 e ≤70	40,24	20,12	10,06	36,19	18,09	9,04	4,96
>70 e ≤80	43,51	21,75	10,87	39,54	19,77	9,88	5,47
>80 e ≤90	47,87	23,93	11,96	44,01	22,00	11,00	6,23
>90 e ≤100	52,23	26,11	13,05	48,48	24,24	12,12	7,10
>100 e ≤110	56,59	28,29	14,14	52,95	26,47	13,23	8,07
>110 e ≤120	60,95	30,47	15,23	57,42	28,71	14,35	9,17
>120	63,13	31,56	15,78	59,65	29,82	14,91	9,77



Procedimentos de Distribuição

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Serviço	8.2	11	03/08/2020	82 de 89

Tabela 3

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1 kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	31,98	15,99	7,99	15,49	7,74	3,87	4,32
2	32,62	16,31	8,15	15,96	7,98	3,99	4,39
3	33,26	16,63	8,31	16,43	8,21	4,10	4,46
4	33,90	16,95	8,47	16,90	8,45	4,22	4,53
5	34,54	17,27	8,63	17,37	8,68	4,34	4,60
6	35,18	17,59	8,79	17,84	8,92	4,46	4,67
7	35,82	17,91	8,95	18,31	9,15	4,57	4,74
8	36,46	18,23	9,11	18,78	9,39	4,69	4,81
9	37,10	18,55	9,27	19,25	9,62	4,81	4,88
10	37,74	18,87	9,43	19,72	9,86	4,93	4,95
11	38,38	19,19	9,59	20,19	10,09	5,04	5,02
12	39,02	19,51	9,75	20,66	10,33	5,16	5,09
13	39,66	19,83	9,91	21,13	10,56	5,28	5,16
14	40,30	20,15	10,07	21,60	10,80	5,40	5,24
15	40,94	20,47	10,23	22,07	11,03	5,51	5,31
16	41,58	20,79	10,39	22,54	11,27	5,63	5,38
17	42,22	21,11	10,55	23,01	11,50	5,75	5,45
18	42,86	21,43	10,71	23,48	11,74	5,87	5,52
19	43,50	21,75	10,87	23,95	11,97	5,98	5,59
20	44,14	22,07	11,03	24,42	12,21	6,10	5,66
>20 e ≤22	44,78	22,39	11,19	24,90	12,45	6,22	5,73
>22 e ≤24	46,06	23,03	11,51	25,84	12,92	6,46	5,87
>24 e ≤26	47,34	23,67	11,83	26,78	13,39	6,69	6,01
>26 e ≤28	48,61	24,30	12,15	27,72	13,86	6,93	6,15
>28 e ≤30	49,89	24,94	12,47	28,66	14,33	7,16	6,29
>30 e ≤32	51,17	25,58	12,79	29,60	14,80	7,40	6,43
>32 e ≤34	52,45	26,22	13,11	30,54	15,27	7,63	6,57
>34 e ≤36	53,73	26,86	13,43	31,48	15,74	7,87	6,72
>36 e ≤38	55,01	27,50	13,75	32,42	16,21	8,10	6,86
>38 e ≤40	56,29	28,14	14,07	33,36	16,68	8,34	7,00
>40 e ≤45	58,53	29,26	14,63	35,01	17,50	8,75	7,24
>45 e ≤50	61,73	30,86	15,43	37,36	18,68	9,34	7,60
>50 e ≤55	64,92	32,46	16,23	39,71	19,85	9,92	7,95
>55 e ≤60	68,12	34,06	17,03	42,06	21,03	10,51	8,30
>60 e ≤65	71,32	35,66	17,83	44,42	22,21	11,10	8,65
>65 e ≤70	74,52	37,26	18,63	46,77	23,38	11,69	9,01
>70 e ≤80	79,32	39,66	19,83	50,30	25,15	12,57	9,54
>80 e ≤90	85,71	42,85	21,42	55,00	27,50	13,75	10,24
>90 e ≤100	92,11	46,05	23,02	59,70	29,85	14,92	10,95
>100 e ≤110	98,50	49,25	24,62	64,41	32,20	16,10	11,65
>110 e ≤120	104,90	52,45	26,22	69,11	34,55	17,27	12,36
>120	108,10	54,05	27,02	71,46	35,73	17,86	12,71



Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Serviço	8.2	11	03/08/2020	83 de 89

Tabela 4

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras com Tensão Contratada ≤ 1 kV situadas em áreas urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	16,00	8,00	4,00	11,20	5,60	2,80	2,09
2	16,47	8,23	4,11	11,45	5,72	2,86	2,18
3	16,95	8,47	4,23	11,70	5,85	2,92	2,26
4	17,43	8,71	4,35	11,95	5,97	2,98	2,35
5	17,91	8,95	4,47	12,20	6,10	3,05	2,43
6	18,38	9,19	4,59	12,45	6,22	3,11	2,52
7	18,86	9,43	4,71	12,70	6,35	3,17	2,60
8	19,34	9,67	4,83	12,95	6,47	3,23	2,69
9	19,82	9,91	4,95	13,20	6,60	3,30	2,77
10	20,30	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86
11	20,77	10,38	5,19	13,70	6,85	3,42	2,94
12	21,25	10,62	5,31	13,95	6,97	3,48	3,03
13	21,73	10,86	5,43	14,20	7,10	3,55	3,11
14	22,21	11,10	5,55	14,45	7,22	3,61	3,20
15	22,69	11,34	5,67	14,70	7,35	3,67	3,29
16	23,16	11,58	5,79	14,95	7,47	3,73	3,37
17	23,64	11,82	5,91	15,20	7,60	3,80	3,46
18	24,12	12,06	6,03	15,45	7,72	3,86	3,54
19	24,60	12,30	6,15	15,70	7,85	3,92	3,63
20	25,08	12,54	6,27	15,96	7,98	3,99	3,71
>20 e ≤22	25,89	12,94	6,47	16,47	8,23	4,11	3,80
>22 e ≤24	27,48	13,74	6,87	17,42	8,71	4,35	3,97
>24 e ≤26	29,06	14,53	7,26	18,37	9,18	4,59	4,14
>26 e ≤28	30,65	15,32	7,66	19,32	9,66	4,83	4,31
>28 e ≤30	32,23	16,11	8,05	20,28	10,14	5,07	4,48
>30 e ≤32	33,82	16,91	8,45	21,23	10,61	5,30	4,65
>32 e ≤34	35,40	17,70	8,85	22,18	11,09	5,54	4,82
>34 e ≤36	36,99	18,49	9,24	23,13	11,56	5,78	4,99
>36 e ≤38	38,57	19,28	9,64	24,08	12,04	6,02	5,16
>38 e ≤40	40,16	20,08	10,04	25,04	12,52	6,26	5,33
>40 e ≤45	42,93	21,46	10,73	26,70	13,35	6,67	5,63
>45 e ≤50	46,89	23,44	11,72	29,08	14,54	7,27	6,05
>50 e ≤55	50,86	25,43	12,71	31,46	15,73	7,86	6,48
>55 e ≤60	54,82	27,41	13,70	33,84	16,92	8,46	6,90
>60 e ≤65	58,78	29,39	14,69	36,22	18,11	9,05	7,33
>65 e ≤70	62,74	31,37	15,68	38,60	19,30	9,65	7,75
>70 e ≤80	68,68	34,34	17,17	42,17	21,08	10,54	8,39
>80 e ≤90	76,61	38,30	19,15	46,93	23,46	11,73	9,24
>90 e ≤100	84,53	42,26	21,13	51,69	25,84	12,92	10,09
>100 e ≤110	92,46	46,23	23,11	56,45	28,22	14,11	10,94
>110 e ≤120	100,38	50,19	25,09	61,21	30,60	15,30	11,80
>120	104,34	52,17	26,08	63,59	31,79	15,89	12,22



Procedimentos de Distribuição

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Serviço	8.2	11	03/08/2020	84 de 89

Tabela 5

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras com Tensão Contratada ≤ 1kV situadas em áreas não-urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	36,00	18,00	9,00	28,00	14,00	7,00	4,57
2	36,57	18,28	9,14	28,29	14,14	7,07	4,67
3	37,15	18,57	9,28	28,59	14,29	7,14	4,77
4	37,73	18,86	9,43	28,89	14,44	7,22	4,87
5	38,30	19,15	9,57	29,19	14,59	7,29	4,97
6	38,88	19,44	9,72	29,49	14,74	7,37	5,07
7	39,46	19,73	9,86	29,79	14,89	7,44	5,17
8	40,03	20,01	10,00	30,09	15,04	7,52	5,28
9	40,61	20,30	10,15	30,39	15,19	7,59	5,38
10	41,19	20,59	10,29	30,69	15,34	7,67	5,48
11	41,76	20,88	10,44	30,98	15,49	7,74	5,58
12	42,34	21,17	10,58	31,28	15,64	7,82	5,68
13	42,92	21,46	10,73	31,58	15,79	7,89	5,78
14	43,49	21,74	10,87	31,88	15,94	7,97	5,88
15	44,07	22,03	11,01	32,18	16,09	8,04	5,98
16	44,65	22,32	11,16	32,48	16,24	8,12	6,08
17	45,22	22,61	11,30	32,78	16,39	8,19	6,19
18	45,80	22,90	11,45	33,08	16,54	8,27	6,29
19	46,38	23,19	11,59	33,38	16,69	8,34	6,39
20	46,96	23,48	11,74	33,68	16,84	8,42	6,49
>20 e ≤22	47,79	23,89	11,94	34,16	17,08	8,54	6,59
>22 e ≤24	49,42	24,71	12,35	35,10	17,55	8,77	6,79
>24 e ≤26	51,05	25,52	12,76	36,04	18,02	9,01	6,99
>26 e ≤28	52,68	26,34	13,17	36,98	18,49	9,24	7,20
>28 e ≤30	54,31	27,15	13,57	37,92	18,96	9,48	7,40
>30 e ≤32	55,94	27,97	13,98	38,86	19,43	9,71	7,60
>32 e ≤34	57,57	28,78	14,39	39,80	19,90	9,95	7,80
>34 e ≤36	59,20	29,60	14,80	40,74	20,37	10,18	8,01
>36 e ≤38	60,83	30,41	15,20	41,69	20,84	10,42	8,21
>38 e ≤40	62,45	31,22	15,61	42,63	21,31	10,65	8,41
>40 e ≤45	65,30	32,65	16,32	44,27	22,13	11,06	8,76
>45 e ≤50	69,38	34,69	17,34	46,62	23,31	11,65	9,27
>50 e ≤55	73,45	36,72	18,36	48,98	24,49	12,24	9,77
>55 e ≤60	77,52	38,76	19,38	51,33	25,66	12,83	10,28
>60 e ≤65	81,59	40,79	20,39	53,68	26,84	13,42	10,79
>65 e ≤70	85,66	42,83	21,41	56,03	28,01	14,00	11,29
>70 e ≤80	91,77	45,88	22,94	59,56	29,78	14,89	12,05
>80 e ≤90	99,92	49,96	24,98	64,26	32,13	16,06	13,06
>90 e ≤100	108,06	54,03	27,01	68,97	34,48	17,24	14,07
>100 e ≤110	116,20	58,10	29,05	73,67	36,83	18,41	15,08
>110 e ≤120	124,35	62,17	31,08	78,38	39,19	19,59	16,09
>120	128,42	64,21	32,10	80,73	40,36	20,18	16,60



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Serviço	Seção: 8.2	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 85 de 89

ANEXO II: Lista de Fatos Geradores

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria
			Para ampliação
		Manutenção	Corretiva
			Preventiva
	Não programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou Incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou Vegetação
			Descarga Atmosférica
			Animais
			Vento
		Terceiros	Vandalismo
			Abaloamento
			Roubo
			Acidente
			Objeto na Rede
			Defeito cliente afetando outros
			Ligação clandestina
			Empresas de serviços públicos ou suas contratadas
			Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras
			Interferência de terceiros
		Falha operacional	Erro de operação
			Serviço mal executado
			Acidente
		Próprias do sistema	Subtensão
			Sobretensão
			Sobrecarga
			Desligamento para manutenção emergencial



Procedimentos de Distribuição

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Serviço	8.2	11	03/08/2020	86 de 89

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
			Desligamento por segurança
			Falha de material ou equipamento
			Atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP)
			Não identificada
		Alívio de carga	-
		Não classificada	-
Externa	Programada	-	-
	Não Programada	Próprias do Sistema	Atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP)
		Não classificada	-



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Tratamento de Reclamações	Seção: 8.3	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 87 de 89

SEÇÃO 8.3 – QUALIDADE DO TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES

1 OBJETIVO

- 1.1 Nesta seção será descrita a metodologia que estabelece os limites anuais do indicador de qualidade comercial FER – Frequência Equivalente de Reclamação para as distribuidoras.

2 METODOLOGIA DE ESTABELECIMENTO DOS LIMITES DO INDICADOR DE QUALIDADE FER – FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE RECLAMAÇÃO

- 2.1 O indicador FER é calculado conforme Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010.
- 2.2 No estabelecimento dos limites de FER, utiliza-se uma análise comparativa de desempenho entre as distribuidoras, tendo como referência suas características e os dados históricos de reclamação encaminhados à ANEEL.
- 2.3 Para comparação entre as distribuidoras, será utilizada a média do histórico do indicador FER dos 4 (quatro) anos civis anteriores ao ano da revisão.
- 2.3.1 Para a aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites, caso haja competências não informadas pela distribuidora, essas competências serão estimadas a partir da média dos valores das competências disponíveis dentro dos quatro anos civis anteriores.
- 2.4 Para aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites de FER, as distribuidoras serão agrupadas da seguinte forma, de acordo com o número de unidades consumidoras:
- a) Grupo 1: distribuidoras com mais de 400.000 (quatrocentas mil) unidades consumidoras;
 - b) Grupo 2: distribuidoras com mais de 60.000 (sessenta mil) até 400.000 (quatrocentas mil) unidades consumidoras; e
 - c) Grupo 3: distribuidoras com até 60.000 (sessenta mil) unidades consumidoras.
- 2.5 Para aplicação da metodologia comparativa, qualquer distribuidora com valores de média do FER considerados extremos (outliers) serão excluídas da análise comparativa para estabelecimento dos limites.
- 2.6 Usando como base os valores da média do FER das distribuidoras, serão considerados extremos valores que superem os limites inferiores ou superiores obtidos pela aplicação das expressões a seguir para cada Grupo de distribuidoras:

$$\text{Limite Superior} = Q3 + 1,5*(Q3 - Q1)$$



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Tratamento de Reclamações	Seção: 8.3	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 88 de 89

Limite Inferior = $Q1 - 1,5 \cdot (Q3 - Q1)$

onde:

Q1 = Primeiro Quartil (percentil 25%); e

Q3 = Terceiro Quartil (percentil 75%).

- 2.7 A metodologia de estabelecimento dos limites anuais de FER compreende os seguintes estágios:
- Fixação das referências mínimas e máximas por grupo;
 - Fixação das referências por distribuidora; e
 - Estabelecimento dos limites.

3 FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS MÍNIMAS E MÁXIMAS POR GRUPO

- 3.1 Na fixação das referências desta seção, serão desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.
- 3.2 A fixação de referências desta seção é feita observando o agrupamento de distribuidoras definido na seção anterior, o qual será denominado simplesmente por Grupo doravante.
- 3.3 O estabelecimento dos valores de referência máximos do Grupo será feito até o quinto ano civil subsequente ao da revisão do limite.
- 3.4 Os valores de referência máximos, para cada um dos Grupos, corresponderão aos percentis da Tabela 1, calculados a partir da média do histórico de FER do Grupo.

Tabela 1 – Percentis de referência adotados para estabelecer os valores máximos permitidos para os limites de FER.

Valores Máximos				
1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano em diante
90%	85%	75%	65%	50%

- 3.5 Os valores de referência mínimos, para cada um dos Grupos, corresponderão ao percentil 25 dos valores observados para a média do histórico de FER do Grupo.

4 FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS POR DISTRIBUIDORA



Procedimentos de Distribuição

Assunto: Qualidade do Tratamento de Reclamações	Seção: 8.3	Revisão: 11	Data de Vigência: 03/08/2020	Página: 89 de 89

- 4.1 Na fixação das referências desta seção, serão desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.
- 4.2 O estabelecimento dos valores de referência por distribuidora será feito até o quinto ano civil subsequente ao da revisão do limite.
- 4.3 Os valores de referência individuais por distribuidora serão definidos a partir da média do histórico da distribuidora, de acordo com os seguintes critérios, reproduzidos na Tabela 2.
- para o 1º ano subsequente à revisão, o valor da referência individual corresponderá à 120% sobre o maior valor histórico da distribuidora;
 - para o 5º ano subsequente à revisão, e demais anos posteriores, o valor da referência individual corresponderá à 120% sobre o menor valor histórico da distribuidora; e
 - para o 2º, 3º e 4º anos subsequentes à revisão, o valor da referência individual corresponderá ao valor do ano anterior reduzido do montante de 25% sobre a diferença entre as referências do 1º e 5º anos.

Tabela 2 – Valores de referência a serem calculados a partir do histórico das distribuidoras.

1º ano (A)	2º ano (B)	3º ano (C)	4º ano (D)	5º ano em diante (E)
120% do maior valor histórico	$A - 0,25*(A - E)$	$B - 0,25*(A - E)$	$C - 0,25*(A - E)$	120% do menor valor histórico

5 ESTABELECIMENTO DOS LIMITES

- 5.1 Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora serão definidos considerando o menor valor entre as referências por grupo e as referências individuais por distribuidora, fixados respectivamente pelas Tabelas 1 e 2.
- 5.2 As distribuidoras com valores históricos de FER considerados extremos terão seus limites estabelecidos de acordo com os valores de referência por grupo, de acordo com a Tabela 1.
- 5.3 Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não poderão superar o valor do limite já estabelecido para o ano da revisão.
- 5.4 Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não poderão ser inferiores ao valor de referência mínimo do seu grupo.





RELATÓRIO FINAL

Comissão Parlamentar de Inquérito para apurar possíveis irregularidades na execução dos serviços de fornecimento de energia elétrica no município de Santo André pela ENEL

DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO

PROCESSO 5856/2021

VEREADORES

RENATINHO DO CONSELHO

DR. MARCOS PINCHIARI

DR^a. ANA VETERINÁRIA

DR. PEDRO AWADA

BAHIA

[illegible]

Assinado digitalmente por EVILASIO SANTANA
SANTOS:03042848825 Data: 17/02/2022
14:48:32

Assinado digitalmente por ANA LUCIA FERREIRA OLIVEIRA MEIRA:30137635826 Data: 17/02/2022 13:51:35

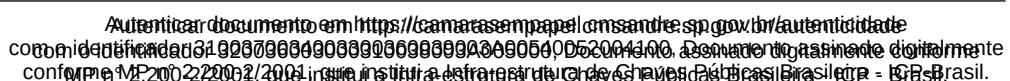
Assinado digitalmente por MARCOS RODRIGUES PINCHIARI:28633468816 Data: 17/02/2022 13:33:33

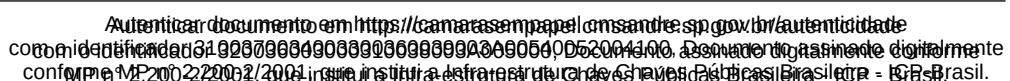
Assinado digitalmente por RENATO BARROS
SANTIAGO FILHO:76632172334 Data:
17/02/2022 13:15:50



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	3
1.1 Apresentação.....	3
1.2 Natureza e objetivos de uma CPI.....	4
1.3. A CPI da ENEL.....	5
2. O PAPEL DA CÂMARA MUNICIPAL E A CPI	7
2.1. O papel fiscalizador da Câmara Municipal.....	7
2.2 O inquérito municipal.....	9
3.O BALANÇO DOS TRABALHOS.....	13
4.DOS FATOS SUBMETIDOS À APURAÇÃO.....	17
5 DA INSTRUÇÃO E ANÁLISE DAS PROVAS.....	19
5.1 Da instrução.....	19
5.2 Da análise das provas colhidas.....	24
5.3 Do encerramento da instrução.....	38
6. DA ANÁLISE DOS FATOS.....	38
7. CONCLUSÃO E ENCAMINHAMENTO.....	39
8. ANEXOS	40







A atividade parlamentar é caracterizada pela representatividade (em tese, o legislativo representa um mosaico da sociedade) pela colegialidade (um órgão coletivo contendo setores de situação e oposição) e pela continuidade (permanência dos órgãos legislativos ao longo do tempo). Em vista disso o Poder Legislativo Municipal torna-se um organismo adequado para a operação de uma das múltiplas instancias de fiscalização que, em uma democracia, ajudam a compor o sistema de freios e contrapesos destinado a evitar a tirania e o desenvolvimento das instituições.

A atividade de controle parlamentar não é certamente, uma novidade. O próprio Montesquieu admitia que aos parlamentos caberia fiscalizar o cumprimento das normas por eles criadas. A execução orçamentária sempre foi um tema cuja fiscalização era admitida.

Representantes do conjunto da sociedade e guardiões das aspirações últimas dos povos, os Parlamentos devem se adaptar a nova realidade e desenvolver métodos para desempenhar essa função.

2.2 O inquérito parlamentar

A Comissão Parlamentar de Inquérito, na qualidade de órgão técnico qualificado para o debate de temas determinados, é, precisamente, um instrumento de controle democrático dos atos de governo e um mecanismo de aprimoramento das instituições.





A Carta Constitucional de 1891 não alterou o panorama do inquérito constitucional, continuando omissa no tocante à criação de inquéritos parlamentares. Contudo, a previsão do exame das contas de cada exercício permitiu a interpretação da admissibilidade da realização de investigações parlamentares além do mero exame do orçamento.

A constituição de 1934 foi a primeira a prever expressamente em seu texto o intuito jurídico do inquérito parlamentar inaugurando, desde logo, a exigência do pedido de criação de uma CPI com pelo menos 1/3 dos membros de uma das Casas e a necessidade de composição pluripartidária na referida comissão.

Durante o Estado Novo e a Carta Constitucional outorgada de 1937, o Congresso Nacional esteve fechado, rompendo, assim, com a evolução do instituto de investigação parlamentar durante aquele período.

A Constituição de 1946 reinstalou o Senado e reestabeleceu a democracia. Dessa forma, as comissões parlamentares de inquérito voltaram a funcionar de plena forma. Nessa época, tivemos a entrada em vigor da Lei, nº 1.579/52, que disciplina o funcionamento das CPI s, e consagrou, como de costume, a remessa do relatório das comissões ao Procurador Geral da República.





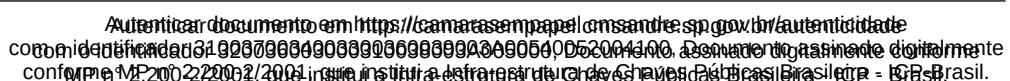
A Constituição de 1967 estabeleceu um caráter restritivo ao funcionamento das comissões parlamentares de inquéritos, inclusive quanto ao prazo de funcionamento e o número de comissões que poderiam funcionar concomitantemente.

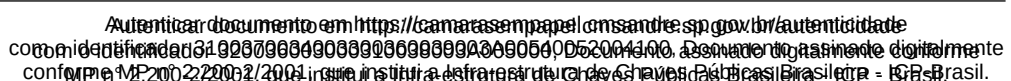
Por fim, a Constituição de 1988 estabeleceu como um direito público subjetivo da minoria a criação das comissões parlamentares de inquéritos. Inclusive, esse é o entendimento do Supremo Tribunal Federal. Ademais, o Texto Maior conferiu poderes de investigação próprios das autoridades judiciais, conforme se observa na norma extraída do § 3º, artigo 58, *in verbis*:

“Art 58 – (...)”

3º - As comissões parlamentares de inquérito, que terão poderes de investigação próprios das autoridades judiciais, além de outros previstos nos regimentos das respectivas Casas, serão criadas pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal, em conjunto ou separadamente, mediante requerimento de um terço de seus membros, para a apuração de fato determinado e por prazo certo, sendo suas conclusões, se for o caso, encaminhadas ao Ministério Público, para que promova a responsabilidade civil ou criminal dos infratores”







- g) Ofício enviada a Assembleia Legislativa – Comissão de Infraestrutura: tempestivamente respondido;
- h) Ofício enviado ao Idec: tempestivamente respondido;
- i) Ofício enviado ao Serasa Experian: não respondido;
- j) Audiência com representantes da Enel: realizada;
- k) Audiência com representantes do Procon Consórcio Intermunicipal ABC: realizada;
- l) Audiência com representantes do Idec: realizada;
- m) Prorrogação de prazo para funcionamento do CPI: aprovado.

4 - DOS FATOS SUBMETIDOS À APURAÇÃO

Nos termos ao art. 74-O, inciso I, do Regimento Interno desta Casa, passo a expor os fatos submetidos à apuração desta Comissão:

- Cobranças abusivas;
- Cobranças equivocadas;
- Não cobranças;
- Negativação de cpf de forma injusta junto aos órgão de proteção de dados sem levar em conta o real consumo;
- Cobrança por amostragem e / ou por média que não refletem o real consumo.
- O não envio de fatura à residência do consumidor, exigindo que o mesmo a obtivesse por aplicativo.



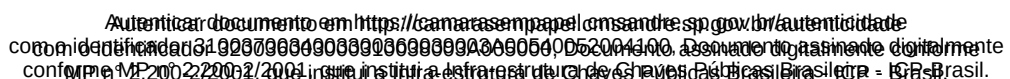


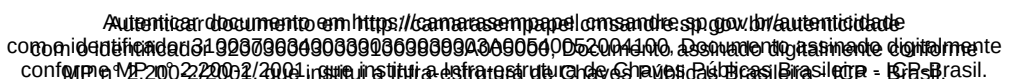
- Falta de atendimento e / ou mau atendimento na agência (loja Santo André);
- Absoluto descaso aos diversos pleitos dos consumidores no que tange as contestações de valores lançados em fatura;
- Parcelamento automático de faturas sem o conhecimento do consumidor ou prévia autorização;
- Absoluto descaso aos diversos pleitos (sem resposta) envolvendo os 21 (vinte e um) vereadores municipais em relação suspensão de fornecimento de energia elétrica para realização de poda de copa de árvores cujos galhos estão entrelaçado a fiação elétrica, ou mesmo realização dessa podas, que se subsume em responsabilidade única da inquirida;
- Precariedade, a falta de manutenção da rede em praticamente todos bairros do Município de Santo André, sucateamento dos equipamentos que acarretam prejuízo e transtornos aos moradores.
- Outros questionamentos que não foram pré – questionados em ofícios, todavia, diante da dinâmica dos depoimentos pessoais se denotou;

Em resumo temos três tópicos: valores abusivos cobrados pela concessionária, problemas relacionados à má qualidade do serviço prestado aos munícipes que no utilizam o serviço junto a administração pública.

No sentido de se realizar as devidas apurações os fatos correlacionados acima foram perquiridos através de ofícios e também por depoimento dos representantes dos diversos órgãos / empresas / departamentos em sentido geral.









Ofício 008/2021: **Serviço central de proteção ao crédito:** a) a quantidade de CPF(s) negativados a pedido da Enel nos últimos 24 (vinte e quatro) meses; b) a quantidade de CPF (s) negativados da região de Santo André, c) A quantidade de CNPJ (s) negativados nos últimos 24 (vinte e quatro) meses, assim como da região de Santo André.

Ofício 009/2021: Alesp – comissão permanente de infra estrutura: a) se há alguma CPI (Enel/Eletropaulo) ou investigação, em tramite atualmente na referida Casa de Leis, b) se houve finalização de algum dos trabalhos dessa Casa, na apuração de má prestação de serviço pelas referidas permissionárias, qual o desfecho, algum relatório foi encaminhado ao Ministério Público; c) qual o procedimento a ser adotado com a finalidade de convocar-se o Presidente ou CEO da Enel para que compareça na CPI deste município em data a ser designada.

Ofício 010/2021: Ministério Público da Defesa do Consumidor e Cidadania – Capital: quantidade de reclamações coletivas a respeito da má prestação de serviço ao consumidor, que originou a abertura de ação civil pública, quer seja a quantidade de ações civil públicas abertas de agosto de 2018 ate a presente data, b) das ações civil públicas quantas ainda estão em trâmite, quantas subiram em grau de apelação ao Egrégio Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, no mesmo passo quantas já se encerraram e qual seu desfecho; c) quantas ações civil públicas já arquivadas foram solucionadas.





Ofício 011/2021: Idec - instituto brasileiro de defesa ao consumidor: a) quantidade de reclamação de má prestação de serviço ao consumidor, englobando os atendimentos negativos, ou seja, aqueles que não foram satisfeitos *a priori*, os atendimentos positivos, ou seja, que foram satisfeitos aos consumidores, b) a quantidade de reclamações que necessitam o ingresso judicial, tendo em vista a negativa da Enel em responder conforme pleito dos consumidores.

Ofício 012/2021: Diretor de relações de instituições da Enel: convocação do Ilmo Senhor Marcos Augusto Mesquita Coelho – depoimento.

Ofício 013/2021: Coordenador procon consórcio ABC:
convocação do Ilmo Senhor Victor Paulo Ramuno – depoimento.

Ofício 014/2021: Diretor de relação institucionais do Idec:
convocação do Ilmo Senhor Igor Rodrigues Brito – depoimento.

Ofício 015/2021: Serasa Experian: convocando a comparecer os representantes do Serasa Experian a prestar depoimento – recebido, protocolo 26/11/21.





Ofício 016/2021: Alesp – presidente: convocando a comparecer o representante ou presidente da Alesp a prestar depoimento – recebido, protocolo 26/11/21.

Repise-se que no desenvolvimento dos trabalhos tais acima questões acima demonstradas, a Comissão, dentre vários critérios apontados por munícipes, entendeu que se faziam necessário para melhor instruir os trabalhos, colhendo, salvo melhor juízo, provas que a seguir expõe.

5.2 Da análise das provas colhidas.

Por força da regra previstas no art. 74-O, inciso II, do Regimento Interno da Casa passo a expor e analisar as provas e demais elementos colhidos no curso da investigação:

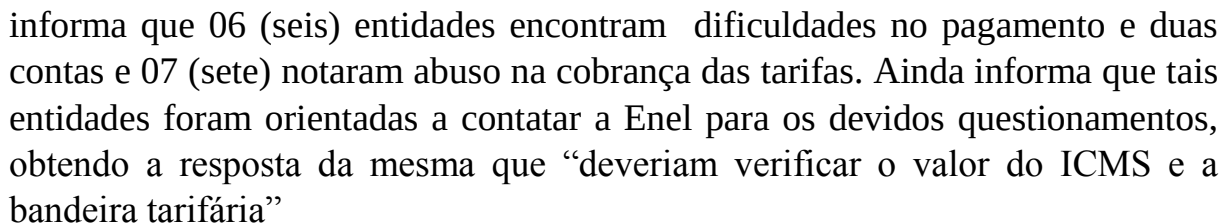
- Resposta ao ofício 001/2021: relatório e documentos enviados pela Acisa:

- Prejudicado pela falta de resposta

A falta de interesse em responder ao ofício, ora encaminhado a essa instituição, tampouco qualquer tipo de manifestação não nos permite saber se uma possível má prestação de serviço da Enel impactou junto aos seus representados.

- **Resposta ao ofício 002/2021:** relatório e documentos enviados pela Feasa tangente os questionamentos oficiados: a Federação das Entidades Assistenciais de Santo André em resposta encaminhada data de 09 de setembro de 2021 nos





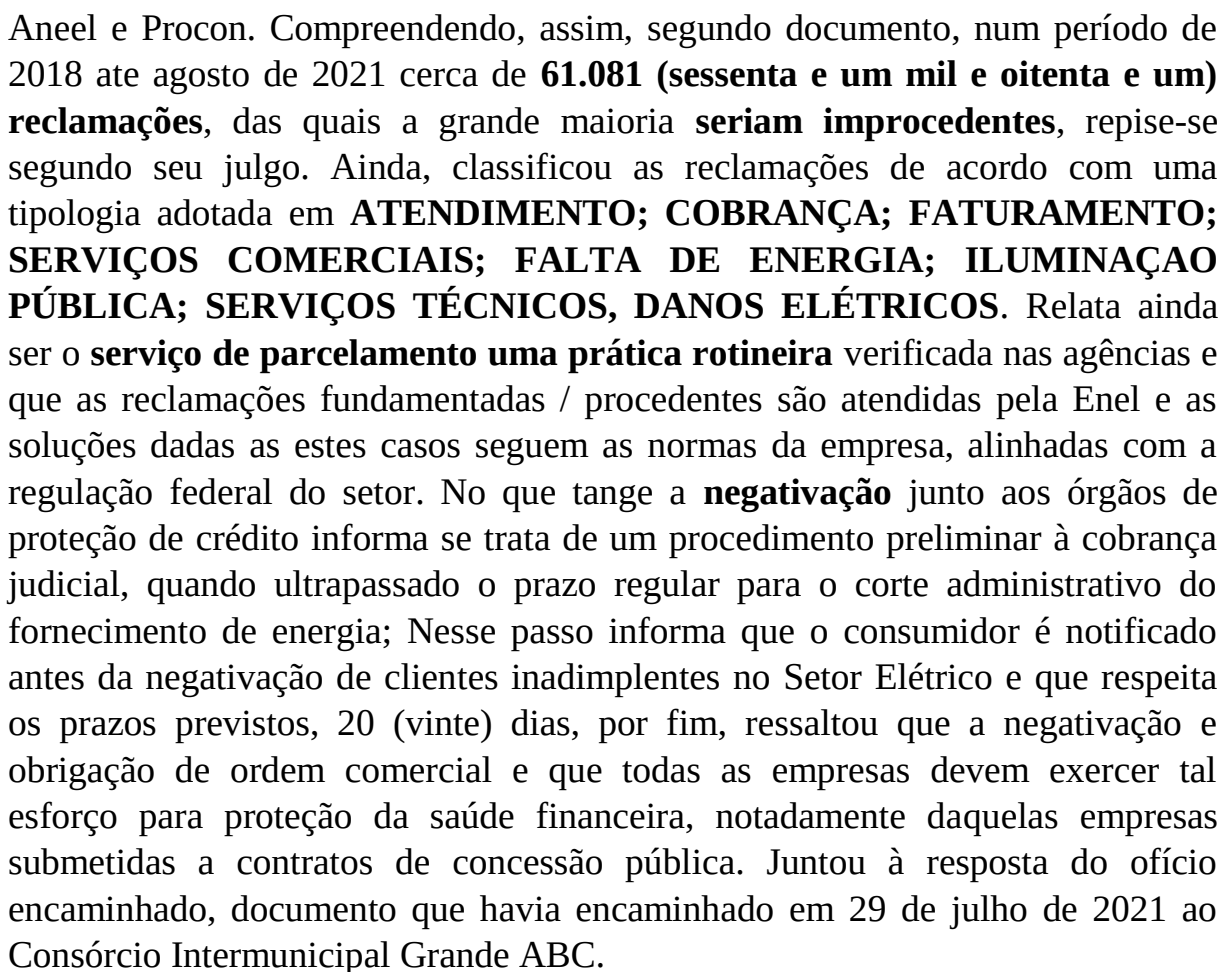
Ressalta, ainda, que seria de grande valia se houvesse uma bandeira tarifária específica para as entidades assistenciais na conformidade com o que acontece com as tarifas da Sabesp.

Conclui-se por possíveis indícios de cobranças de tarifas abusivas e má prestação de serviço, falha no atendimento ao consumidor final, portanto em um conjunto geral, pode-se denotar infringência aos arts. 4º, 6º, III, IV e X; 18; 20; 39, IV, V, X e XII; 42 e 54-A § 1º e 2º, ambos da Lei, nº 8078/90.

- **Resposta ao ofício 003/2021:** relatórios e documentos enviados pelo Ministério Público – Foro Santo André: a r. resposta ao oficiado informou em 13 de setembro de 2021, que ante o **dano regional** que se vislumbrou no período de abrangência dessa Comissão, a 13ª Promotoria de Justiça de Santo André encaminhou as representações dos munícipes à Promotoria de Justiça do Consumidor da Capital.

Conclui-se que de alguma forma houve o chamado “dano regional” que motivou o encaminhamento das representações civis dos munícipes ao MP - Capital

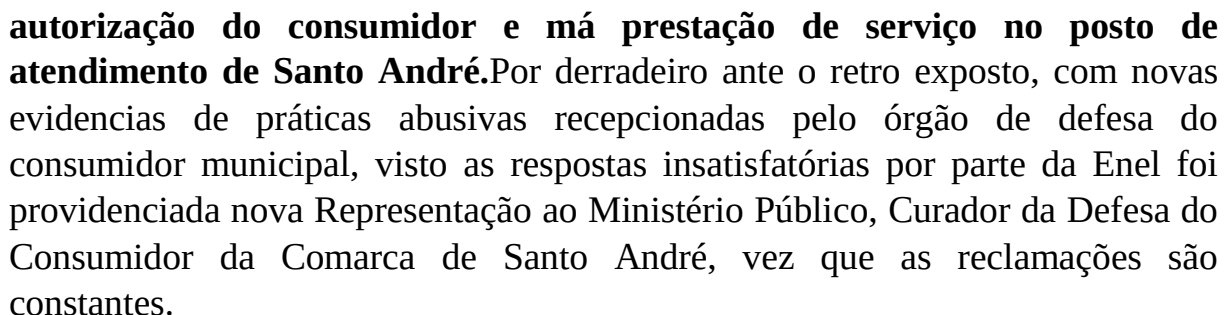
- **Resposta ao ofício 004/2021:** relatórios e documentos enviados pela Enel: em resposta ao ofício enviado em 14 de setembro de 2021, a investigada enviou resposta por escrito contendo cerca de 27 laudas onde refuta o que lhe é imposto pelos municípios, pela clama de maior parte da população de Santo André, no que tange a má prestação de serviços dentre outros. Alega que está sob a égide de normativas a ANEEL, e que todos os casos de incongruências foram resolvidos a contento. Por outro lado em resposta aos questionamentos ora oficiado, apresenta uma série de planilhas que dão conta de reclamações recebidas em atendimento presencial, telefônico, virtual, pela ouvidoria, pela



Conclui-se que a todos os quesitos foram respondidos dentro de uma dogmática meramente contestatória e técnica sem, contudo apresentar resposta conclusiva e significativa ante as práticas notadamente abusivas a luz da Lei, nº 8078/90 (lei que institui o chamado Código de Defesa do Consumidor), principalmente juntos aos arts. 4º, 6º, III, IV e X; 18; 20; 39, IV, V, X e XII; 42; 46; 54-A § 1º e 2º e 71. Diante do que foi amplamente divulgado no ano de 2021 junto periódicos locais, jornais televisivos era e continua a ser um clamor da sociedade, não só andreense mas paulista. Com efeito, as respostas não contemplam o anseio da sociedade representada nessa comissão. O que motivará pedido de depoimento pessoal dos representantes da mesma, com fito de esclarecer melhor algumas questões não abordadas preliminarmente com ofícios 004/2021.



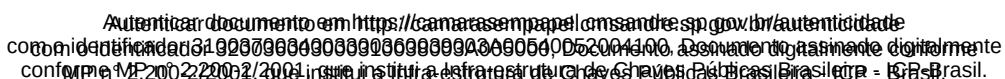
- Resposta ao ofício 005/2021: relatórios e documentos enviados pelo Procon Municipal: em resposta ao que foi oficiado ao Departamento de Assistência Judiciária e Defesa do Consumidor - Procon Municipal nos posicionou da seguinte forma: em **2020** registrou-se 1370 (mil trezentos e setenta) reclamações contra a Concessionária Enel, versando principalmente **FALTA DE LEITURA, COBRANÇA PELA MÉDIA O QUE OCASIONOU COBRANÇA COM VALORES ABUSIVOS** (de até 04 vezes o valor do consumo em KWH). Das 1370 reclamações apenas 25 atendimentos satisfeitos (acordo de parcelamento) o restante ficaram insatisfeitos. No mesmo passo e, 2021, até 10 de setembro de 2021, foram registrados 447 (quatrocentos e quarenta e sete) reclamações contra Enel, destacando-se **CONSUMO ELEVADO; ERRO DE LEITURA; LEITURISTA NÃO EMITE A CONTA, SOB ALEGAÇÃO DE INCONSISTÊNCIA E QUE ESTARÁ DISPONÍVEL NO SITE EM ATÉ 10 DIAS O QUE NÃO PROCEDE; PARCELAMENTO AUTOMÁTICO; NEGOCIAÇÃO EM NÚMERO REDUZIDO DE PARCELAS, DIFICULDADES DE ACESSO AO SITE, MULTA E JUROS, MÁ PRESTAÇÃO DE ATENDIMENTO NA LOJA, FALTA DE LEITURA ACARRETANDO CONSUMO DESPROPORCIONAL NA CONTA DO CONSUMIDOR.** Informa que o Procon Municipal diante de várias reclamações não respondidas pela Enel protocolizou REPRESENTAÇÃO judicial contra a mesma junto Ministério Público, Curador da Defesa do Consumidor da Comarca de Santo André, apensada ao Inquérito Civil, nº 14.0161.000553/2021, 3º PJ, além de em conjunto com a Fundação Procon – São Paulo, com a finalidade de subsidiar o auto de infração por prática abusiva no valor de R\$10.000.000 (dez milhões de reais), conjuntamente com rol de consumidores munícipes reclamantes. Além disso relata o documento encaminhado a essa Comissão que foi encaminhado ao Procon do Consórcio Intermunicipal ABC, solicitando esclarecimentos das práticas abusivas adotadas pela concessionária contra consumidores das 7 cidades. Por fim, relata que foram realizadas reuniões “on line” com Prefeito Paulo Serra, Secretário Municipal de Assuntos Jurídicos e a Diretora do Procon Municipal com os representantes da Enel pedindo àquela ocasião esclarecimentos de forma transparentes sobre cobranças e leituras realizadas nas residências dos munícipes de Santo André, bem como não ocorresse a interrupção do fornecimento energia. No segundo semestre de 2021 novamente o Procon Municipal convocou novamente a Enel para prestar esclarecimentos dos procedimentos adotados em relação a **consumo elevado, erro de leitura, não emissão de contas, parcelamento automático sem**

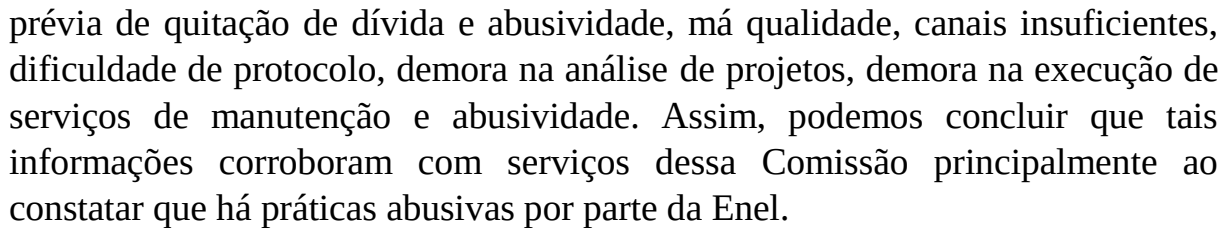


Conclui-se que agora de uma forma nítida que a concessionária de serviço público de energia elétrica incorre em praticas abusivas, de forma reiterada, contra o munícipe / consumidor. Não há como desassociar que os fatos subsume-se a lei do consumidor, haja vista as representações judiciais ao Ministério Público promovidas pelo Procon Municipal em desfavor munícipe pelas práticas contrárias aos artigos 4º 6º, III, IV e X; 18; 20; 39, IV, V, X e XII; 42 e 54-A § 1º e 2º do Diploma Legal de Proteção da Relações de Consumo.

- **Resposta ao ofício 006/2021:** relatório e documentos enviados pela Fundação Procon: em apertada síntese a resposta versa sobre as reclamações atendidas e aquelas não atendidas pela concessionária. Desse universo a resposta informa que de 322 (trezentos e vinte e dois) reclamações pelo sistema SÍDEC apenas 18 (dezoito) foram atendidas, diga-se com resposta da inquirida, contrapondo as 304 (trezentos e quatro) que sequer foram atendidas. Nesse diapasão informa a resposta que nenhuma delas diz respeito à chamada ‘má prestação de serviço’, de modo que a maioria refere-se a problemas relacionados à ‘cobrança indevida / abusiva e / ou “dúvidas sobre cobrança”...sobre as reclamações que foi necessário o ingresso judicial grande maioria que não foi atendida, o consumidor foi orientado a ingressar judicialmente. Por fim, a resposta enviada releva que no Estado de São Paulo, o sistema SÍDEC (que um sistema residual interno da Fundação Procon, que congrega Procons municipais) foram abertos 3816 CIPs nos últimos 12 (doze) meses em face da Enel.

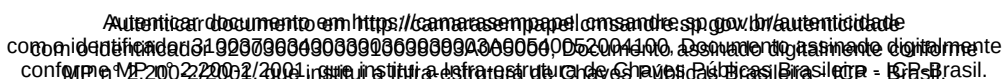
Conclui-se que ainda de forma residual a Fundação Procon congregou inúmeras reclamações relativas ao Estado de São Paulo, de forma que não dá para se afirmar que a prática abusiva promovida pela Enel não é um fato isolado,

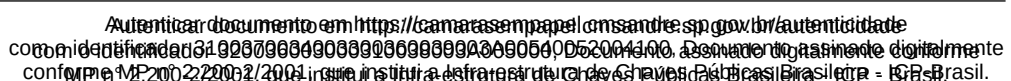




Conclui-se que mesmo e um instituto não governamental há os registros de má prestação de serviço por parte da Enel.

- Resposta ao ofício 012/2021: convocação dos representantes da Enel – diretor de relações institucionais da Enel no Estado de São Paulo: em 18 de outubro de 2021 compareceu o Sr. MARCOS AUGUSTO MESQUITA COELHO, com a finalidade de apurar possíveis irregularidades na execução dos serviços de fornecimentos de energia elétrica no Município de Santo André, e em específico a falta de manutenção na rede elétrica em diversos bairros, o sucateamento dos equipamentos, além de prejuízos e transtornos causados aos moradores. Inicialmente, o depoente apresentou um vídeo institucional... informou nesse contexto que teria uma série de situações que precisaria esclarecer: informou que não tem responsabilidade por todo sistema elétrico, sendo apenas um grande interlocutor do cliente com os órgãos normativos. Informa que a matriz energética é eminentemente hidráulica, logo dependente de regime de chuvas e que a Enel tem a concessão para atuar no estado de São Paulo em 24 municípios e sendo o Município de Santo André é o maior consumidor os serviços da

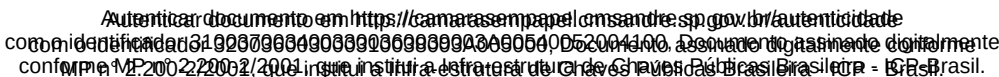






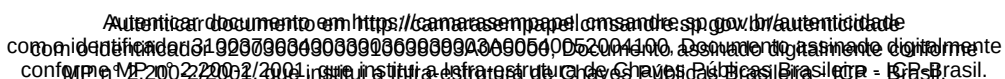
representante do Procon Consórcio ABC afirma que o principal é a cobrança por amostragem no período da pandemia; em segundo lugar parcelamento sem prévia notificação aos moradores sobre sua própria condição financeira (as pessoas estão endividadas), corte de fornecimento no decorrer da pandemia mesmo a legislação não permitindo esse procedimento da Enel; alegou que houve uma reunião entre a ouvidoria da Enel e os representantes do Procon Consórcio ABC onde foram expostas as diversas reclamações sobre práticas abusivas por parte da concessionária, porem as respostas sempre foram furtivas e que estavam (reclamações / circunscrições) pautados pela legislação e resoluções Enel, sem que fosse dada uma resposta efetiva aos diversos pleitos ou demonstrado vontade de solucionar as questões apresentadas. Por fim, o resultado dessa reunião e o viés não foi satisfatório da resposta dada ao Procon Consórcio ABC. Assim, relata o Sr Acácio, sendo as respostas deles encaminhadas à ANEEL que até o depoimento não havia sido remetida resposta pela ANEEL. Sobre o questionamento do TAC ou PAC proposto, o representante do Procon Consórcio ABC não foi aceito pela Enel. Questionado sobre o chamado Feirão da Enel o depoente diz não ter conhecimento no que se refere ao pagamento de dívidas – e que a questão básica é saber de onde eles tiraram aqueles números exigidos em faturas e quais serviços foram prestados para que chegassem àqueles valores – não foi justificado por ocasião da reunião. Informou por fim, que qualquer questionamento mais assertivo sobre os valores, cobrança por média, e parcelamento automático a resposta era a mesma: a ANEEL quem determinou e nos dá respaldo! Em suma relatou que não houve obediência aos princípios determinados na Lei, nº 8078/90.

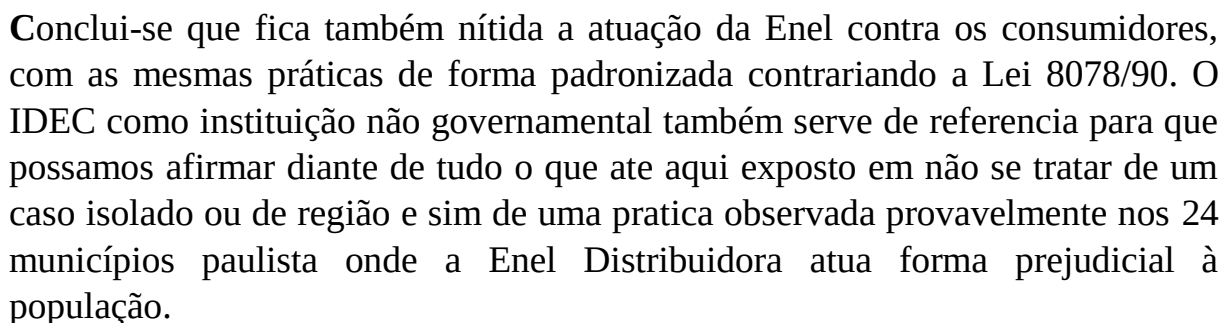
Conclui-se que o depoimento do representante do Procon Consórcio ABC, corrobora em tudo o que ate foi investigado, onde ficou demonstrado de formal clara, hialina e cristalina as reiteradas práticas lesivas contra os moradores ora consumidores da prestação de serviços e produtos ofertados pela Enel, notadamente, cobrança por amostragem, por média, a não leitura de consumo, parcelamento de faturas sem consentimento ou prévio aviso ao consumidor, a exposição do consumidor a um mal atendimento na loja dentre outros já devidamente explicitados nos articulados acima.





36



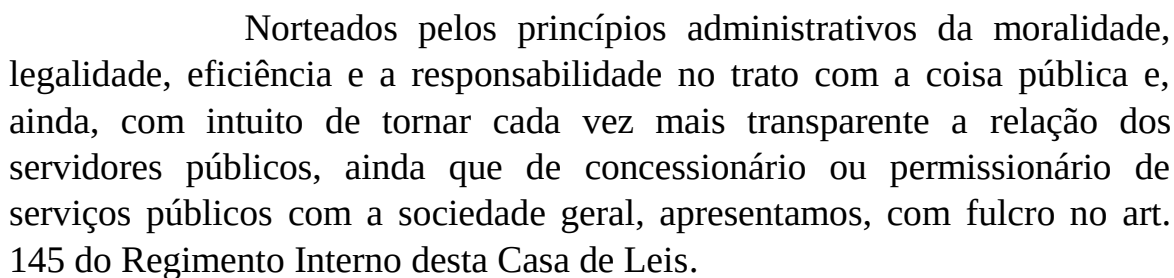


- **Resposta ao ofício 015/2021:** relatório e documentos enviados pelo Serasa Experian: ofício solicitando o comparecimento à essa Comissão Parlamentar de Inquérito, para depoimento pessoal dos representantes da mesma com a finalidade de esclarecer as demandas recebidas para negativação de CPF (s) por conta de não pagamento de faturas da Enel nos últimos 18 (dezoito) meses e assim melhor instruir os trabalhos da presente comissão.

- prejudicado pelo não comparecimento

- **Resposta ao ofício 016/2021:** relatório e documentos enviados pela Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo: ofício solicitando o comparecimento à essa Comissão Parlamentar de Inquérito, para depoimento pessoal do Sr Deputado Estadual Carlão Pignatari da mesma com a finalidade única de trazer informações tangentes ao depoimento do Diretor Presidente da Enel Distribuição São Paulo, Sr. Max Xavier Lins e a diretoria responsável pela área ABC, visto o depoimento dos mesmo junto a Comissão de Infraestrutura acerca da metodologia empregada pela concessionária para medição e aferição do consumo de energia durante o período da pandemia e assim melhor instruir os trabalhos da presente comissão.

- prejudicado pelo não comparecimento



Ante a todo exposto, certo de ter me empenhado na tarefa de relatoria, e no aguardo de ter contribuído com a sociedade e com os demais órgãos de fiscalização, é o relatório.

8. ANEXOS

Integra o presente relatório toda a documentação juntada pelo presidente desta CPI, Vereador Renatinho do Conselho, ao processo **5856/2021**, referente aos trabalhos realizados por essa comissão ao longo de seu funcionamento.

Vereador Dr. Marcos Pinchiari
RELATOR

Referência: 48500.902208/2024-34

Assunto: Análise das contribuições à Consulta Pública nº 027/2024, que tratou das diretrizes para elaboração do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a formalizar a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

I - DO OBJETIVO.

1. O objetivo desta Nota Técnica é analisar as contribuições relativas à proposição de minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a formalizar a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

II - DOS FATOS

2. Em 21 de junho de 2024 foi publicado o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, conforme o art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. O Decreto também estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. O art. 4º do Decreto determina que a ANEEL deve elaborar a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, observando as condições previstas no próprio Decreto.

4. Na Nota Técnica nº 1.056/2024, de 09 de outubro de 2024, foram estabelecidos os procedimentos para abertura de consulta pública no intuito de colher subsídios e informações adicionais para a definição da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, que irá formalizar as prorrogações de concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o §3º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, que não tenham sido objeto de prorrogação, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024 e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

5. Assim, a Consulta Pública nº 027/2024 foi instaurada, no período de 16 de outubro a 2 de dezembro de 2024, para colher subsídios para o aprimoramento da elaboração da minuta do contrato de concessão do serviço público.

6. Em 05 de fevereiro de 2025, por meio do Memorando Conjunto nº 7/2025-SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL^[1], foi solicitada análise da Procuradoria Federal junto à ANEEL sobre diversas questões de cunho jurídico trazidas nas contribuições, atendida por meio da emissão do Parecer nº 00014/2025/PFANEEL/PGF/AGU^[2], de 14 de fevereiro de 2025.

^[1] SEI nº 0041406

^[2] SEI nº 0047920

III - DA ANÁLISE

7. Trata-se de análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 027/2024, realizada no período de 16 de outubro a 2 de dezembro de 2024, para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 2024, e da Lei nº 9.074, de 1995.

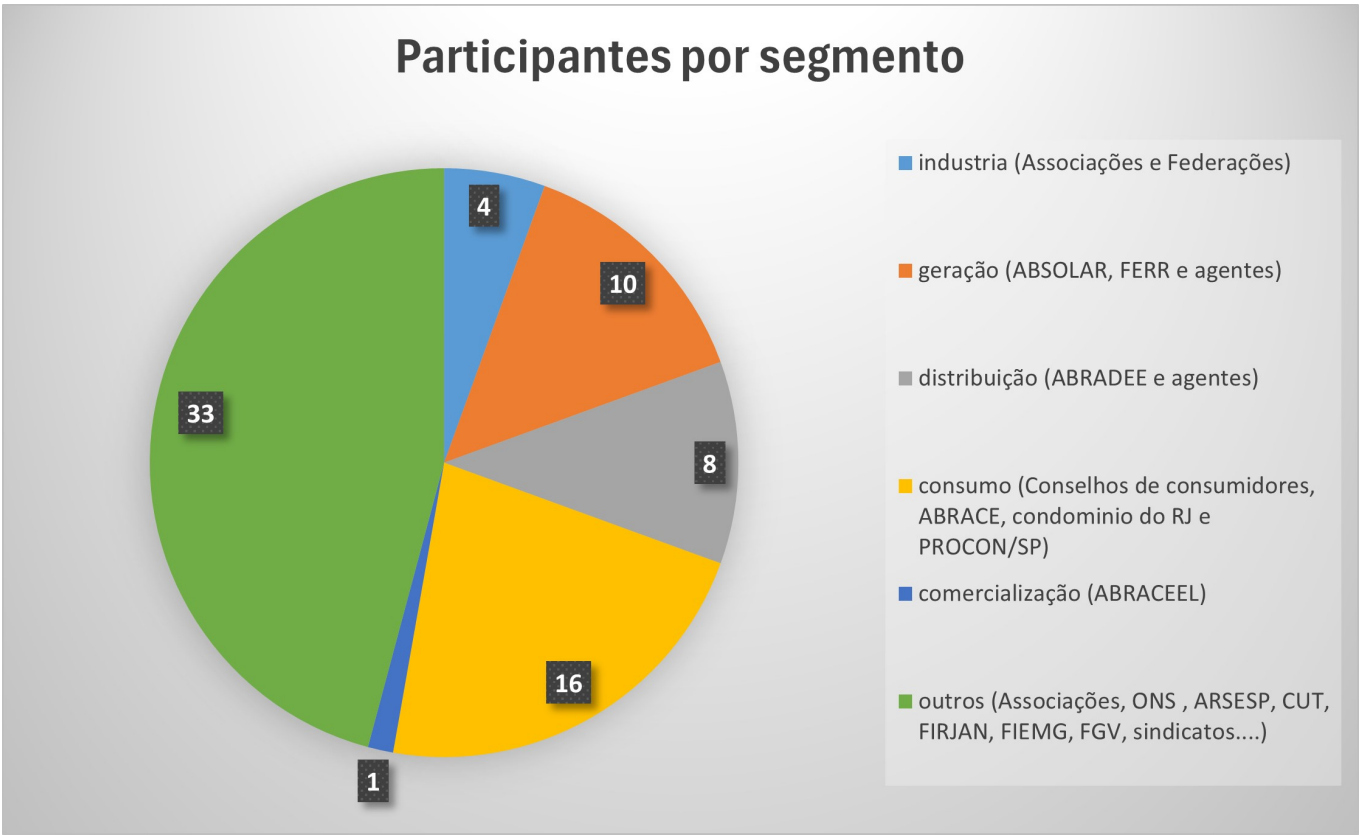


contribuições por cláusula da minuta do termo aditivo e na Figura 2 a quantidade de participantes por segmento.

Figura 1 – Quantidade de contribuições por cláusula



Figura 2 – Quantidade de participantes por segmento



9. Após análise, a quantidade de contribuições aceitas, aceitas parcialmente, não aceitas e fora do escopo está demonstrada na Figura 3.

Figura 3 – Análise das contribuições

	Aceita	Aceita parcialmente	Não Aceita	Fora do escopo	Total
	Autenticar documento em https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.				
	Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)				SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 2

		%		%		%		%	
Contribuições Gerais	215	58%	47	13%	104	28%	7	2%	373
Cláusula 1	12	21%	7	12%	38	67%	0	0%	57
Cláusula 2	26	19%	30	22%	79	59%	0	0%	135
Cláusula 3	10	7%	22	15%	119	79%	0	0%	151
Cláusula 4	5	36%	0	0%	9	64%	0	0%	14
Cláusula 5	0	0%	5	31%	11	69%	0	0%	16
Cláusula 6	17	13%	42	31%	76	56%	0	0%	135
Cláusula 7	0	0%	2	29%	5	71%	0	0%	7
Cláusula 8	2	22%	0	0%	7	78%	0	0%	9
Cláusula 9	0	0%	0	0%	17	100%	0	0%	17
Cláusula 10	0	0%	0	0%	4	100%	0	0%	4
Cláusula 11	0	0%	0	0%	2	100%	0	0%	2
Cláusula 12	0	0%	13	21%	49	79%	0	0%	62
Cláusula 13	4	100%	0	0%	0	0%	0	0%	4
Cláusula 14	1	6%	14	78%	3	17%	0	0%	18
Cláusula 15	1	3%	11	33%	21	64%	0	0%	33
Cláusula 16	0	0%	0	0%	4	100%	0	0%	4
Cláusula 17	0	0%	0	0%	1	100%	0	0%	1
Cláusula 18	12	29%	10	24%	20	48%	0	0%	42
Cláusula 20	1	33%	0	0%	2	67%	0	0%	3
Total	306	28,2%	203	18,7%	571	52,5%	7	0,6%	1087

10. O Anexo desta Nota Técnica apresenta o Relatório de Análise das Contribuições – RAC com a avaliação individualizada das contribuições recebidas na CP nº 27/2024, de modo que nas próximas seções, que foram subdivididas por cláusula da minuta do termo aditivo, serão apresentados os principais aprimoramentos oportunizados pelo processo de participação pública.
11. Importante destacar nas contribuições recebidas uma quantidade considerável de manifestações de concordância com a proposta discutida, dos diversos segmentos da sociedade, que foram aceitas. Destaca-se ainda o aceite de inúmeras contribuições para o aprimoramento da redação da minuta do Termo Aditivo, com vistas a conferir maior clareza, precisão e ordem lógica ao texto.
12. Observa-se que parte das contribuições não aceitas foram de sugestões para alterar comandos provenientes do próprio Decreto nº 12.068/2024, o que não está na competência da ANEEL. Adicionalmente, não foram aceitas contribuições que desconsideraram que o texto proposto já vigora nos contratos atuais, visto que a proposta foi elaborada tendo como texto base a minuta aprovada por meio do Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, que tratou da prorrogação das concessões de Distribuição nos termos do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015.
13. Ressalta-se ainda que foi recebido um número considerável de contribuições solicitando a inserção de um detalhamento considerado inadequado para a minuta do Termo Aditivo, inclusive de matérias já reguladas pela Agência ou que precisam ser tratadas em regulação com a prévia discussão em nova consulta pública. Tais contribuições não foram aceitas.

III.1 – CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO

14. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Primeira:
- Constitui objeto deste TERMO ADITIVO formalizar a prorrogação do CONTRATO DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA no XX/XX-ANEEL até XX de xxxxxxxx de 20XX, de acordo com o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, com fulcro na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.
- Parágrafo Único** – O Contrato de Concessão nº XX/XX-ANEEL regula a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no âmbito da concessão de que é titular a DISTRIBUIDORA, nas áreas dos Municípios discriminados no Anexo I deste Termo Aditivo.
- Subcláusula Primeira** – A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica constitui concessão individualizada para a área constante do Anexo I deste Termo Aditivo, para todos os efeitos normativos e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de atividades de concessão ou prestação de serviço público.
- com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Subcláusula Segunda – As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição poderão ser consideradas integrantes da concessão de distribuição conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Terceira – Respeitados os contratos vigentes, a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada neste CONTRATO não confere à DISTRIBUIDORA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força da legislação e da regulação da ANEEL, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

Subcláusula Quarta – A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada neste CONTRATO não confere exclusividade de atendimento nas áreas de atuação de cooperativas de eletrificação rural regularizadas pela ANEEL como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta – A DISTRIBUIDORA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL, observando-se que:

I. o exercício de outras atividades e outros serviços estará sujeito à autorização da ANEEL, por meio de regulação ou por autorização específica da ANEEL;

II. a autorização para a DISTRIBUIDORA exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos usuários será por sua conta e risco e deve favorecer a modicidade tarifária;

III. a regulação da ANEEL poderá estabelecer os requisitos a serem cumpridos pela DISTRIBUIDORA, incluída a opção de restringir a atuação dessas atividades, observados os critérios concorrenciais da nova atividade e os padrões de qualidade do serviço de distribuição e do atendimento comercial, sem prejuízo da competência de outras autoridades; e

IV. a arrecadação de tributos na fatura de energia elétrica decorrente de obrigação constitucional ou legal não será considerada atividade empresarial ou fonte de receitas alternativas, complementares e acessórias.

Subcláusula Sexta – Quaisquer normas, instruções, regulação ou determinações de caráter geral aplicáveis às prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, quando expedidas pelo PODER CONCEDENTE ou pela ANEEL, aplicar-se-ão automaticamente ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a DISTRIBUIDORA como condições implícitas e integrantes deste CONTRATO, observado o disposto na Subcláusula Décima Sétima da Cláusula Sexta.

Subcláusula Sétima – A DISTRIBUIDORA deverá ceder ou incorporar, conforme determinação do PODER CONCEDENTE ou da ANEEL, ativos provenientes de outras Concessões ou de Agentes do Setor Elétrico.

Subcláusula Oitava – A regulação da ANEEL poderá facultar a terceiros a execução de serviços inicialmente prestados pela concessionária e passíveis de serem exercidos em ambiente competitivo, com vistas a beneficiar o usuário com a ampliação da concorrência no setor elétrico, observada a economicidade na prestação do serviço e assegurada a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Parágrafo Único. A separação dos serviços passíveis de serem exercidos em ambiente competitivo por terceiros de que trata o caput da Subcláusula Oitava será adequadamente refletida na contabilidade para fins regulatórios, conforme estabelecido em regulação da ANEEL.

15. Foram recebidas 9 contribuições relativa especificamente sobre uma possível perda do período residual entre a data de assinatura e o término do contrato de concessão vigente, na hipótese de antecipação dos efeitos da prorrogação, conforme opção trazida no Art. 10 do Decreto nº 12.068/2024. As contribuições recebidas sobre essa cláusula propuseram que o período residual do contrato vigente deve ser preservado, de modo que o aditivo contratual contere as novas diretrizes e as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir de sua assinatura, que serão aplicadas durante o período residual e durante o período de prorrogação do contrato, que se iniciaria a partir do termo final do contrato vigente.

16. Sobre essas contribuições, o Parecer da Procuradoria Federal opinou que, apesar de não expresso no Decreto, é razoável inferir com base no entendimento da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, que o prazo de 30 anos de que trata o art. 1º do Decreto 12.068/2024 deve ser contado a partir do término da vigência do contrato atualmente em vigor. Conclui-se, portanto, por acatar as contribuições e alterar a redação da Cláusula Primeira que trata do Objeto do contrato quanto ao início das alterações oriundas do aditivo contratual e o prazo do novo contrato, conforme minuta constante em Anexo.



17. Acerca da Subcláusula Segunda, foram recebidas contribuições para tratar as situações em que haja a incorporação de Demais Instalações de Transmissão – DIT por distribuidora, no sentido de desconsiderar as interrupções originadas nessas instalações da apuração dos indicadores de continuidade das distribuidoras a partir da incorporação dos ativos.

18. Em geral, as distribuidoras solicitaram desconsideração dessas interrupções por tempo indefinido. Nesse sentido tais contribuições foram parcialmente aceitas, reconhecendo-se a necessidade do tratamento dessas incorporações, contudo, estabelecendo-se um prazo de transição para que as interrupções originadas nessas instalações passem a compor a apuração dos indicadores de continuidade das distribuidoras. Em resumo, está sendo proposto um período de 3 anos civis visando a adaptação por parte da distribuidora.

III.2 – CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

19. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Segunda:

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica referido neste CONTRATO, a DISTRIBUIDORA se compromete com a prestação do serviço adequado, tendo ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste CONTRATO e das normas legais e regulamentares, assim como as instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA obriga-se a adotar tecnologia adequada e a empregar métodos operativos, materiais, equipamentos e instalações que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam a prestação do serviço adequado de distribuição de energia elétrica, inclusive a segurança das pessoas e das instalações, na forma prevista nas normas setoriais.

Subcláusula Segunda – A prestação do serviço adequado pressupõe a adoção das melhores práticas setoriais e das normas aplicáveis, notadamente quanto à operação, manutenção, planejamento do sistema elétrico e modernização das técnicas, dos equipamentos e das instalações.

Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA atenderá aos pedidos dos interessados para a utilização do serviço concedido, nas condições estabelecidas nos contratos e na regulação da ANEEL, assegurando o tratamento não discriminatório a todos os usuários.

Subcláusula Quarta – A suspensão do serviço de distribuição de energia elétrica dar-se-á por razões de ordem técnica ou de segurança e por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Quinta – Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste CONTRATO, a DISTRIBUIDORA deverá observar o tratamento isonômico, inclusive tarifário, dos seus usuários, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Sexta – A DISTRIBUIDORA se compromete a respeitar os padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

Parágrafo Primeiro – A DISTRIBUIDORA obriga-se a apurar e divulgar os indicadores estabelecidos pela ANEEL, creditando ao usuário compensação por descumprimento, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

Parágrafo Segundo – A ANEEL estabelecerá padrões de continuidade a serem observados pela DISTRIBUIDORA, contemplando, no mínimo:

I. o cumprimento dos limites globais de continuidade e o percentual mínimo de cumprimento dos limites dos conjuntos de unidades consumidoras;

II. a isonomia entre limites de continuidade na área de concessão, observada a modicidade tarifária;

III. metas de eficiência para recomposição do serviço após interrupções motivadas por eventos climáticos extremos.

Parágrafo Terceiro – A DISTRIBUIDORA obriga-se a apurar e divulgar os indicadores de continuidade coletivos e os indicadores de duração e frequência de interrupções efetivamente percebidas pelos usuários, em seu sítio eletrônico do período de pelo menos 10 anos, bem como disponibilizar meio para que os usuários obtenham seus indicadores e limites de continuidade individuais, conforme regulação da ANEEL.

Parágrafo Quarto – Os indicadores de continuidade receberão tratamento específico para áreas de elevada complexidade ao combate às perdas de energia e de elevada inadimplência, conforme

regulação da ANEEL.
Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Subcláusula Sétima – O descumprimento de indicadores de desempenho estabelecidos pela ANEEL poderá obrigar a DISTRIBUIDORA a compensar os usuários pela má qualidade da prestação do serviço de distribuição, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

Parágrafo Único – A DISTRIBUIDORA obriga-se a disponibilizar os valores de compensações aos usuários pela violação de indicadores de desempenho, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Oitava – O descumprimento de limites de indicadores de desempenho poderá, conforme regulação da ANEEL, implicar na limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores, bem como a limitação de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

Parágrafo único – Nos últimos 5 anos do CONTRATO, visando assegurar a adequada prestação do serviço pela DISTRIBUIDORA, a ANEEL poderá estabelecer critérios mais rígidos para aplicação do disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Nona – A DISTRIBUIDORA se compromete a elaborar e manter o plano de manutenção das instalações de distribuição atualizado, estabelecendo as periodicidades e atividades de manutenção que atendam às especificações técnicas dos equipamentos e à adequada prestação serviço.

Subcláusula Décima – A DISTRIBUIDORA obriga-se a realizar o atendimento do mercado, inclusive por meio dos programas de universalização instituídos pelo Governo Federal, que será verificado com base na apuração de indicadores, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Décima Primeira – Cumpre à DISTRIBUIDORA observar o disposto na legislação consumerista e na legislação de participação, proteção e defesa dos direitos dos usuários dos serviços públicos.

Subcláusula Décima Segunda – A DISTRIBUIDORA obriga-se a cumprir os padrões relativos à satisfação dos usuários, inclusive os aferidos por meio de indicadores de tempo de atendimento de serviços e de pesquisas de opinião pública, conforme regulação da ANEEL.

20. De forma mais ampla, foram recebidas contribuições em algumas Subcláusulas que visavam uma maior clareza e assertividade do texto quanto à aplicação de determinados dispositivos. Em especial, essas contribuições sugeriam alterações de alguns termos para “implicará” em substituição à termos como “poderá”, tendo sido aceitas tais contribuições.

21. Acerca da Subcláusula Sexta, foram recebidas contribuições para detalhar mais os indicadores de qualidade que as distribuidoras devem cumprir, o que foi aceito com a mudança de redação do caput. Também foram acatadas contribuições para melhorar a redação do inciso II do Parágrafo Segundo, explicando de que maneira será tratada a isonomia no estabelecimento de limites de conjuntos, de que trata o Parágrafo único do Art. 1º do Decreto 12.068/2024. Finalmente, foram aceitas contribuições para adequar a redação do Parágrafo Terceiro, alterando-se o prazo mínimo para divulgação de indicadores nos sites das distribuidoras de dez para cinco anos, conforme estabelecido no Art. 4º, §1º do Decreto 12.068/2024.

22. No que se refere às contribuições relacionadas à satisfação do consumidor, estabelecida na Cláusula Segunda da minuta do contrato, em decorrência das contribuições, foram promovidos ajustes pontuais no texto proposto na abertura da Consulta Pública, com vistas a trazer maior fluidez e clareza ao texto, e explicitando a obrigação de cumprimento pelas distribuidoras dos padrões de qualidade comercial e de satisfação dos consumidores definidos pela ANEEL.

23. Nesse sentido, foram ajustados os textos das Subcláusulas Segunda e Sexta, sendo que, a essa última Subcláusula, também foi introduzido o parágrafo quinto, deixando claro que os padrões de qualidade comercial e de satisfação dos consumidores estabelecidos pela ANEEL também devem ser cumpridos pelas distribuidoras.

24. Já em relação à Subcláusula Oitava, foram recebidas contribuições das distribuidoras com o objetivo de refletir com maior exatidão o dispositivo constante do Art. 4º, XXII, do Decreto 12.068/2024, especialmente no que se refere aos indicadores utilizados para avaliação do descumprimento, o quais implicarão na limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio. Essas contribuições foram aceitas, e o dispositivo foi alterado para refletir com maior exatidão o dispositivo constante do Art. 4º, XXII, do Decreto 12.068/2024.



25. Por último, foi promovido um pequeno ajuste textual na Subcláusula Décima Segunda, também com vistas a deixar o texto mais claro e condizente com a intenção do regulador.

III.3 - CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

26. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Terceira:

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

I. operar o sistema de distribuição, implementando, conforme regulação da ANEEL, centros de operação e controle para gestão ativa de oferta e demanda, otimização de uso da rede, tecnologias de monitoramento e análise dos dados em tempo real, em colaboração contínua com outros agentes e de forma coordenada e colaborativa com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;

II. organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão, zelando por sua integridade e providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro;

III. prestar contas à ANEEL da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, na periodicidade e forma previstas nas normas setoriais;

IV. observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;

V. assegurar aos interessados o acesso às suas redes, observadas as condições de acesso e as tarifas homologadas pela ANEEL;

VI. participar, quando for o caso, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, nas condições previstas pelo Estatuto do ONS e pela Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, submetendo-se às regras e procedimentos emanados destas entidades;

VII. manter seu acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;

VIII. instalar, por sua conta, os equipamentos de monitoramento e controle de tensão

necessários para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo

Operador Nacional do Sistema Elétrico;

IX. adotar as soluções decorrentes do planejamento da operação do Sistema Interligado

Nacional – SIN, especialmente aquelas relacionadas aos Sistemas Especiais de Proteção – SEP;

X. realizar, em conjunto com as transmissoras, os estudos e os ajustes necessários ao funcionamento adequado dos Sistemas de Proteção nas Fronteiras com a Rede Básica do SIN;

XI. compartilhar infraestrutura com outros prestadores de serviço público, observando as condições de segurança, o tratamento isonômico e buscando a redução de custos, nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL;

XII. prestar contas aos usuários, periodicamente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, nos termos estabelecidos pela regulação da ANEEL;

XIII. submeter à anuência prévia da ANEEL, na forma e condições previstas nas normas setoriais:

a) a alienação, cessão, concessão, transferência, dação em garantia ou desvinculação de ativos vinculados ao serviço público outorgado; e

b) a transferência de concessão ou do controle societário.

XIV. comprometer-se com a redução de perdas elétricas, conforme regulação da ANEEL, sujeitando-se, inclusive, a sanções pelo seu descumprimento;



comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos Poderes Públicos municipal, distrital e estadual, observada a legislação e a regulação da ANEEL;

XVI. disponibilizar, em seu sítio eletrônico, informações sobre disponibilidade de carga, carregamento atual e projetado, fluxos de potência e demais informações necessárias à facilitação dos processos de conexão de usuários, incluídos aqueles que fazem uso da

microgeração e minigeração distribuída, conforme regulação da ANEEL.

XVII. promover a digitalização gradual das redes e serviços, inclusive de instrumentos de medição de energia elétrica, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia ou regulação da ANEEL;

XVIII. desenvolver ações para a redução da vulnerabilidade e para o aumento da resiliência das redes de distribuição frente a eventos climáticos, conforme regulação da ANEEL;

XIX. desenvolver ações para robustecer o nível de atendimento do serviço de eletricidade das áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL;

XX. desenvolver ações que promovam a inclusão energética, a redução de perdas não técnicas, a regularização da prestação do serviço público em áreas de vulnerabilidade socioeconômica e o desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética, conforme diretriz do Ministério de Minas e Energia;

XXI. criar e manter em sua área de concessão o Conselho de Consumidores, observada a legislação e a regulação da ANEEL;

XXII. promover a capacitação de profissionais da área de concessão, incluindo critérios de diversidade e condições socioeconômicas;

XXIII. estabelecer mecanismos de transparência salarial e de critérios remuneratórios para a realização de trabalho de igual valor ou no exercício da mesma função;

XXIV. promover e implementar programas de diversidade e inclusão no ambiente de trabalho, definindo metas na busca de equidade de raça e gênero em todos os níveis da empresa;

XXV. aderir ao conceito de trabalho decente estabelecido pela Organização Internacional do Trabalho – OIT e promovê-lo para toda a força de trabalho utilizada pela DISTRIBUIDORA, com vistas ao trabalho produtivo e de qualidade, em condições de liberdade, equidade, segurança e dignidade humana;

XXVI. zelar pela qualidade dos dados e informações produzidas, atinentes à prestação do serviço público de distribuição, enviadas à ANEEL e aquelas disponibilizadas ao público em geral;

XXVII. cumprir os padrões relativos à efetividade do Serviço de Atendimento – SAC e à

resolutividade das reclamações na ANEEL, na plataforma consumidor.gov.br, ou outra que vier a substituí-la e nos demais canais, conforme regulação da ANEEL.

XXVIII. Para as áreas de concessão com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência a DISTRIBUIDORA deverá manter plano para atuação no combate às perdas de energia, sujeito à fiscalização da Aneel, e cujo desempenho deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irrecuperáveis.

Subcláusula Primeira – Compete à DISTRIBUIDORA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste CONTRATO.

Subcláusula Segunda – A DISTRIBUIDORA fica obrigada a aplicar, conforme estabelecido pelas normas vigentes, os percentuais da receita operacional líquida em pesquisa, desenvolvimento e inovação do setor elétrico e em eficiência energética.

Subcláusula Terceira – Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste CONTRATO, a DISTRIBUIDORA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

Subcláusula Quarta – Na execução do serviço concedido, a DISTRIBUIDORA responderá por todos os prejuízos causados ao PODER CONCEDENTE, aos usuários de seus serviços ou a terceiros, sem que a fiscalização exercida pelo órgão competente exclua ou atenue essa responsabilidade.

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Subcláusula Quinta – Em relação a custódia dos dados dos usuários, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA, observada a legislação e regulação aplicável:

I. atuar na proteção dos dados custodiados, assegurando que tais dados sejam utilizados estritamente no âmbito das atividades da concessão;

II. adotar procedimentos e mecanismos interoperáveis que permitam o tratamento e o

compartilhamento dos dados, observada a regulação da ANEEL;

III. compartilhar os dados somente mediante o prévio consentimento do usuário, ou utilizando base legal definida pela Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, considerando a natureza dos dados;

IV. atuar de forma não discriminatória, possibilitando amplo e isonômico acesso dos dados aos interessados e em benefício da concorrência, em conformidade com o disposto na Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018 e com a regulação da ANEEL; e

V. não criar obstáculos e não adotar mecanismos que prejudiquem a jornada do usuário ou o incentivo, de forma voluntária ou involuntária, a desistir do compartilhamento de dados.

Subcláusula Sexta – É vedado à DISTRIBUIDORA praticar condutas anticoncorrenciais observada a legislação e a regulação da ANEEL:

I. na implementação do exercício, pelo usuário em processo de migração, da opção de que tratam o art. 15 e o art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

II. em relação à custódia de dados, observado o disposto na Subcláusula Quinta;

III. em qualquer outra situação cuja conduta seja caracterizada como anticompetitiva ou abuso de poder de mercado, nos termos da legislação e da regulação da ANEEL, inclusive quando envolver partes relacionadas;

Parágrafo único – A ANEEL poderá estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para a Distribuidora e suas partes relacionadas, quanto à realização de negócios entre si ou quanto ao desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão.

Subcláusula Sétima – Ao solicitar reequilíbrio econômico-financeiro ou realizar pleitos específicos de reposicionamento tarifário ou qualquer outro referente a sua prestação de serviço, a DISTRIBUIDORA deve:

I – expor os fatos conforme a verdade;

II - não formular pretensão ou apresentar defesa quando cientes de que são destituídas de fundamento;

III - não produzir provas e não praticar atos inúteis ou desnecessários ao exame do pedido;

IV - não atribuir ao pedido valor expressivamente inferior ou superior ao devido.

27. Inicialmente, cabe trazer um esclarecimento sobre as diversas contribuições que foram enviadas em relação ao Inciso I. Elas versaram sobre uma alegada necessidade de regulamentação específica, eventualmente até com Análise de Impacto Regulatório, garantindo-se o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Depreende-se dessas contribuições que a leitura que se fez foi de que se estaria criando uma nova obrigação às distribuidoras, o que não é o caso.

28. Assim, esclarece-se que o texto proposto apenas atualiza a redação da cláusula de operação já contante dos contratos com a regulação disposta no Módulo 4 do PRODIST e no Acordo Operativo (Módulo 3) – ou seja, não se cria uma nova obrigação às distribuidoras que assinarão o termo aditivo em relação às que não assinarão. A obrigação de operação do sistema de distribuição já requer, dentro do conceito de Serviço Adequado, a atualidade, eficiência, modernidade e todos os demais requisitos do serviço. Os desafios da prestação do serviço adequado são dinâmicos com o passar do tempo, devendo as distribuidoras estarem sempre preparadas para enfrentá-lo adequadamente.

29. Ademais, a minuta já prevê "conforme regulação da ANEEL", que, para ser expedida/alterada, deve observar as disposições da Lei 13.848/2019.

30. Quanto ao Inciso XI da Cláusula 3ª, foram recebidas contribuições no sentido de detalhar as condições que



dever o comitê de regulação em <https://pam.aneel.gov.br/pautas/3100370034003300360039003A00540052004100>, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Especificamente, foram sugeridas alterações nesse inciso, com alteração de texto ou inclusão de novos incisos e alíneas, para deixar expresso aspectos relacionados ao relacionamento entre as partes, ao preço cobrado pelo uso das infraestruturas e à remuneração das distribuidoras. Também foram sugeridas alterações para incluir no contrato disposições decorrentes do art. 16 do Decreto 12.068/2024.

31. A respeito dessas contribuições, entende-se que não devem ser aceitas, pois tratam de temas cujo tratamento mais apropriado deve ser dado nos normativos setoriais. A rigor, quanto ao compartilhamento de infraestrutura entre distribuidoras e empresas do setor de telecomunicações, já está em curso na ANEEL e na Anatel um processo de atualização normativa.

32. Esse entendimento das áreas técnicas foi corroborado pela PF, que entendeu que “...o art. 16 do Decreto nº 12.068/2024, que trata da cessão de espaço em infraestrutura de distribuição, as faixas de ocupação e os pontos de fixação de postes das redes aéreas de distribuição destinados ao compartilhamento com o setor de telecomunicações, está alocado nas Disposições Finais do Decreto, não se tratando de diretriz necessária para as cláusulas mínimas da minuta do termo aditivo.”

33. No que diz respeito ao parágrafo único da subcláusula sexta dessa cláusula terceira, foram recebidas contribuições apresentadas pela ABRADEE, ABDID e pelas distribuidoras propondo sua exclusão do termo aditivo.

34. Inicialmente, ressalte-se que o art. 2º e os incisos VIII, IX e XIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, com redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998, estabelecem a finalidade da ANEEL e as suas atribuições relativas à concentração econômica, societária e de defesa da concorrência, bem como sobre atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas, no que diz respeito à imposição de restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; e restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato.

35. Por sua vez, o Decreto 2.335, de 1997, constituiu a ANEEL como autarquia sob regime especial e aprovou sua Estrutura Regimental, estabelecendo o que se segue:

Art. 3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

[...]

II - regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;

[...]

Art. 4º À ANEEL compete:

[...]

II - incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

[...]

XI - autorizar a transferência e alteração de controle acionário de concessionário, pennissionário ou autorizado de serviços ou instalações de energia elétrica;

XII - autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;

[...]

Art. 13. O exercício da livre competição deverá ser estimulado pelas ações da ANEEL, visando à proteção e defesa dos agentes do setor de energia elétrica e à repartição de forma justa dos benefícios auferidos, entre esses agentes e os consumidores.

36. O Parecer da PF opina que a competência atribuída à Agência no inciso VIII, Artigo 3º da Lei 9.427, de 1996, vem no sentido de propiciar a concorrência efetiva entre os agentes e impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, incluindo aí todos os serviços que forem atrelados ao mercado de energia brasileiro, ainda que este fim a ANEEL possa atingir por meio de restrições impostas para as empresas, grupos empresariais e com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



acionistas relativas as suas concessões, permissões ou autorizações.

37. A competência da ANEEL para regular tanto a conduta de distribuidoras de energia, quanto de suas partes relacionadas que atuem nos demais segmentos da indústria de energia elétrica, em especial as comercializadoras, também se apresenta de forma clara quando avaliado o texto legal, já que trata de empresas, grupos econômicos, inclusive seus acionistas. Assim, conclui o referido Parecer:

23. A cláusula contratual em comento apenas reforça que a ANEEL pode exercer uma competência legal para limitar, em âmbito regulatório, condutas da distribuidora e de suas partes relacionadas, também reguladas, potencialmente lesivas à livre concorrência. Frise-se, entretanto, que não é o contrato em si que dá esse poder à ANEEL, mas sim a lei. Não se trata, portanto, de cláusula que cria direito em favor da Agência Reguladora, mas apenas o declara.

24. Ademais não procede a crítica da contribuição da Abradee de que a ANEEL estaria criando para si uma competência ao incluir na cláusula em exame a possibilidade de restringir o "desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão". Isso porque, a nosso ver, eventual restrição deverá estar vinculada ao exercício da competência para propiciar a efetiva concorrência na atividade de comercialização de energia elétrica. Caso seja necessário, após avaliação regulatória criteriosa, restringir a atuação de partes relacionadas à distribuidora na mesma área de concessão da concessionária, com vistas a propiciar a livre concorrência, não nos parece haver aqui extrapolação da competência legal. De todo modo, é necessário que a ANEEL fundamente essa opção, ressaltando a proporcionalidade entre a medida e os fins colimados.

38. Nesse sentido, importante ressaltar que tal competência deve ser exercida sempre em prol da livre concorrência e, para tanto, é fundamental que haja o devido processo legal, com a participação da sociedade na busca da melhor solução regulatória, o que tem sido feito por meio das Atividades Regulatórias AR24-01 e AR24-07, sem prejuízo de discussões futuras acerca do tema.

39. Quanto à alusão feita em relação ao conflito de competências, o referido Parecer opinou:

...Mister destacar que o exercício da competência da ANEEL para promover a livre concorrência não se confunde com a competência do CADE. A ANEEL avalia o desenvolvimento da concorrência nos mercados de energia elétrica a partir de uma perspectiva regulatória, isto é, criação de regras que, após o devido o processo regulatório, se mostrem aptas a formatar um mercado que possa se desenvolver de modo saudável e equilibrado entre os potenciais concorrentes. A partir desse arcabouço regulatório, cabe ao CADE apreciar e avaliar em concreto os atos de concentração e as condutas supostamente anticoncorrenciais praticadas pelos agentes que atuam nos serviços e atividades da indústria elétrica...."

40. Assim, recomenda-se que os pleitos de exclusão do parágrafo único da subcláusula sexta da cláusula terceira não sejam aceitos, mantendo-se a redação proposta no âmbito da Consulta Pública nº 27/2024

III.4 - CLÁUSULA QUARTA – PRERROGATIVAS DA DISTRIBUIDORA

41. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Quarta:

Além de outros direitos decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem prerrogativas da DISTRIBUIDORA, inerentes à concessão:

I. utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição às normas setoriais;

II. promover desapropriação e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes, quando cabíveis, bem assim com o ônus de sua adequada manutenção;

III. construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitadas as normas setoriais; e

IV. estabelecer linhas e redes de energia elétrica, bem como outros equipamentos e instalações vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, para atendimento de usuários em sua área de concessão.



CONTRATO não conferem à DISTRIBUIDORA imunidade ou isenção tributárias, ressalvadas as situações expressamente indicadas em Lei.

Subcláusula Segunda – As prerrogativas, em razão deste CONTRATO, conferidas à DISTRIBUIDORA não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA poderá contratar com terceiros o desenvolvimento de quaisquer de suas atividades relacionadas ao serviço concedido, observando-se que:

I. tais contratos reger-se-ão pelo direito privado, ressalvadas, quando pertinentes, as disposições legais atinentes à contratação pela Administração Pública;

II. tais contratos não estabelecem qualquer relação jurídica entre os terceiros contratados pela DISTRIBUIDORA e o PODER CONCEDENTE ou a ANEEL;

III. a execução das atividades contratadas com terceiros não exclui e, portanto, pressupõe o cumprimento das normas que regem a prestação do serviço concedido; e

IV. a DISTRIBUIDORA deve uniformizar as exigências de qualificação entre seus empregados e os empregados de empresas terceirizadas que lhe prestem serviços relacionados à sua atividade fim.

Subcláusula Quarta – Do disposto no 75-A, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com base na alínea "e" do art. 151, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, no art. 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso XXXIV, art. 40, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, fica a DISTRIBUIDORA autorizada a realizar estudos geológicos e topográficos, necessários a elaboração do projeto das instalações de distribuição.

Subcláusula Quinta – A autorização referida na Subcláusula anterior confere à DISTRIBUIDORA, com fundamento na Lei nº 6.712, de 5 de novembro de 1979, competência e direito para a realização dos levantamentos de campo junto às propriedades particulares situadas na rota das linhas de distribuição.

Subcláusula Sexta – A autorização referida nas duas Subcláusulas anteriores não exime a DISTRIBUIDORA de reparar, imediatamente, os eventuais danos causados às propriedades localizadas na rota das linhas de distribuição em decorrência dos estudos autorizados.

42. Foi recebida uma contribuição solicitando a inclusão da seguinte prerrogativa para as distribuidoras de energia: a ocupação sem ônus de faixas de domínio de rodovias, ferrovias e de terrenos de domínio público, e a travessia de hidrovias, rodovias, ferrovias, oleodutos e linhas de transmissão de energia elétrica de outros concessionários, por linhas de distribuição de energia elétrica.

43. Sobre o tema, o Parecer da PF opinou que não é adequado a inclusão do texto sugerido, pois equivale a utilizar o contrato de distribuição, que busca estabelecer a relação entre a distribuidora e o poder concedente, para reger relações entre o poder concedente e concessionárias de outros segmentos fora do setor elétrico. Salientou também que a questão já está devidamente disciplinada pelo Decreto n. 84.398/1980, que é autossuficiente, e que o contrato de concessão não se presta a atribuir eficácia ao Decreto, cuja aplicação não está condicionada a regulamentação infralegal ou contratual.

44. Recomenda-se, portanto, não acatar a contribuição referente à ocupação de faixas de domínio por linhas de distribuição de energia e manter a redação da Cláusula Quarta sem alterações.

III.5 - CLÁUSULA QUINTA – EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

45. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Quinta:

A DISTRIBUIDORA obriga-se a prover o atendimento das demandas do serviço concedido, incluindo a implantação de novas instalações, ampliação e modificação das existentes, assim como garantir o atendimento de seu mercado de energia presente e futuro.

Subcláusula Primeira – As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, inclusive as de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à concessão, regulando-se pelas disposições deste CONTRATO e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Subcláusula Segunda – Compete à DISTRIBUIDORA planejar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, observando o critério de menor custo global para o sistema elétrico e considerando, conforme regulação da ANEEL:

I. as possibilidades de integração com outros sistemas de distribuição e de transmissão;

II. a inserção e integração de recursos energéticos distribuídos e de microrredes;

III. a participação ativa dos usuários, incluindo programas de resposta à demanda e eficiência energética; e

IV. demais alternativas que não contemplem a expansão de suas redes de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Terceira – Compete à DISTRIBUIDORA efetuar, consoante o planejamento do setor elétrico, os suprimentos de energia elétrica a outras distribuidoras e as interligações que forem necessárias.

Subcláusula Quarta – Compete à DISTRIBUIDORA subsidiar e participar do planejamento do setor elétrico e da elaboração dos planos e estudos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando as obras de sua responsabilidade e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as determinações técnicas e administrativas deles decorrentes.

46. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

III.6 - CLÁUSULA SEXTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

47. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Sexta:

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este CONTRATO, a DISTRIBUIDORA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Termo Aditivo, em conjunto com as regras de Reposicionamento Tarifário são suficientes à adequada prestação do serviço e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste CONTRATO.

Subcláusula Segunda – O Reposicionamento Tarifário consiste na decomposição da “Receita Requerida” em tarifas a serem cobradas dos usuários, e compreende os seguintes mecanismos previstos nesta cláusula: reajuste tarifário, revisão tarifária ordinária e revisão tarifária extraordinária.

Parágrafo único – Os mecanismos de Reposicionamento Tarifário deverão observar a alocação de riscos definida da Cláusula Décima Quinta.

Subcláusula Terceira – Para fins de Reposicionamento Tarifário, a Receita Requerida não incluirá os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias), e será composta por duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes itens: i. Encargos Setoriais; ii. Energia Elétrica Comprada; iii. Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica”; e iv. Receitas Irrecuperáveis.

Parcela B: parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

Onde:

Parcela A – Encargos Setoriais: parcela da receita da DISTRIBUIDORA destinada ao cumprimento das obrigações associadas à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; ao Encargo de Serviços do Sistema - ESS; à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – PDI; ao Programa de Eficiência Energética – PEE; ao Encargo de Energia de Reserva – EER, pagamentos de empréstimos da Reserva Global de Reversão –



RGR, realizados em conformidade com o art. 4º, § 4º, inciso VI, da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, e com o art. 1º, inciso I, da Lei nº 11.053, de 14 de maio de 2005, e com o art. 1º, inciso I, da Lei nº 11.053, de 14 de maio de 2005, com o identificador S100570034065308586059005A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Parcela A – Energia Elétrica Comprada: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à compra de energia elétrica, inclusive proveniente de empreendimentos próprios de geração, para o atendimento a seus consumidores e outras concessionárias e permissionárias de distribuição, considerando o nível regulatório de perdas de energia elétrica do sistema de distribuição e de transmissão, observado o disposto na Subcláusula Sétima desta Cláusula;

Parcela A – Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à contratação eficiente de montantes de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e de pontos de conexão ou contratações de terceiros cuja responsabilidade pelo pagamento seja da DISTRIBUIDORA, excluindo-se o custeio orçamentário do ONS; e

Parcela A – Receitas Irrecuperáveis: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à parte residual, de improvável recuperação, da inadimplência dos usuários do sistema de distribuição, calculada pelo produto entre a receita bruta e os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis, observado o disposto na Subcláusula Oitava desta Cláusula.

Subcláusula Quarta – O custeio orçamentário do ONS será tratado como item de Parcela B.

Subcláusula Quinta – O reajuste tarifário ocorrerá de modo ordinário com periodicidade anual, a partir de xx/xx/xxx, exceto nos anos em que ocorra revisão tarifária ordinária, conforme calendário definido na Subcláusula Décima Terceira desta Cláusula.

Subcláusula Sexta – No primeiro reposicionamento tarifário posterior à assinatura do CONTRATO serão aplicadas as regras de reajuste e revisão tarifários conforme regulamentação da ANEEL.

Subcláusula Sétima – Nos reajustes tarifários anuais a Receita Requerida será calculada pela seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

Onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;

VPB: Valor resultante da atualização dos itens que compõem a Parcela B, vigentes na Data de Referência Anterior, para a data do reajuste tarifário anual, utilizando a diferença entre o índice de variação da inflação (IVI) e o fator X, conforme critérios estabelecidos na regulação da ANEEL;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

Fator X: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com a Subcláusula Décima Quinta desta Cláusula;

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

Mercado de Referência: grandezas de faturamento, constituídas por valores monetários, número de consumidores, montantes de energia elétrica e demanda de potência associadas ao Período de Referência; e

Período de Referência: período de 12 (doze) meses de faturamento, conforme regulação da ANEEL.

Parágrafo único - a partir do primeiro mês de vigência deste termo aditivo ao contrato de concessão, será utilizado o IPCA como indexador para o Reajuste Tarifário Anual, ou outro índice que venha a substituí-lo.

Subcláusula Oitava – A forma de cálculo dos níveis regulatórios ou os níveis regulatórios das perdas de energia elétrica do sistema de distribuição e das receitas irrecuperáveis serão estabelecidos nas revisões tarifárias ordinárias a partir de análise de eficiência, que deverá levar em consideração, quando cabível:

I - o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis;

II - as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA, inclusive quanto à presença de áreas com severas restrições operativas; e

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



III – o desempenho da concessionária na implantação do plano que trata o inciso XXVI da Cláusula Terceira.

Parágrafo Primeiro - Os níveis regulatórios de perdas de energia elétrica na Rede Básica serão definidos a cada reposicionamento tarifário a partir dos níveis observados nos últimos doze meses com informações disponíveis.

Parágrafo Segundo – A regulação da ANEEL definirá o tratamento regulatório das perdas de energia elétrica das Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Parágrafo Terceiro – A regulação observará a aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência.

Subcláusula Nona – A Receita Requerida mencionada na Subcláusula Sexta desta Cláusula e na Subcláusula Décima Primeira desta Cláusula não considerará eventuais descontos tarifários e outras fontes de receita, tais como recursos da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE), Outras Receitas e receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo, sendo que:

I – Ultrapassagem de Demanda: montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição medidos que excederem os valores contratados, conforme regulação da ANEEL;

II – Excedente de Reativo: montantes de energia elétrica reativa e demanda de potência reativa que excederem o limite permitido, conforme regulação da ANEEL; e

III – Outras Receitas: parcela das receitas auferidas pela DISTRIBUIDORA no exercício de outras atividades empresariais referidas na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira, observado o disposto na Subcláusula Décima Oitava desta Cláusula.

Subcláusula Décima – No processo de cálculo das tarifas mencionado na Subcláusula Vigésima Primeira desta Cláusula a ANEEL deverá subtrair da Parcela B as receitas faturadas no Período de Referência com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo, além dos valores de Outras Receitas faturados no Período de Referência, e que não foram utilizadas para as ações elencadas nos incisos XIX e XX da Cláusula Terceira, conforme Subcláusula Décima Sexta desta Cláusula.

Subcláusula Décima Primeira – Nos processos de revisões tarifárias ordinárias a Receita Requerida será calculada pela soma do Valor da Parcela A e da Parcela B.

Subcláusula Décima Segunda – Nos processos de revisões tarifárias ordinárias o valor da Parcela B será calculado considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade, modicidade das tarifas e previsibilidade das regras, conforme regulação da ANEEL, que deverá observar o seguinte:

I – os Custos Operacionais serão calculados a partir de análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA;

II – os Custos de Capital serão calculados pela soma de duas parcelas, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória;

III – a Remuneração do Capital será calculada a partir da Base de Remuneração Regulatória, ainda não depreciada/amortizada, e da taxa de retorno adequada;

IV – a Quota de Reintegração Regulatória será calculada a partir da Base de Remuneração Regulatória e da taxa de depreciação regulatória;

V – a taxa de retorno adequada será calculada a partir de metodologia que considerará os riscos do exercício da atividade de distribuição de energia elétrica, ponderando os custos de capital próprio e de terceiros, conforme estrutura de capital regulatória;

VI – a Base de Remuneração Regulatória corresponde aos investimentos eficientes realizados pela DISTRIBUIDORA para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;

VII – a metodologia de valoração da Base de Remuneração Regulatória deverá conter, quando cabível, mecanismos de estímulo a investimentos eficientes, tais como análise de eficiência, que levará em consideração o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA;

VIII – as parcelas de Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custos Operacionais poderão ser calculadas de forma conjunta em forma de Anuidade Regulatória (TOTEX), observando o disposto nos incisos I e VII desta Subcláusula, contemplando mecanismos de estímulo à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital; e



processos de reajuste tarifário, conforme regulação a ser definida pela ANEEL.

Subcláusula Décima Terceira – As revisões tarifárias ordinárias obedecerão ao seguinte

cronograma: a primeira revisão será procedida em xx/xx/xxxx e as subsequentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos a partir desta data.

Subcláusula Décima Quarta – Na revisão tarifária ordinária aplica-se o disposto na Subcláusula Sexta desta Cláusula para a definição do Valor da Parcela A.

Subcláusula Décima Quinta – Nos processos tarifários serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço, à eficiência energética e à modernização das redes, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Décima Sexta – A pedido da DISTRIBUIDORA, a ANEEL poderá, considerando o nível eficiente de custos, proceder à revisão tarifária extraordinária, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro deste CONTRATO, sem prejuízo dos reposicionamentos tarifários ordinários, caso sejam comprovadas alterações significativas nos custos e nas receitas da DISTRIBUIDORA, que não decorram da ação ou da omissão desta, de acordo com o parágrafo único da Cláusula XXX.

Subcláusula Décima Sétima – As receitas auferidas pela DISTRIBUIDORA no exercício de outras atividades empresariais, referidas na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira, denominadas Outras Receitas, serão revertidas parcialmente à modicidade tarifária nos reposicionamentos tarifários ou às ações de que tratam os incisos XIX e XX da Cláusula Terceira, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula Décima Oitava – Nos reajustes tarifários e revisões tarifárias ordinárias a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da DISTRIBUIDORA referidos na Subcláusula Sexta desta Cláusula, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, observando:

I – no cálculo da neutralidade dos Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica: as contratações eficientes de montantes de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e de pontos de conexão ou contratações de terceiros cuja responsabilidade pelo pagamento seja da DISTRIBUIDORA;

II – no cálculo da neutralidade dos custos de Energia Elétrica Comprada: os níveis eficientes de perdas, observado o disposto na Subcláusula Sétima desta Cláusula e na Subcláusula Vigésima desta Cláusula; e

III – no cálculo da neutralidade das Receitas Irrecuperáveis: os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis, conforme Subcláusula Oitava desta Cláusula.

Subcláusula Décima Nona – A DISTRIBUIDORA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo dentre as alternativas disponíveis, sujeitando-se a limites de repasse dos custos da Energia Elétrica Comprada nos reposicionamentos tarifários, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial.

Subcláusula Vigésima – A Receita Requerida será decomposta em tarifas a serem cobradas dos usuários, mediante metodologia de estrutura tarifária aprovada pela ANEEL, que considerará eventuais descontos tarifários definidos na legislação setorial.

Subcláusula Vigésima Primeira – É vedado à DISTRIBUIDORA cobrar dos usuários, sob qualquer pretexto, valores de tarifas superiores àqueles homologados pela ANEEL.

Subcláusula Vigésima Segunda – A estrutura tarifária poderá permitir diferenciação tarifária considerando:

I – critérios técnicos, locais, de qualidade e custos específicos de atendimento aos distintos segmentos de usuários; e

II – áreas de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e elevada inadimplência.

Subcláusula Vigésima Terceira – É facultado à DISTRIBUIDORA conceder descontos sobre as tarifas homologadas pela ANEEL, desde que as reduções de receita não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Quinta da Cláusula Segunda.



do art. 4º do Decreto 12.068, de 20 de junho de 2024, podendo a ANEEL revisar e adaptar o regime de regulação econômica aplicável ao presente contrato, prospectivamente.

Parágrafo primeiro - A revisão do regime de regulação econômica considerará aspectos como: (i) mudanças tecnológicas e inovações no setor de distribuição de energia elétrica; (ii) alterações na dinâmica de mercado e estrutura competitiva; (iii) evoluções nas melhores práticas regulatórias; e (iv) necessidades de adequação aos objetivos de sustentabilidade e eficiência energética.

Parágrafo segundo - Qualquer alteração no regime de regulação econômica será precedida do devido rito regulatório, conforme os procedimentos estabelecidos pela ANEEL.

48. Entre todas as contribuições apresentadas, destacam-se as análises dos seguintes temas principais: Regime Econômico, Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e Fator X. Todas as contribuições e demais análises estão detalhadas no RAC anexo.

Regime Econômico.

49. O Decreto estabeleceu que o contrato deve conter aprimoramentos nas condições econômicas, conforme alínea a) do inciso XIV do art. 4º:

“a) se admita flexibilidade normativa para a definição do regime de regulação econômica que melhor se adapte à evolução do segmento de distribuição, facultado à Aneel promover o reconhecimento de custos de capital e de operação entre revisões tarifárias, de modo a favorecer a modernização dos serviços compatível com a prestação do serviço adequado de distribuição, preservado o princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;”

50. Diante disso, a Cláusula Sexta definiu a Parcela B de forma mais genérica de maneira a concretizar a flexibilidade intencionada pelo Decreto. Segue justificativa da Nota Técnica de abertura da consulta pública:

“27. Dado que há incertezas a respeito das mudanças que ocorrerão no setor elétrico, a regulação precisa ser adaptável, fornecendo sinais e garantindo o equilíbrio econômico-financeiro adequados aos agentes econômicos à medida que o setor evolui. Diversos regimes de regulação, cada um com suas vantagens e desvantagens, impactam a alocação de riscos de variação de mercado, aos estímulos à melhora da qualidade dos serviços, a eficiência energética e a gestão dos custos operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX).

(...)

29. Entre os regimes de regulação por incentivos possíveis, destaca-se a adaptação do regime de preço-teto vigente, a adoção do regime de receita-teto ou modelos híbridos. Há também a possibilidade de adoção de ferramentas de decoupling, que diminuam a relação direta entre a receita referente aos custos de distribuição do volume vendido pela concessionária.

30. Portanto, a aplicação de modelos de regulação por incentivos condizentes com as condições estruturais do setor promoverá maior adaptação e flexibilidade diante das mudanças e inovações tecnológicas que já se fazem presentes e as vindouras considerando um horizonte contratual de 30 anos.”

51. Nesse sentido, a Parcela B foi definida na minuta de contrato de tal forma que caberia tanto o regime de *price-cap* vigente (risco de mercado do concessionário) quanto o *revenue-cap* (risco de mercado do Poder Concedente) ou algum modelo híbrido (risco de mercado compartilhando). Sendo que a Distribuidora concordaria que a revisão do regime econômico seria realizada pela ANEEL seguindo o devido rito regulatório e os procedimentos estabelecidos pela agência (Subcláusula Vigésima Quarta da Cláusula Sexta, versão de abertura).

52. A flexibilidade da Parcela B também permitiria o reconhecimento dos custos de capital e operacionais entre ciclos revisionais com objetivo de modernizar o serviço, porém seguindo certas condições de contorno mencionadas na Nota Técnica (exemplos: investimentos em subtransmissão, medidores inteligentes e efeitos da depreciação) e conforme regulação a ser posteriormente definida.

53. Atualmente temos o regime econômico de *price-cap* em que a distribuidora depende em grande medida do crescimento do consumo para realizar os investimentos entre revisões e perseguir a meta de redução de custos, componente Pd do Fator X. É possível que tal componente seja ajustada anualmente para mitigar os riscos de mercado e, por sua vez, os riscos de financiamento dos investimentos (Pd dinâmico no Submódulo 2.5 A do Proret).



Em outro extremo, em um regime de *revenue-cap*, a distribuidora depende em grande medida da receita para realizar os investimentos entre revisões e perseguir a meta de redução de custos, componente Pd do Fator X. É possível que tal componente seja ajustada anualmente para mitigar os riscos de mercado e, por sua vez, os riscos de financiamento dos investimentos (Pd dinâmico no Submódulo 2.5 A do Proret).

antecipação dos investimentos no cálculo da receita anual para fazer frente às demandas de rede, tendo em vista que não conta com o excedente de recurso decorrente do crescimento do consumo entre revisões. Esse regime é típico do setor de transmissão, cuja receita não cresce de forma diretamente proporcional ao aumento da demanda contratada pelos usuários, mas com a quantidade de ativos que são instalados ao longo do tempo (exemplo: autorizações de reforços e melhorias de grande porte).

55. Diante desse contexto passa-se às contribuições. As distribuidoras foram contrárias a uma definição genérica da Parcela B, cujo regime seria definido em regulação, e defenderam a permanência do regime *price-cap*, ou seja, que a receita base de reajuste da Parcela B seja proporcional ao mercado. Indicaram também que a mudança de regime econômico dependeria de prévia concordância da Distribuidora, de acordo com o disposto no art. 104, §1º da Lei nº 14.133/2021, e algumas contribuições indicaram expressamente a necessidade de termo de aditivo ao contrato de concessão.

56. Destaca-se a contribuição do grupo Enel que sugeriu dois regimes econômicos, o atual e o *revenue-cap/decoupling*, em que o crescimento da receita seria vinculada a variação do número de consumidores e não ao consumo de energia. Sugeriu ainda o exercício da opção pelo regime a cada ciclo revisional.

57. Sobre a possibilidade de mudança de regime foi perguntado a Procuradoria Federal o seguinte: “

G) CASO HAJA PREVISÃO DE DOIS REGIMES ECONÔMICOS NA MESMA CLÁUSULA ("MENU DE CONTRATO"), TENDO COMO DEFAULT O REGIME ATUAL (PRICE-CAP) E OUTRO ALTERNATIVO E OPCIONAL, A SER DEFINIDO EM REGULAÇÃO POSTERIOR, SE FAZ NECESSÁRIA A CONCORDÂNCIA DA DISTRIBUIDORA PARA REALIZAR A MUDANÇA DE REGIME? CASO AFIRMATIVO, SERIA NECESSÁRIO NOVO ADITIVO CONTRATUAL PARA FORMALIZAR A CONCORDÂNCIA DA DISTRIBUIDORA?”

58. Em linhas gerais, a PF afirma que a regulação econômica da concessão é central na cláusula econômico-financeira, assim qualquer alteração depende da prévia concordância da concessionária nos termos do art. 104, §1º da Lei nº 14.133/2021. Do ponto de vista formal, o aditivo seria dispensado caso o contrato contiver todas as regras do novo regime a que a distribuidora poderá aderir no futuro.

59. Em nossa análise, a definição de Parcela B deve ser genérica o suficiente para concretizar a intenção do Decreto de haver flexibilidade normativa frente as mudanças que estão por fim em um contrato de 30 anos, muito embora concordamos com as preocupações em relação à previsibilidade das regras da equação econômico-financeira. Assim, recomendamos aceitar parcialmente as contribuições sobre a cláusula econômica ao estabelecer dois regimes de regulação possíveis: o regime “a”, de manutenção do regime vigente (*price-cap*) como *default* e um regime alternativo “b” a ser definido posteriormente, cabendo a migração em processo de revisão tarifária, caso haja concordância da distribuidora após conhecimento das regras do novo regime.

60. Entendemos que esse encaminhamento é uma solução que consegue conciliar a flexibilidade de regime econômico exigido pelo Decreto e atender os anseios das distribuidoras em termos de previsibilidade das regras e manutenção do regime *price-cap* para reajuste da Parcela B.

ASRO

61. Em relação as áreas com severas restrições operativas o art. 4º do Decreto estabeleceu que o contrato deve conter cláusulas que assegurem:

“XV - aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadiplência;

(...)

§ 3º Para as áreas de concessão de que trata o inciso XV do caput, a concessionária de distribuição deverá manter plano para atuação no combate às perdas de energia, sujeito à fiscalização da Aneel, e cujo desempenho da concessionária na sua implantação deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irrecuperáveis.”

62. Sobre esse tema destaca-se o seguinte da Nota Técnica de abertura da consulta pública:



Autenticado em <https://sistema.pel.org.br/autenticacao> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

algumas concessionárias têm enfrentado no combate as perdas não técnicas em áreas com severas restrições operativas. São localidades caracterizadas por altos índices de violência, onde as equipes da distribuidora sofrem impedimentos operativos para realização do seu trabalho (cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.).

65. O Submódulo do 2.6 do Proret – Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis estabelece tratamento diferenciado na definição da trajetória de perdas não técnicas de concessionárias em que há evidências da presença de áreas com severas restrições operativas. Como a concessionária tem maior dificuldade em combater perdas não técnicas nessas áreas, a regulação permite, em contrapartida, um reconhecimento a maior do índice de perdas não técnicas da concessão, ou seja, busca compatibilizar os incentivos à capacidade de gestão da empresa.

66. Apesar de a regulação já estar aderente à diretriz do Decreto no tocante às perdas não técnicas, é natural que os incentivos sejam revistos ao longo do tempo por meio da revisão do próprio Proret, bem como se avalie os incentivos da inadimplência sob a ótica das áreas com severas restrições operativas. De qualquer forma, é importante destacar que o Decreto reforça que deve haver incentivos compatíveis com a capacidade de gestão da concessionária nessas áreas, ou seja, os incentivos devem sempre estar presentes, não se caracterizando repasse integral das perdas dessas áreas para a tarifa do consumidor final.

67. Além disso, o Decreto traz no § 3º do art. 4º a necessidade de cláusula estabelecendo que as concessionárias que atuem em área com severas restrições operativas mantenham plano para atuação no combate às perdas, cujo desempenho se reflita nos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis.”

63. Em suma, o Submódulo 2.6 do Proret já está parcialmente compatível com o Decreto, pois reconhece a existência das ASRO em determinadas concessões e a necessidade de tratamento diferenciado na definição de perdas não técnicas. Está previsto para 2025 a revisão do regulamento, cujos incentivos podem ser aprimorados, inclusive sob a ótica da inadimplência em ASRO. Ressaltando que a “*aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência*” não significa repasse integral das perdas dessas áreas para a tarifa do consumidor final, ver Nota Técnica nº 181/2023-STR-SFT/ANEEL de 15 de novembro de 2023 (sic: 48580.003148/2023-00).

64. A principal novidade do Decreto em relação à regra vigente é a necessidade de recepcionar a figura do plano no combate às perdas de energia, cujo desempenho da concessionária na sua implantação deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis.

65. A proposta de Subcláusula Oitava da Cláusula Sexta aproveitou a redação dos contratos prorrogados em 2015 realizando as adaptações para receber as novidades do Decreto.

66. No entanto, as contribuições das distribuidoras não se limitaram ao Decreto, apresentando novos termos e comandos bem como parágrafos específicos para se referirem às ASRO. Dentre as sugestões, destacam-se: (i) inserção do termo “capacidade limitada de gestão da DISTRIBUIDORA” na definição dos parâmetros regulatórios durante todo o período de concessão; (ii) reposicionamento dos patamares regulatórios de perdas não técnicas e receitas irre recuperáveis mediante apresentação do plano inicial com efeitos a partir do processo tarifário subsequente à sua apresentação e (iii) definição de ASRO com base em diagnóstico apresentado pela DISTRIBUIDORA no âmbito do plano.

67. Em relação ao item (i), entendemos que a redação do Decreto é suficiente para deixar claro que os incentivos devem ser compatíveis com a capacidade de gestão dessas concessões, sendo dispensado o termo “capacidade limitada de gestão da Distribuidora”. Além disso, o Decreto não estabeleceu prazo para aplicação de incentivos compatíveis, ou seja, é uma aplicação atemporal e que será verificada ao longo do tempo pela regulamentação.

68. Sobre o item (ii) realizou-se os seguintes questionamentos à PF:

H) A PARTIR DA REDAÇÃO DO DECRETO, É MANDATÁRIO QUE OS NÍVEIS REGULATÓRIOS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS SEJAM REPOSICIONADOS NO PRIMEIRO PROCESSO TARIFÁRIO POSTERIOR À ASSINATURA DOS ADITIVOS CONTRATUAIS, OU A ANEEL TEM DISCRICIONARIEDADE PARA REVER OS NÍVEIS A PARTIR DO APRIMORAMENTO DA REGULAÇÃO QUE INCORPORA TAL DISPOSITIVO OU MESMO NA REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA, QUANDO A TRAJETÓRIA DE PERDAS NÃO TÉCNICAS É REVISTA E A ANEEL TEM A OPORTUNIDADE DE DISCUTIR O REFERIDO PLANO COM A SOCIEDADE EM CONSULTA PÚBLICA?

I) A SIMPLES APRESENTAÇÃO A QUALQUER TEMPO DO PLANO DE COMBATE AS PERDAS E RECEITAS IRRECUPERÁVEIS ACARRETIARIA O REPOSICIONAMENTO IMEDIATO DOS PATAMARES REGULATÓRIOS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS E DA FORMA DE CONSIDERAÇÃO DO DESEMPENHO DA CONCESSIONÁRIA, OU A ANEEL TEM DISCRICIONARIEDADE PARA REVER OS NÍVEIS A PARTIR DO APRIMORAMENTO DA REGULAÇÃO QUE INCORPORA TAL DISPOSITIVO OU MESMO NA REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA, QUANDO A TRAJETÓRIA DE PERDAS NÃO TÉCNICAS É REVISTA E A ANEEL TEM A OPORTUNIDADE DE DISCUTIR O REFERIDO PLANO COM A SOCIEDADE EM CONSULTA PÚBLICA?



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

69. Segundo a PF *“não é mandatório que os níveis regulatórios de perdas não técnicas sejam reposicionados no primeiro processo tarifário posterior à assinatura dos aditivos contratuais, devendo ser rejeitada a contribuição apresentada sugerindo a inserção do parágrafo quarto supratranscrito”*.

70. Em relação ao plano em si, a PF diz que:

“48. Consta do art. 4, §3º, do Decreto nº 12.068/2024, que nas áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência, “a concessionária de distribuição deverá manter plano para atuação no combate às perdas de energia, sujeito à fiscalização Aneel, e cujo desempenho da concessionária na sua implantação deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis.”

49. Não obstante, inexistente disposição no referido normativo no sentido de que a apresentação, a qualquer tempo, do plano de combate às perdas e receitas irre recuperáveis acarretará o reposicionamento imediato dos patamares regulatórios de perdas não técnicas e da forma de consideração do desempenho da concessionária. Conforme exposto no tópico anterior, o próprio Poder Concedente, por meio da NOTA TÉCNICA Nº 19/2023/SAER/SE, afastou a hipótese de “antecipação da revisão tarifária”.

50. Neste sentido, a referida questão será debatida em sede de revisão tarifária, sem prejuízo do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Ou seja, a ANEEL deverá debater a questão no momento apropriado, definido contratualmente.”

71. Como está previsto a revisão do Submódulo 2.6 do Proret a partir de 2025, haveria tempo suficiente para que a regulamentação revisada a partir do Decreto seja aprimorada até 2027 quando ocorre a 1ª revisão tarifária da Light e no ano seguinte da Enel Rio no âmbito do novo modelo contratual.

72. No entanto, dado a relevância do tema e uma vez que as perdas não técnicas e receitas irre recuperáveis são definidas em sede de revisão tarifária, caso a revisão do regulamento não se concretize até 2027 a concessionária incorreria em um longo período do contrato sem os efeitos do Decreto.

73. Nesse sentido, propomos um parágrafo adicional assegurando que os efeitos do Decreto serão percebidos a partir da 1ª revisão tarifária após a data de assinatura do termo aditivo contratual.

74. No tocante ao item (iii) o Decreto não traz nenhuma diretriz de que a definição de ASRO será realizada com base em diagnóstico apresentado pela distribuidora no âmbito do plano. Em que pese os estudos sejam importantes para entendermos o fenômeno e subsidiar o aprimoramento do regulamento, não concordamos com a proposta. Caso o reconhecimento das perdas em ASRO seja atrelado diretamente ao diagnóstico da empresa haverá elevado risco de superestimação da presença de ASRO com o intuito de isentar a distribuidora do problema das perdas, traduzindo-se em opção de elevada assimetria de informação e risco de aumentar indevidamente os custos das perdas às tarifas.

75. Diante disso, aceitamos parcialmente algumas contribuições e propomos os seguintes aprimoramentos na proposta final: (i) criar um inciso específico de ASRO, parcialmente em linha com as contribuições que defenderam um parágrafo específico; (ii) deixar mais clara a relação entre o desempenho no plano de combate às perdas e os níveis regulatórios, outra preocupação das contribuições; (iii) adicionar a palavra “relevante” ao se referir à ASRO, conforme o próprio Decreto; (iv) adicionar a palavra “aprovada” além da fiscalizada ao se referir ao plano, pois se será fiscalizado pela ANEEL é necessário que haja uma aprovação e avaliação prévia quando da sua apresentação em processo de revisão tarifária e (v) incluir parágrafo assegurando que os efeitos do Decreto serão percebidos a partir da 1ª revisão tarifária após a data de assinatura do termo aditivo contratual.

76. Sobre o último item (v), agentes demonstraram preocupação com a possibilidade de que os efeitos do Decreto fossem percebidos muitos anos após assinatura do contrato, caso o regulamento não recepcione plenamente o Decreto antes da revisão tarifária. A proposta final evitará essa possibilidade.

FATOR X

77. Sobre o Fator X não houve nenhuma diretriz específica do Decreto, porém as contribuições das distribuidoras enfatizaram o parâmetro interpretando que a flexibilidade para ajustes das tarifas para reconhecimento dos custos operacionais e de capital entre revisões tarifárias (alínea “a”, inciso XIV do art. 4º) seria alcançada por meio do Fator X e propuseram a exclusão do inciso IX da Subcláusula Décima Segunda da minuta do contrato: *“os custos de capital e de operação entre revisões tarifárias poderão ser considerados nos processos de reajuste tarifário, conforme regulação a ser definida pela ANEEL.*



“facultado à Aneel promover o reconhecimento de custos de capital e de operação entre revisões tarifárias”, sendo um Fator X apenas um instrumento para adequar a tarifa à necessidade de mais investimentos ou despesas operacionais para promover a modernização do serviço. A flexibilidade na definição da Parcela B contida na minuta de contrato permitiria o reconhecimento dos custos de capital e operacionais entre ciclos revisionais com o objetivo de modernizar o serviço, porém seguindo certas condições de contorno (exemplos: investimentos em subtransmissão, medidores inteligentes e efeitos da depreciação) e conforme regulação a ser posteriormente definida.

79. No tocante à redação do Fator X (Subcláusula Décima Quinta), as contribuições, no geral, sugeriram os seguintes ajustes: (i) definição do Fator X apenas nas revisões tarifárias e de caráter prospectivo; (ii) Fator X poderá prever ajustes anuais dos ganhos de produtividade para garantir, quando necessário, a recuperação dos custos operacionais e de capital eficientes, de modo a favorecer a modernização dos serviços em consonância com o Decreto (iii) que ANEEL deverá alterar os valores e parâmetros do Fator X, no primeiro processo tarifário após assinatura do termo aditivo, caso a distribuidora demonstre que eles não garantem a recuperação dos custos operacionais e de capital eficientes necessários à prestação do serviço e ao atendimento às obrigações estabelecidas no contrato.

80. Em relação ao item (i) o termo “revisão” foi retirado sendo que a redação proposta permite que o Fato X seja alterado em qualquer processo tarifário, porque na prática o Fator X não se altera somente na revisão, vide componente Q e Pd(dinâmico) do Fator X, que se alteram todo ano devido sua formulação ou após mudança de regulamento, impactando todos os processos, independentemente de sua natureza, reajuste ou revisão.

81. Sobre a alegação de que o Fator X teria caráter prospectivo para equalizar receitas e custos eficientes, cabe uma contextualização prévia.

82. Primeiramente, vale lembrar que o Fator X foi proposto inicialmente pelo economista Stephen Littlechild nos anos 1980 em um contexto de privatização das empresas de serviço público do Reino Unido, em que se sabia que havia ineficiências e potencial de redução de custos, ou seja, o viés do Fator X é de redução de custos e não de garantir que a receita seja aderente aos custos eficientes, até porque a receita pode ser maior ou menor que tais custos. Nesse sentido, o Fator X é uma meta de redução dos custos totais da distribuidora, baseado principalmente no desempenho histórico do setor, logo a distribuidora tem incentivos em reduzir seus custos a uma taxa maior do que a estabelecida pelo Fator X para que retenha parte dos ganhos.

83. Apesar de ele ser aplicado para anos futuros é inevitável que o cálculo do seu valor tenha que observar o desempenho das firmas, não se prevê nada sem avaliar o passado, mesmo que o futuro possa ser diferente em decorrências das mudanças do setor, ou seja, para dizer que o futuro é diferente é preciso que seja comparado com algo, sendo esse algo o passado, que precisa ser medido/observado.

84. Nesse sentido, não é necessário inserir o termo "previsto", sob o risco de o regulamento ser obrigado a realizar projeções de parâmetros que compõe o Fator X e o Regulador se submeter a um processo de assimetria de informação em suas interações com a distribuidora. O caráter histórico ou de previsão do Fator X pode ser definido em regulamento. Para assegurar uma condição de neutralidade contratual, sugere-se apenas a retirada do termo "observado" para sinalizar que ambas as análises podem ser consideradas.

85. Em relação ao item (ii), inclusão de um parágrafo prevendo ajustes anuais, o Decreto não cita absolutamente nada sobre o Fator X, muito menos sobre a possibilidade de ajustes anuais.

86. A flexibilidade de que trata o Decreto é genérica, sendo ajustes no Fator X uma forma de implementar. A proposta do parágrafo em si prevê ajustes anuais somente quando "necessário", o que sugere alterações assimétricas no Fator X ao ser realizado somente para garantir a recuperação de custos, o que é injusto para com o consumidor nos casos em que os ganhos de produtividade superem tais custos e a concessionária se mantenha silente.

87. Além disso não há necessidade desse parágrafo porque a própria subcláusula garante ajustes anuais no Fator X, como ocorre nos contratos prorrogados em 2015, promovendo ajustes tanto reduzindo quanto aumentando a meta de produtividade conforme a evolução de parâmetros pré-definidos pela forma de cálculo do Fator X.

88. Segue trecho em negrito que garante os ajustes anuais do Fator X:

setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço, à eficiência energética e à modernização das redes, conforme regulação da ANEEL.

89. Aqui cabe lembrar que a Consulta Pública nº 7/2019 apresentou o AIR nº 8/2019-SRM/ANEEL em que se discutiu formas de se calcular o Fator X para os contratos prorrogados em 2015, desde mantê-lo totalmente fixo ao longo do ciclo ou até alterando todos os parâmetros^[1] anualmente, ou seja, o pleito das contribuições de ajustes anuais já está contemplado na subcláusula do Fator X.

90. Em relação ao item (iii), obrigação da ANEEL de alterar de forma antecipada o Fator X conforme solicitado pela concessionária também tem caráter assimétrico, promovendo ajuste somente quando for de interesse da distribuidora. O Fator X é um parâmetro médio de eficiência, e o que precisa ser garantido é que ele reflita a realidade do setor como um todo e não que seja alterado conforme a conveniência de algumas firmas. Antes que se ajuste o Fator X conforme a demanda de uma firma é necessário discutir, a nível de regulamento, o componente como um todo e os parâmetros que melhor retratem as realidades de cada concessão.

91. Por fim, as contribuições trouxeram vários exemplos que justificariam uma alteração antecipada do componente Pd do Fator X: (i) digitalização das redes; (ii) investimentos em bens totalmente depreciados, (iii) programa de universalização e/ou aumento da qualidade da rede em áreas rurais e (iv) ativos de subtransmissão para fins sistêmicos.

^[1] Produtividade Total dos Fatores – PTF, coeficiente de sensibilidade da variação do mercado da concessionária em relação à variação do mercado do setor (alfa), variação do mercado da concessionária e variação do mercado do setor.

92. A questão da digitalização das redes foi citada como uma obrigação contratual, porém conforme o inciso XX do artigo 4º do Decreto "estímulo à digitalização gradual das redes e serviços, inclusive de instrumentos de medição de energia elétrica, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia", a substituição de medidores não é uma obrigação imediata, pois cabe o MME definir previamente as diretrizes.

93. A questão dos bens totalmente depreciados é uma realidade de há algum tempo em concessões mais maduras, sendo inclusive uma obrigação contratual atual de adotar tecnologia adequada e a empregar equipamentos e instalações que garantam a atualidade na prestação dos serviços, portanto, não é uma novidade para as concessionárias a necessidade de reposição contínua dos ativos.

94. Para as concessionárias que ainda estão em processo de universalização dos serviços uma eventual perda de produtividade já é compensada por meio dos subsídios da CDE^[1], sendo que o aumento da qualidade da rede em áreas rurais será financiado pelos recursos de Ultrapassagem de Demanda, Excedente Reativo e Outras Receitas, conforme parágrafo 2º do artigo 4º do Decreto.

^[1] Nota Técnica nº 7/2019-SRM, de 31 de janeiro de 2019 (SIC nº 48580.000086/2019).

95. No tocante aos ativos de subtransmissão, sempre estiveram presentes no cálculo do Fator X, assim também não é uma novidade ou obrigação adicional. Destaca-se que a cláusula econômica proposta possibilita a discussão de investimentos entre ciclos, antecipando seus efeitos nas tarifas. De qualquer forma, caso o caminho seja via Fator X, caberia pelo menos uma rediscussão da regra.

96. Diante do exposto entende-se que qualquer alteração do Fator X para fins de renovação contratual deve necessariamente ser realizada após uma rediscussão metodológica, que poderá ser realizada no âmbito da ARR 24-03 - Avaliação de Resultado Regulatório do Submódulo 2.5 do Proret - Fator X - Componente Pd, prevista para ocorrer em 2015.

97. Por fim, as contribuições foram parcialmente aceitas ao trazer neutralidade à Subcláusula Décima Quinta do Fator X, quanto ao caráter histórico ou prospectivo, e ao demonstrar que por meio da redação proposta já é possível

ajustes anuais solicitados pelas contribuições de forma a promover a modernização dos serviços compatível com a realidade do setor em https://camara.gov.br/consultas/publicacoes/assinatura/3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



a prestação do serviço adequado de distribuição e o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

CUSTEIO DO ONS

98. 49. Conforme motivação trazida na Nota Técnica disponibilizada na Consulta Pública, na minuta do termo aditivo foi proposta a definição de que o custeio orçamentário do ONS será considerado como Parcela B das distribuidoras, e não Parcela A.

99. Apesar de não se acatar as contribuições apresentadas sobre o tema, durante as análises internas identificou-se uma necessidade de ajuste no texto proposto. Isso porque a proposta colocada em Consulta Pública poderia levar ao entendimento equivocado de que seria necessária uma alteração da metodologia do cálculo da TUST para sua implementação. Assim, para se evitar qualquer interpretação equivocada, propõe-se uma nova redação na forma apresentada a seguir:

Subcláusula Quarta – O custeio orçamentário do ONS será tratado como item de Parcela B independentemente da forma de arrecadação, conforme regulação da ANEEL.

100. Na nova redação proposta, ao se excluir o trecho “excluindo-se o custeio orçamentário do ONS” da definição da Parcela A, busca-se evitar um entendimento equivocado que para a implementação da proposta seria necessária alteração metodológica no normativo que define o cálculo da TUST. Ao mesmo tempo, para que não fique qualquer dúvida de que a proposta abarca a arrecadação do orçamento como um todo como item da Parcela B (e não Parcela A), acrescenta-se o texto “independentemente da forma de arrecadação, conforme regulação da ANEEL” na Subcláusula Quarta agora proposta.

III.7 - CLÁUSULA SÉTIMA – SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

101. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Sétima:

A DISTRIBUIDORA se compromete a preservar, durante toda a concessão, condição de

sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, da solvência de endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e de proventos aos acionistas.

Subcláusula Primeira – O descumprimento por parte da DISTRIBUIDORA dos Critérios de Eficiência com relação à Gestão Econômico-Financeira, conforme regulação, implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias:

I – a limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio cujo valor,

isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores, até que os Critérios de Eficiência com relação à Gestão Econômico-Financeira sejam restaurados e observáveis a partir das demonstrações contábeis regulatórias do ano civil subsequentes entregues à ANEEL; e

II – a limitação de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

Subcláusula Segunda – A DISTRIBUIDORA deverá manter inscrito em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, o dispositivo previsto pelo inciso I da Subcláusula Primeira e pela Subcláusula Oitava da Cláusula Segunda.

Parágrafo Único – O ato constitutivo alterado deverá ser enviado à ANEEL em até 180 dias da data de assinatura deste Termo Aditivo.

Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA se compromete a atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, conforme normas setoriais.

102. Destaca-se contribuições que pleiteiam inclusão de dispositivo para eventual alteração de percentual de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, aplicável nos casos de descumprimento de limites de



Ante a necessidade de desempenho, autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 23

103. Em relação a esse tema, há a disposição contratual que determina que as distribuidoras devem manter inscrito em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, o dispositivo previsto pelo inciso I da Subcláusula Primeira da Cláusula Sétima e pela Subcláusula Oitava da Cláusula Segunda:

CLÁUSULA SÉTIMA – SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

[...]

Subcláusula Segunda – A DISTRIBUIDORA **deverá manter inscrito em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, o dispositivo previsto pelo inciso I da Subcláusula Primeira e pela Subcláusula Oitava da Cláusula Segunda.**

Parágrafo Único – O ato constitutivo alterado deverá ser enviado à ANEEL em até 180 dias da data de assinatura deste Termo Aditivo.

(nossos grifos)

104. Diante disso e considerando que a limitação de pagamento de dividendos deve constar em estatuto, entende-se que há conformidade tanto com § 1º quanto com o 2º do art. 202 da Lei 6.404/1976:

§ 1º O estatuto poderá estabelecer o dividendo como porcentagem do lucro ou do capital social, ou fixar outros critérios para determiná-lo, desde que sejam regulados com precisão e minúcia e não sujeitem os acionistas minoritários ao arbítrio dos órgãos de administração ou da maioria.

§ 2º Quando o estatuto for omissivo e a assembleia-geral deliberar alterá-lo para introduzir norma sobre a matéria, o dividendo obrigatório não poderá ser inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado nos termos do inciso I deste artigo. [\(Redação dada pela Lei nº 10.303, de 2001\)](#)

105. Nesse sentido, apenas uma eventual alteração legal que estabeleça um percentual mínimo obrigatório a despeito daquele já definido em estatuto social, incorrerá em alteração contratual e normativa. Assim, recomenda-se acatar parcialmente a contribuição, na forma apresentada a seguir:

CLÁUSULA SÉTIMA

[...]

Subcláusula Segunda [...]

Parágrafo Primeiro [...]

Parágrafo Segundo - O percentual a que se refere o Inciso I desta Subcláusula poderá ser modificado, nos termos da regulamentação aplicável, caso legislação superveniente estabeleça percentual de dividendo obrigatório, observados os § 1º e 2º do art. 202 da Lei nº 6.404, de 1976, com redação dada Lei nº 10.303, de 2001.

106. Finalmente, mantém-se proposta submetida à Consulta Pública nº 27/2024, que remete à regulação da matéria os efeitos quanto ao descumprimento dos Critérios de Eficiência com relação à Gestão Econômico-Financeira, que atualmente ocorre por meio da Resolução Normativa nº 948/2021, sujeita à aperfeiçoamento, conforme Agenda Regulatória da ANEEL.

III.8 - CLÁUSULA OITAVA – GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA

107. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Oitava:

A DISTRIBUIDORA se compromete a empregar seus melhores esforços para manter seus níveis de governança e transparência alinhados às melhores práticas e harmônicos à sua condição de prestadora de serviço público essencial.

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA obriga-se a observar a regulação da ANEEL sobre governança e transparência que poderá compreender, entre outros, parâmetros mínimos e deveres regulatórios relacionados ao Conselho de Administração, à Diretoria, ao Conselho Fiscal, à Auditoria e à Conformidade.

Subcláusula Segunda – A DISTRIBUIDORA deve manter na ANEEL, desde a assinatura do CONTRATO, declaração de todos os seus Administradores e Conselheiros Fiscais afirmando que compreendem seu com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



papel e responsabilidades decorrentes da gestão de um serviço público essencial, aceitando responsabilidade pela qualidade e tempestividade das informações fornecidas no âmbito da sua competência e pela prestação de contas ao Poder Público, atualizando as declarações dentro de 30 (trinta) dias a contar da assinatura do Termo de Posse.

Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA deverá submeter à anuência prévia da ANEEL operações, atos ou negócios jurídicos nas hipóteses, condições e procedimentos estabelecidos em regulação.

Subcláusula Quarta – A DISTRIBUIDORA obriga-se a:

I – publicar suas Demonstrações Financeiras nos prazos e termos das normas vigentes;

II – manter em arquivo separado toda a documentação comprobatória da movimentação financeira relativa à operação de oferecimento de direitos emergentes em garantia por prazo de 5 anos, para efeito de fiscalização;

III – manter registro contábil, em separado, das receitas auferidas e custos incorridos com as atividades empresariais referidas na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira; e

IV – observar as normas que regem a contabilidade regulatória.

Parágrafo Único – A DISTRIBUIDORA deverá alterar, se necessário, e manter inscrito em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, as obrigações previstas na Cláusula Oitava.

108. Em relação às contribuições recebidas afetas às subcláusulas primeira e terceira, mantém-se proposta submetida à Consulta Pública nº 27/2024, que remete à regulação da matéria sobre governança e transparência, incluindo a obrigação de submeter à ANEEL anuência prévia das operações, atos ou negócios jurídicos, que atualmente ocorre por meio da Resolução Normativa nº 948/2021, sujeita à aperfeiçoamento.

III.9 - CLÁUSULA NONA – FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO

109. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Nona:

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste CONTRATO será acompanhada, fiscalizada e regulada pela ANEEL.

Subcláusula Primeira – A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações e do desempenho da DISTRIBUIDORA nas áreas administrativa, técnica, operacional, comercial, econômica, financeira e contábil, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com a prestação adequada do serviço concedido ou que possam comprometer o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

Subcláusula Segunda – Os servidores da ANEEL, ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre e irrestrito acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, sistema computacional, obra, instalação e equipamento vinculado ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, e poderão requisitar, a qualquer setor ou pessoa da DISTRIBUIDORA, dados e informações que permitam evidenciar o cumprimento das cláusulas e subcláusulas do presente CONTRATO, bem como da legislação vigente, ficando vedado à DISTRIBUIDORA restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA deverá disponibilizar à ANEEL, sempre que solicitado, acesso remoto a todos os sistemas utilizados para a prestação dos serviços, pelo período que se fizer necessário e nos prazos requisitados.

Subcláusula Quarta – A fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o

acompanhamento das operações financeiras, os registros contábeis da DISTRIBUIDORA, balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Quinta – A ANEEL poderá determinar à DISTRIBUIDORA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado aos usuários, conforme regulamentação da ANEEL.

Subcláusula Sexta – A fiscalização da ANEEL não exime a DISTRIBUIDORA de suas responsabilidades quanto à adequação das suas obras e instalações, ao cumprimento das normas de serviço estabelecidas pela legislação vigente, à correção e legalidade dos registros contábeis, das obrigações financeiras, técnicas, comerciais e societárias e à qualidade dos serviços prestados.



Subcláusula Sétima – O desatendimento, pela DISTRIBUIDORA, das solicitações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades previstas nas normas regulamentares ou nas disposições deste CONTRATO.

110. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

III.10 - CLÁUSULA DÉCIMA – PENALIDADES

111. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima:

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a DISTRIBUIDORA estará sujeita a penalidades conforme legislação e regulamentação em vigor, sem prejuízo do disposto nas Cláusulas Décima Primeira e Décima Segunda deste CONTRATO.

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA estará sujeita à penalidade de multa, aplicada pela ANEEL de acordo com resolução específica, no valor máximo, por infração incorrida, de 2% (dois por cento) do montante do faturamento da DISTRIBUIDORA dos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos do inciso X do artigo 3º da Lei nº 9.427/1995.

Parágrafo Único – O montante do faturamento a que se refere esta Subcláusula será o que constar do Balancete Mensal Padronizado – BMP disponível em data anterior à lavratura do Auto de Infração, nos termos do regulamento setorial.

Subcláusula Segunda – As penalidades serão aplicadas mediante processo administrativo, sendo assegurados à DISTRIBUIDORA seus direitos à ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Terceira – A ANEEL promoverá a cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação vigente, de qualquer penalidade de multa aplicada por descumprimento de preceito legal, regulamentar ou contratual cujo valor não tenha sido recolhido pela DISTRIBUIDORA no prazo fixado pela fiscalização.

112. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

III.11 - CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

113. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Primeira:

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, nos termos da Lei nº 8.987/1995 e da Lei nº 12.767/2012, a qualquer tempo, para assegurar a prestação adequada do serviço ou o cumprimento, pela DISTRIBUIDORA, das normas legais, regulamentares ou contratuais.

Subcláusula Única – A intervenção será determinada por ato da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo, os objetivos e os limites da intervenção, devendo ser instaurado processo administrativo em 30 (trinta) dias após a publicação do ato, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando à DISTRIBUIDORA o direito ao contraditório e à ampla defesa

114. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

III.12 - CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA – EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

115. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Segunda:

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este CONTRATO será considerada extinta, observadas as normas setoriais, nos seguintes casos:

I. advento do termo contratual;

II. encampação do serviço;



IV. rescisão;

V. anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua

outorga; e

VI. falência ou extinção da DISTRIBUIDORA.

Subcláusula Primeira – O advento do termo contratual opera de pleno direito a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, quando indispensável à preservação da continuidade na prestação do serviço público, prorrogar precariamente o presente CONTRATO até a assunção de nova outorga.

Subcláusula Segunda – Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão dos bens e instalações vinculados ao serviço ao PODER CONCEDENTE, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à DISTRIBUIDORA, considerando os seguintes procedimentos:

I. Realização de inventário dos bens reversíveis;

II. Valoração destes bens pelo Valor Novo de Reposição – VNR;

III. Consideração da depreciação acumulada observadas as datas de incorporação do bem ao sistema elétrico obtendo-se o valor líquido; e

IV. Abatimento das Obrigações Especiais – OE do cálculo do valor a ser indenizado;

Subcláusula Terceira – Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

Subcláusula Quarta – São considerados bens reversíveis aqueles vinculados ao serviço concedido, indispensáveis para a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Subcláusula Quinta – Para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela DISTRIBUIDORA para garantir a prestação do serviço público adequado.

Subcláusula Sexta – Havendo reversão dos bens vinculados ao serviço em virtude da extinção da concessão, esses deverão estar em condições adequadas de operação com as características e requisitos técnicos básicos, mantidas em acordo com revisões e regulação da ANEEL, que assegurem a continuidade do serviço público de distribuição.

Subcláusula Sétima – Verificadas quaisquer hipóteses de inadimplemento suscetíveis à penalidade de caducidade previstas nas normas vigentes, especialmente em regulamentação específica da ANEEL e neste Termo Aditivo, a ANEEL instaurará processo administrativo para verificação das infrações e falhas, assegurado o contraditório e a ampla defesa à DISTRIBUIDORA, e poderá recomendar ao Poder Concedente a declaração de caducidade da concessão, que poderá adotar as seguintes medidas, além daquelas previstas na Lei 8.987, de 1995 e 12.783, de 2013:

I – Deflagrar o processo de licitação da concessão;

II – Celebrar o Contrato de Concessão com o novo concessionário concomitantemente com a declaração de caducidade da concessão; e

III – Disciplinar uma fase de transição para a assunção do serviço pelo novo concessionário.

Parágrafo Primeiro – Para fins da preservação da continuidade da prestação do serviço público, a ANEEL poderá intervir na DISTRIBUIDORA até que o processo licitatório seja concluído.

Parágrafo Segundo – Para fins da preservação da continuidade da prestação do serviço público, o Poder Concedente estabelecerá, a 36 meses do termo deste CONTRATO, as diretrizes para licitação do serviço público objeto deste CONTRATO, sendo que para a fase de transição, a distribuidora se compromete a manter a prestação do serviço adequado, particularmente a:

a) manter a qualidade da prestação do serviço e a condição de sustentabilidade econômico-financeira;



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

- b) dar amplo acesso às informações administrativas, comerciais e operacionais; e
- c) submeter-se a regulação específica da ANEEL para o período de encerramento contratual.

Subcláusula Oitava – A DISTRIBUIDORA poderá apresentar plano de transferência do controle societário anteriormente à instauração pela ANEEL de processo administrativo em face do descumprimento das condições de prorrogação de que trata a Cláusula Décima Oitava, sem prejuízo ao disposto no art. 4º-C da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e observando que:

I – O plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado;

II – A transferência de controle societário deverá ser concluída antes da instauração do processo de extinção da concessão; e

III – Verificado o não cumprimento do plano de transferência de controle societário pela DISTRIBUIDORA ou a sua não aprovação pela ANEEL, será dado seguimento ao processo de extinção da concessão e caberá à ANEEL instruir o processo e o encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, com sua manifestação.

Subcláusula Nona – Para efeito das indenizações tratadas nas Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Sexta desta Cláusula, o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, devendo seu pagamento ser realizado em conformidade com o disposto nas normas setoriais, depois de finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recurso.

Subcláusula Décima – A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela DISTRIBUIDORA, ou em relação a seus empregados.

Subcláusula Décima Primeira – Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar as ações que compõem o controle societário da DISTRIBUIDORA, mediante indenização. No caso de desapropriação, a indenização devida, na forma da Lei, se dará com recursos provenientes da alienação, em leilão público, das ações desapropriadas.

Subcláusula Décima Segunda – Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a DISTRIBUIDORA promover a rescisão deste CONTRATO, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a DISTRIBUIDORA não poderá interromper a prestação do serviço enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste CONTRATO.

Subcláusula Décima Terceira – O descumprimento pela DISTRIBUIDORA, por dois anos consecutivos dos critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento ou à gestão econômico-financeira, implicará a abertura do processo de caducidade, conforme regulação da ANEEL, respeitadas as disposições deste CONTRATO, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Parágrafo Primeiro – A ANEEL estabelecerá os indicadores de que trata o caput desta Subcláusula, sendo que, para o critério econômico-financeiro, observar-se-á, dentre outros, a necessidade de LAJIDA positivo, de capacidade de realização de investimentos mínimos, de gerenciamento da dívida e da possibilidade de cumprimento por meio de aporte de capital, conforme regulação da ANEEL.

Parágrafo Segundo – A ANEEL poderá definir critérios adicionais ou requisitos mais restritivos que impliquem a abertura de processo de caducidade, com vistas a propiciar que a DISTRIBUIDORA preste o serviço público de distribuição de energia elétrica de forma compatível com a realidade tecnológica, regulatória e comercial do setor elétrico durante toda a vigência do contrato de concessão.

Parágrafo Terceiro – A aplicação do disposto no Parágrafo Segundo deverá ser precedida de processo de consulta pública, elaboração de análise de impacto regulatório e carência mínima de três anos para início da vigência da apuração de qualquer critério adicional ou requisito mais restritivo que venha a ser definido pela ANEEL.

116. Foram recebidas 62 contribuições. Destas, 29 contribuições propuseram detalhamentos sobre os ativos a serem indenizados, em caso de extinção da concessão.

117. As especificações versaram sobre a metodologia de cálculo, comandos quanto a ativos em construção, enquadramento de ativos não elétricos como vinculados ao serviço concedido ou a inclusão dos saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

118. Entende-se que o texto original, em conjunto com as Subcláusulas Terceira, Quarta, Sexta e Oitava (após as alterações realizadas na minuta), é suficiente para estabelecer as premissas para a apuração da indenização, que deve considerar os bens indispensáveis para a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, observada as disposições do Decreto, da legislação superveniente, bem como da regulamentação aplicável. Não obstante, a Subcláusula Quinta foi aperfeiçoada de forma a consolidar as subcláusulas afestas à indenização:

Subcláusula Quinta – Para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização de que trata as Subcláusulas Segunda, Terceira e Quarta dessa Cláusula.

119. Das 33 contribuições remanescentes, 14 dispuseram sobre os Critérios de Eficiência com relação à Continuidade e, principalmente, à Gestão Econômico-Financeira. Muitas das contribuições trouxeram o mesmo conteúdo, em que propõem tratamento específico em alegados casos de descumprimento em que não haveria ação ou omissão da distribuidora:

“Entende fundamental se definir de forma clara que o processo de abertura de caducidade deve ocorrer apenas nos casos em que a empresa deu causa ao descumprimento. O Parecer nº 00298/2019/PFANEEL/PGF/AGU defende que, após o descumprimento do critério, a empresa poderá “expor justificativas que eventualmente elidam sua responsabilidade pelo descumprimento contratual ou, ainda, questionar o resultado apurado pela ANEEL referente aos parâmetros de eficiência”. Uma vez demonstrado que a empresa não deu causa ao descumprimento, não caberia a aplicação de caducidade. A sugestão é que a avaliação da causa do não atendimento seja incorporada aos critérios de eficiência, a serem regulamentados pela ANEEL.

De fato, se a empresa não deu causa ao desequilíbrio econômico e financeiro, não se trata de questão de eficiência na gestão e, por isso, não faz sentido que ANEEL e/ou Poder Concedente realize um processo de caducidade ou troca de controle societário, uma vez que a nova empresa/controlador irá experimentar o mesmo desequilíbrio. O processo iria apenas agravar a situação da concessão, prejudicando os consumidores. Nesse caso, não sendo a gestão da distribuidora a causa do problema, deve-se atuar em sua causa, reestabelecendo as condições econômicas para que a concessão seja sustentável.”

120. Em nossa avaliação, sustenta-se que a objetividade do indicador é uma das premissas da apuração do critério de eficiência na gestão econômico-financeira (seguindo os moldes da prorrogação de 2015). A proposta de Termo Aditivo remete à regulamentação, que deverá tratar a formulação e as condições. De todo modo, não é conclusão do Parecer nº 00298/2019/PFANEEL/PGF/AGU que se deva incluir aspectos subjetivos ao critério, conforme sugere a contribuição:

“24. [...], não há razão jurídica para conferir novo prazo para que a concessionária corrija falhas e transgressões quando lhe foi oportunizado período de até 5 anos para melhorar a prestação do serviço [...]

25. Não atingido os indicadores, surge para a Agência o poder-dever de instaurar o processo de caducidade do contrato de concessão sem a necessidade de dar prazo para a correção, [...]

26. Todavia, embora não seja necessário conceder prazo para correção das falhas e transgressões, a concessionária possui o direito ao contraditório e à ampla defesa no processo, ou seja, deve ser instada previamente para se manifestar sobre o descumprimento dos critérios de eficiência. Veja-se que a concessionária deverá ser notificada não para apresentar um plano de correção de falhas e transgressões, mas para expor justificativas que eventualmente elidam sua responsabilidade pelo descumprimento contratual ou, ainda, questionar o resultado apurado pela ANEEL referente aos parâmetros de eficiência.”

121. E relembra-se que, quando da verificação preliminar do descumprimento do critério econômico-financeiro, a ANEEL oficia as distribuidoras, de modo que estas possam apresentar suas considerações ao cálculo apurado, sendo garantida, também, a devida instrução do processo administrativo.

122. Outro bloco de contribuições se referiu a mecanismos de elevar a geração de caixa operacional bruta ou do lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização – LAJIDA usada no Critério de Eficiência Econômico-Financeiro. Entre estes instrumentos estão a exclusão de elementos não recorrentes, adição de efeitos dos reposicionamentos tarifários no horizonte de análise e as necessidades de expansão específicas da concessão. Mesmo na manutenção do descumprimento, sugere-se a possibilidade de apresentação de um plano de recuperação e, apenas após a contínua inadimplência, o acionista teria a necessidade de aportar como adicional de LAJIDA.

123. Estas formas de elevar o LAJIDA realizado, no intuito de verificar situação econômico-financeira distinta que a devida, é debatida desde 2005, quando de <https://sua.mpsimpage/2015/08/08/obter-gabido-sep-idade>, com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica com base no Decreto 8.461, de 2 de junho de 2015 – prorrogação das concessões de distribuição vincendas em 2015). Na ocasião não foram aceitas as contribuições.

124. Da mesma forma que no passado, não foram aceitas as contribuições que tratam da formulação e das condições de apuração do critério econômico-financeiro, uma vez que a proposta do atual Termo Aditivo remete à regulamentação.

125. Houve, ainda, contribuições a respeito da Subcláusula Oitava que tratou do plano de transferência:

Subcláusula Oitava – A DISTRIBUIDORA poderá apresentar plano de transferência do controle societário anteriormente à instauração pela ANEEL de processo administrativo em face do descumprimento das condições de prorrogação de que trata a Cláusula Décima Oitava, sem prejuízo ao disposto no art. 4º-C da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e observando que:

I – O plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado;

II – A transferência de controle societário deverá ser concluída antes da instauração do processo de extinção da concessão; e

III – Verificado o não cumprimento do plano de transferência de controle societário pela DISTRIBUIDORA ou a sua não aprovação pela ANEEL, será dado seguimento ao processo de extinção da concessão e caberá à ANEEL instruir o processo e o encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, com sua manifestação.

126. As contribuições foram no sentido de que os planos de transferência possam ser apresentados antes da conclusão definitiva do processo administrativo de extinção, de forma que as concessionárias teriam mais tempo hábil para elaborá-los.

127. Ocorre que o texto submetido à Consulta Pública se referia à minuta do contrato das concessões de distribuição vincendas de 2015, cuja Cláusula Décima Oitava - Condições de Prorrogação previa carência para o atingimento dos Critérios de Eficiência dispostos nos Anexos II e III da referida minuta. Considerando que as concessões do processo ora em discussão não dispõem de carência, nos termos do Decreto nº 12.068/2024, bem como considerando a posterior edição da Lei nº 13.360, de 2016, que define, em seu art. 4º-C, "*que concessionário, permissionário ou autorizatário de serviços e instalações de energia elétrica poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga, conforme regulação da Aneel*", há perda de objeto da subcláusula oitava, sujeita à regulamentação da disposição legal.

128. Portanto, houve o acatamento parcial, de forma que a Subcláusula Oitava foi excluída da minuta.

129. Também ocorreram contribuições a respeito do Parágrafo Primeiro da Subcláusula Décima Terceira:

Parágrafo Primeiro – A ANEEL estabelecerá os indicadores de que trata o caput desta Subcláusula, sendo que, para o critério econômico-financeiro, observar-se-á, dentre outros, a necessidade de LAJIDA positivo, de capacidade de realização de investimentos mínimos, de gerenciamento da dívida e da possibilidade de cumprimento por meio de aporte de capital, conforme regulação da ANEEL.

130. As contribuições versaram sobre a substituição do termo “indicadores” por “critérios”, que alegaram ser mais abrangente e aderente ao caput da subcláusula e que seria melhor para analisar a capacidade econômica e financeira das distribuidoras, além de se considerar o efeito dos reposicionamentos tarifários ou dos parâmetros de regulação econômica:

“Sugere-se substituir o termo “indicadores” por “critérios”, que é mais abrangente e aderente ao caput da subcláusula.

Como vem sendo objeto de debate nos últimos anos, em muitos casos a utilização exclusiva de indicadores para avaliar a capacidade econômica e financeira para prestar o serviço de distribuição pode conduzir a conclusões equivocadas a respeito da sustentabilidade da concessão e, por isso, ~~deve ser complementada por outros tipos de análises, a serem detalhadas na regulação da ANEEL.~~



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Ademais, sugere-se acrescentar à lista de elementos que serão considerados na análise “o efeito dos reposicionamentos tarifários ou dos parâmetros de regulação econômica”, conforme § 8º, do Art. 2º, do Decreto 12.068. A razão principal é que, uma vez demonstrado que o processo tarifário será suficiente para corrigir o desequilíbrio verificado, não há razão para se instaurar um processo de caducidade ou exigir aporte de capital.

Com relação ao indicador de qualidade, o Decreto frisa que os limites são aqueles ‘anuais globais’ de frequência e duração, de forma isolada ou conjunta. No entanto, a proposta colocada pela ANEEL reflete, em parte, o que dispôs o Decreto, carecendo de um detalhamento mínimo para o critério de eficiência com relação à qualidade do serviço, o qual, segundo o Decreto, deve ser anual e global para que seu descumprimento configure a inadimplência passível de processo de caducidade”.

131. Em nossa avaliação, entende-se que o texto original é suficiente para estabelecer as condições para abertura do processo de caducidade, nos termos definidos pelo Decreto nº 12.068/2024 e da legislação aplicável. Houve a aceitação da substituição do termo "indicadores" por "critérios" por se entender como sinônimos, uma vez que a permuta não afasta a objetividade da análise, sujeita à regulamentação da ANEEL, conforme as condições já estabelecidas no Decreto:

Art. 5º A minuta do termo aditivo ao contrato de concessão deverá conter hipóteses de abertura de processo de caducidade em razão da não prestação de serviço adequado, estabelecendo, no mínimo:

I - o não atendimento do critério de continuidade do fornecimento, caracterizado pelos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos de frequência e de duração, de forma isolada ou conjuntamente, por dois anos consecutivos; e

II - o não atendimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos.

§ 1º A minuta do termo aditivo ao contrato de concessão deverá prever a possibilidade de a Aneel definir critérios adicionais ou requisitos mais restritivos que impliquem a abertura de processo de caducidade com vistas a propiciar que as concessionárias prestem o serviço público de distribuição de energia elétrica compatível com a realidade tecnológica, regulatória e comercial do setor elétrico durante toda a vigência do contrato de concessão.

132. Por fim, relativamente ao efeito dos "reposicionamentos tarifários ou dos parâmetros de regulação econômica", do § 8º, do Art. 2º, do Decreto 12.068/2024, este se aplica nos casos em que uma distribuidora não cumpra as exigências para a prorrogação, não se estendendo nas diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão, dispostas nos art. 4º, 5º e 6º do referido Decreto.

III.13 - CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO(S) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) SOCIETÁRIO(S)

133. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Terceira:

O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) obriga(m)-se a não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do grupo de controle, sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Primeira – O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) declara(m) aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições deste CONTRATO, obrigando-se a manter nos atos constitutivos da DISTRIBUIDORA disposição no sentido de não transferir, ceder ou, de qualquer forma, alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do bloco de controle acionário sem a prévia anuência da ANEEL.

Subcláusula Segunda – A transferência, integral ou parcial, de ações ou quotas que resultem em um novo controlador, só será reconhecida pela ANEEL quando o(s) novo(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) assinar(em) termo de anuência e submissão às condições deste CONTRATO e às normas legais e regulamentares da concessão.

Subcláusula Terceira – O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) assina(m) o presente TERMO ADITIVO como interveniente(s) e garantidor(es) das obrigações e encargos ora estabelecidos.

Subcláusula Quarta – O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se compromete(m) a observar a regulação da ANEEL para controladores de concessionárias de serviço público, compreendendo mas não se limitando a diretrizes sobre divulgação de informações, gestão de riscos e suporte a decisões de longo prazo, sendo que, no que tange à divulgação de informações, serão respeitados os regulamentos e normas de divulgação do mercado de capitais aplicáveis à DISTRIBUIDORA ou a

seu(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) conforme o caso, no Brasil e no exterior, nos casos de empresas

com o identificador S100370634005306300059005400540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



134. Foram recebidas 4 contribuições. As contribuições recebidas sobre essa cláusula propuseram aprimoramentos da redação, de modo a esclarecer as obrigações dos sócios controladores em virtude da transferência de controle.

135. Sobre esse tema, cabe destacar o que dispõe a Lei nº 8.987, de 1995:

Art. 27. **A transferência de concessão ou do controle societário da concessionária sem prévia anuência** do poder concedente implicará a caducidade da concessão.

§ 1º **Para fins de obtenção da anuência de que trata o caput deste artigo**, o pretendente deverá:

I - atender às exigências de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal necessárias à assunção do serviço; e

II - comprometer-se a cumprir todas as cláusulas do contrato em vigor.

(nossos grifos)

136. A disposição legal deve ser mantida na redação do contrato de concessão, tornando claras as obrigações dos sócios controladores. O controle societário, nos termos da Lei, é caracterizado pelo poder de imposição de vontade aos atos da sociedade, exercido pela pessoa natural ou jurídica, ou o grupo de pessoas vinculadas por acordo de voto, ou sob controle comum. Assim, o aprimoramento da redação pretende deixar mais explícito que é necessária a anuência prévia da ANEEL em caso de eventual de transferência de ações que resultem em transferência de controle societário.

137. Adicionalmente, tal disposição deve constar do estatuto social da concessionária, de modo que seja não sejam transferidas, cedidas ou alienadas ações em quantidade ou condições que impliquem a transferência do controle acionário sem a prévia anuência. Assim, conclui-se por acatar as contribuições, alterando-se a redação do caput e da Subcláusula Décima Terceira, conforme segue:

O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) obriga(m)-se a não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que impliquem a transferência do ~~fazem parte do grupo de~~ controle acionário, sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Primeira – O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) declara(m) aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições deste CONTRATO, obrigando-se a manter nos atos constitutivos da DISTRIBUIDORA disposição no sentido de não transferir, ceder ou, de qualquer forma, alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que impliquem a transferência do ~~fazem parte do bloco de~~ controle acionário sem a prévia anuência da ANEEL.

III.14 - CLÁUSULA DECIMA QUARTA – CONSULTA AOS USUÁRIOS

138. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Quarta:

O objetivo das consultas é induzir efetiva cooperação e compartilhamento de informações entre DISTRIBUIDORA e partes interessadas relevantes, de forma a assegurar que os diversos interesses dos usuários sejam levados em consideração nas ações da concessionária.

Subcláusula Primeira - A DISTRIBUIDORA deverá consultar as partes interessadas relevantes, pelo menos, ao seguinte:

I - elaboração de plano de investimento para cada ciclo tarifário contendo as ações dispostas nos itens XVIII, XIX e XX da Cláusula Terceira deste contrato;

II - demais temas previstos em regulação da ANEEL.

Subcláusula Segunda - A DISTRIBUIDORA deve estabelecer processo estruturado para condução da Consulta aos Usuários, identificando as partes interessadas em cada ação e que promova sua efetividade, conforme regulamento.

139. Foram recebidas 16 contribuições. As 5 contribuições realizadas por distribuidoras e ABRADDEE foram unânimes em sugerir a exclusão da Cláusula, justificando que se trata de inclusão de comandos que não constam nas diretrizes estabelecidas pelo Decreto nº 12.068/2024 para elaboração da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão pela ANEEL.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

140. Sobre esse ponto, destacamos o que traz o Decreto, em seu art. 4º:

Art. 4º A Aneel definirá a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão que contemplará as condições previstas neste Decreto, que deverá conter cláusulas que assegurem, **no mínimo**: (grifo nosso)

141. O Decreto 12.068/24 traz os pontos mínimos que as cláusulas contratuais devem endereçar, o que possibilita que sejam endereçadas propostas na linha de outras diretrizes do Decreto, como satisfação dos usuários, investimento prudente e modernidade das técnicas. Portanto, não foram aceitas as contribuições no sentido de excluir a cláusula.

142. Foram recebidas 4 contribuições de Conselhos de Consumidores, que foram unânimes em contribuir no sentido de que as partes relevantes sejam apenas os Conselhos de Consumidores. Sobre esse ponto, entende-se que os conselhos devam sempre ser consultados, mas não exclusivamente e, portanto, acatou-se parcialmente o pleito. É importante reforçar: os Conselhos de Consumidores contribuem com a visão geral, a experiência de representação e o conhecimento sobre o setor elétrico, e as demais partes interessadas contribuem com as prioridades e visão específica e local de quem será afetado diretamente pela ação da distribuidora.

143. As ações a que se refere o art. 6º do Decreto são ações que promovam:

- a. robustecimento do nível de atendimento do serviço de eletricidade das áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar;
- b. inclusão energética;
- c. redução de perdas não técnicas;
- d. regularização da prestação do serviço público em áreas de vulnerabilidade socioeconômica;
- e. desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética.

144. Ainda, outras partes podem ser consultadas, além de consumidores. A depender da ação e local onde será realizada, a forma de engajamento da distribuidora com as partes afetadas se altera.

145. Portanto, os conselhos têm papel fundamental na formulação de propostas para as ações, podendo ajudar na interlocução das demais partes, até mesmo pela experiência de interação com a distribuidora. Mas outras partes devem participar da consulta.

146. Promoveram-se três alterações após a análise das contribuições: o escopo, objeto de entrega e a necessidade de regulação.

147. Com relação ao escopo, como a intenção da Consulta foi trazer mais legitimidade para o uso das receitas acessórias próprias e complementares e dos valores arrecadados referentes à ultrapassagem da demanda e ao excedente de reativos (UDEROR), ele será as ações listadas nos incisos III e IV do art. 6º do Decreto, retirando-se o inciso II. Destacando novamente o que foi trazido na Nota Técnica nº 1.056/2024-SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL: como a distribuidora passará a se utilizar de recursos financeiros que outrora eram devolvidos aos consumidores, em ações que já fazem parte do objeto da concessão, entende-se ser razoável que os usuários que serão impactados pelas ações colaborem na formulação do plano, trazendo suas necessidades e prioridades. Destaca-se, ainda, que, em ambientes onde existe competição, a própria dinâmica do mercado pressupõe que as necessidades dos consumidores estão sendo reveladas e atendidas, o que não pode não ser naturalmente existente em ambiente de monopólio, como o do setor de distribuição de energia elétrica. Neste caso, os contratos de concessão e a regulação é que tentam emular a satisfação do consumidor, por meio de incentivos e estabelecimento de obrigações a serem cumpridas pelas distribuidoras.

148. Com relação ao objeto de entrega, de forma a ampliar a autonomia da distribuidora na consulta, deverá ser entregue um Plano de Ações. Entende-se que o Plano de Ações é mais amplo para ser trabalhado junto aos usuários e possibilita mais abertura à distribuidora sobre o que tratar na consulta. Comenta-se isso em virtude de que o plano de investimentos a que se refere o Decreto inclui também outras ações que não fazem parte obrigatoriamente da consulta aos consumidores e demais usuários, que são aquelas listadas no inciso II do art. 6º. Assim, o Plano de investimentos trará os investimentos feitos para as ações dos três incisos. As ações objeto de Consulta aos consumidores e demais usuários ~~podem ou não depender de investimentos, e a distribuidora escolherá como tratar a apresentação desses investimentos~~ usuários.



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

149. Como terceiro ponto de mudança na Cláusula, retira-se a necessidade de regulação da matéria, pois se entende que há suficiente material a respeito de engajamento do consumidor à disposição das distribuidoras, de conhecimento público, incluindo a experiência desenvolvida em outros países e manuais, como, por exemplo, os que foram trazidos na Nota Técnica nº 1.056/2024-SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL. Dessa forma, evita-se a criação de mais uma norma setorial. Ainda, a necessidade de regular a matéria poderia trazer demora no estabelecimento dessas ações pela distribuidora. Ressalta-se, entretanto, que nada impede que, futuramente, o tema seja objeto de regulação, a depender da experiência que será obtida com os primeiros planos.

150. Sobre a possibilidade de que, por não haver regulação, a Consulta aos consumidores e demais usuários não seja trabalhada de forma efetiva pelas distribuidoras, entendemos que acrescentar a obrigação de que o processo seja divulgado, incluindo os objetivos, etapas, interação com usuários e resultados, aumenta o escrutínio da sociedade sobre a qualidade do que será realizado pela distribuidora. Há diversos exemplos de como pode ser divulgado esse processo na experiência internacional^[1]. Ainda, a transparência pode ser um reforço à atuação da distribuidora na legitimação do seu processo de consulta, pois a divulgação do processo registra o esforço de todas as partes consultadas e a forma que se organizaram para resultar no exposto no Plano de Ações. Inclusive, é importante divulgar também as dificuldades e problemas encontrados ao longo da consulta.

[1] Como exemplos: <https://www.enwl.co.uk/about-us/engaging-with-our-stakeholders/engagement-hub/> e <https://www.ukpowernetworks.co.uk/our-company/engaging-with-our-stakeholders>

151. As contribuições das distribuidoras também sugeriram que não é necessário estabelecer a Consulta ao Usuário em Cláusula Contratual. Quanto a isso, trazemos dois contrapontos: a existência de Cláusula trata a exigência trazida pelo Decreto de elaborações das ações em discussão para toda a extensão contratual. Portanto, em qualquer contexto futuro no qual a distribuidora estará inserida, esta exigência se manterá. Outro contraponto que reforça a criação da Cláusula é a dispensa de regulação. Como, a priori, não se enxerga a necessidade de regulação, o tema deve constar no contrato de forma destacada.

152. Acata-se a sugestão de tornar o texto mais claro quanto à autonomia da concessionária. Faz parte do modelo contratual da distribuidora sua autonomia de gestão sobre investimentos e ações. Ressalta-se, porém, que o processo de consulta aos consumidores e demais usuários não é impeditivo dessa autonomia, na medida que as necessidades tanto da distribuidora quanto dos usuários devem ser tratadas na interação. Cabe então à boa comunicação a responsabilidade de saber conduzir os pontos de vista e necessidades diferentes que podem estar no processo.

153. Também foi acatada a contribuição de destacar a necessidade de observância de aspectos regionais no processo de consulta. Isso reforça a importância do processo de definição dos consumidores e usuários que participarão das consultas, para que, assim, sejam incorporadas especificidades geográficas, sociais e econômicas das regiões.

154. A redação final da Cláusula consta na minuta do termo aditivo apresentada no anexo desta Nota Técnica.

III.15 - CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA – ALOCAÇÃO DE RISCOS

155. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Quinta:

Os riscos decorrentes da execução da concessão serão alocados ao Poder Concedente ou à Concessionária, nos termos das Subcláusulas Primeira e Segunda.

Subcláusula Primeira – Com exceção das hipóteses previstas neste Contrato de Concessão, a Concessionária é integral e exclusivamente responsável por todos os riscos relacionados à Concessão, inclusive, mas sem limitação, pelos seguintes riscos:

I – variação de mercado sobre o valor de Parcela B entre as revisões tarifárias periódicas, observado o disposto na Subcláusula Vigésima Terceira da Cláusula Sexta;

II – variação nos custos de conexão e de uso das instalações de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica e de compra de energia em relação aos custos eficientes ou regulatórios;



IV – surgimento de concorrência na prestação de serviços ora caracterizados como monopólio natural, não ensejando ressarcimentos;

V - de estrutura tarifária, autorizada pela ANEEL, inclusive aquela ajustada às realidades da concessão, de acordo com a subcláusula Vigésima Primeira da Cláusula Sexta, não ensejando pleitos compensatórios em caso frustração da receita intencionada, ressalvado o que consta na Subcláusula Décima Sétima da Cláusula Sexta;

VI - gestão econômico-financeira, técnica e operacional do negócio concedido.

Parágrafo Único – a ANEEL poderá proceder à revisão tarifária extraordinária, conforme subcláusula Décima Quinta da Cláusula Sexta, observando:

i) a capacidade de gestão da DISTRIBUIDORA e do Poder Concedente sobre o risco identificado e suas consequências;

ii) significância do risco materializado em relação a situação econômico-financeira do contrato ao longo da sua duração; e

iii) apresentação de ações de prevenção, quando for o caso, e de mitigação do risco materializado por parte da distribuidora.

Subcláusula Segunda - a Concessionária não é responsável pelos seguintes riscos relacionados à Concessão, cuja responsabilidade é do Poder Concedente, nos termos da regulação:

I – variação nos custos de encargos setoriais, garantidas as neutralidades sobre as receitas conforme Subcláusula Décima Sétima da Cláusula Sexta;

II – variação nos custos eficientes ou regulatórios dos demais itens da Parcela A, garantidas as neutralidades sobre as receitas eficientes ou regulatórias conforme Subcláusula Décima Sétima da Cláusula Sexta;

III - criação, alteração ou extinção de tributos, encargos legais ou benefícios tarifários pelo Poder Concedente, excetuada a legislação dos tributos sobre renda, preservando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato;

IV - decisão arbitral, judicial ou administrativa que impeça ou impossibilite a concessionária de cobrar as tarifas homologadas pela Aneel, causando desequilíbrio econômico-financeiro comprovado, exceto nos casos em que a Concessionária tiver dado causa a tal decisão ou não atuou diligentemente sobre a decisão;

V - alteração unilateral do contrato que afete o seu equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela DISTRIBUIDORA; e

VI - indenização dos ativos regulatórios não amortizados ao termo do Contrato.

Subcláusula Terceira - a ocorrência de eventos de força maior ou caso fortuito será tratada nos termos da regulação, sendo responsabilidade da DISTRIBUIDORA a prestação do serviço adequado nas condições possíveis.

156. Foram recebidas 33 contribuições, mas, antes de analisá-las, comenta-se sobre a lógica utilizada para a construção da Cláusula.

157. A eficiente alocação de riscos contratual pode diminuir o custo da concessão à sociedade, ou seja, diminuir o custo do serviço. A lei que rege as concessões (nº 8.987/95) traz que a concessão de serviço público é por conta e risco da concessionária. Em que pese haver interpretações mais estritas sobre esse texto da Lei, de que todos os riscos seriam alocados à concessionária, entendemos que a adequada interpretação deve ser ponderada pelos impactos na prestação do serviço, uma vez que o repasse de todos os riscos à distribuidora pode levar a aumento do custo da concessão, bem como a deterioração da qualidade do serviço. Portanto, propomos que alguns riscos sejam alocados ou compartilhados com o Poder Concedente.

158. Como regra geral, os riscos devem ser alocados à parte que possui capacidade (ou possui mais capacidade) de influenciar ou controlar a ocorrência do evento, antecipar-se ou responder a ele, controlando seu impacto, ou de absorvê-lo com menor custo.

159. Ainda, deve-se levar em conta que a regulação discricionária, adotada pela ANEEL aos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, traz o reequilíbrio periodicamente à distribuidora, por meio das revisões tarifárias periódicas. Nestes momentos, os preços são alinhados aos custos eficientes da empresa. Diferentemente desse modelo, a regulação por contrato o custo da concessão é pago pelo consumidor, o que pode levar a um custo mais elevado para o consumidor. Observamos os custos com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



necessários para a execução do serviço. Na regulação discricionária, por existir o instrumento da revisão, alinham-se os custos eficientes às tarifas periodicamente. Isso, inclusive, permite a introdução de melhorias e maior flexibilidade para lidar com a evolução e as incertezas do setor, e possibilita a adaptação do modelo regulatório a novas circunstâncias. Esse regime de regulação conecta-se à alocação de riscos contratuais. Portanto, percebe-se redução de risco para a concessionária com a previsão de revisões tarifárias periódicas. Ressalta-se que nem todos os contratos de infraestrutura possuem o instrumento de revisão tarifária periódica nesses termos abrangentes

160. Além das revisões periódicas, há, ainda, o instrumento das revisões tarifárias extraordinárias nos contratos de distribuição de energia elétrica, que são a possibilidade de rever a tarifa em caso de severo desequilíbrio econômico-financeiro, quando não se mostra viável esperar até o próximo processo tarifário para equalizar o fator de risco causador do desequilíbrio. Ou seja, é mais uma forma de compartilhamento de risco com o Poder Concedente. É importante destacar que a RTE ou recomposição do equilíbrio pode ser feita também em favor do Poder Concedente.

161. Utilizando-se os conceitos acima, passa-se a explicar o caso concreto da Cláusula de Alocação de riscos para os aditivos contratuais de prorrogação da concessão e a análise das contribuições recebidas.

162. A estruturação da Cláusula de risco se deu da seguinte forma: o texto da Subcláusula Primeira refletiu o que estabelece a Lei das Concessões. Em seguida, a Subcláusula Segunda retira alguns riscos da distribuidora. A subcláusula Terceira trata dos riscos de caso fortuito e forma maior, e a Subcláusula Quarta do risco de mercado para o regime econômico do tipo B, de que trata a Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta.

163. A Subcláusula Primeira traz os riscos alocados às distribuidoras. Os riscos elencados nesta Subcláusula não são exaustivos. Algumas contribuições trouxeram que o texto aumenta a percepção de risco, e fazem menção à Lei nº 14.133/21, que é a Lei das licitações. Essa lei tem aplicação subsidiária às concessões. As contribuições trouxeram sugestão para tratamento sobre os riscos residuais, que fazem parte do contrato em virtude de sua incompletude. Quanto a isso, tendo em vista a assimetria de informação a que se submete o regulador, entende-se que é a concessionária que tem mais conhecimento sobre o seu negócio e, portanto, tem mais condições de se preparar e lidar com riscos que hoje não são mapeados pelo regulador, por estar inserida neste mercado. Isso significa que ela poderia absorver esses riscos a um custo menor à sociedade. Repassar os riscos residuais ao Poder Concedente pode representar maior custo à concessão, pois o Poder Concedente não tem a completude de conhecimento do negócio, e, portanto, tem menos possibilidade de se antecipar ao risco.

164. E, repisa-se, a possibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária trata os desequilíbrios econômico-financeiros de grande significância, que possam afetar a sustentabilidade da concessão e a obrigação da concessionária de prestar o serviço adequadamente.

165. O texto que trata da Revisão Tarifária Extraordinária foi alocado em parágrafo único da Cláusula de alocação de riscos. A revisão extraordinária, geralmente, é aplicada a casos onde o risco causador do desequilíbrio severo é alocado ao Poder Concedente, mas também pode ser aplicada a casos onde o risco é alocado à distribuidora, desde que atendida as condições estabelecidas na regulação.

166. Ainda com respeito a esta Subcláusula, algumas contribuições trouxeram a possibilidade de compartilhamento com o Poder Concedente de alguns riscos listados como exclusivos da distribuidora. A contribuição incluiria em subcláusula específica esses riscos compartilhados, com utilização de limite de efeito econômico máximo a ser suportado pela distribuidora. Os três riscos trazidos na contribuição como alvo de compartilhamento seriam: i) o de mercado e estrutura tarifária; ii) o de gestão técnica, operacional e de custos de capital do negócio concedido e iii) o de alteração de modalidades tarifárias. Quanto aos dois primeiros, trata-se de base do regime econômico escolhido de *price cap* consubstanciado nos contratos de concessão. A distribuidora se sujeita às variações do mercado e de estrutura tarifária, podendo ganhar ou perder receita. Também, o preço máximo estabelecido para o *lag* tarifário entre revisões periódicas traz o incentivo para diminuição de custos, entre eles, o de gestão mencionado. E as revisões tarifárias periódicas já são o mecanismo de compartilhamento desses riscos com o Poder Concedente. A possibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária não modifica a alocação de riscos. Pode-se tratar os efeitos materializados dos riscos via RTE, porém, há necessidade de severo desequilíbrio econômico-financeiro para tal, e tais riscos continuam sendo alocados à distribuidora, por escolha de regime econômico. A significância dos efeitos materializados dos riscos é alvo de regulação, mais precisamente do Submódulo 2.9 do PRORET, e eventuais atualizações devem seguir o rito próprio de alterações normativas.

167. Quanto ao terceiro risco que as contribuições sugeriram para compartilhamento, o de alteração de modalidades tarifárias, acatou-se o tratamento dos efeitos sobre a receita decorrentes da transição para nova metodologia

de estrutura tarifária. O texto foi alocado na Subcláusula Vigésima Segunda da Cláusula Sexta. O regime de *price cap*

Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



desincentiva a tomada de risco de estabelecimento de novas modalidades tarifárias. Porém, entendemos adequado o tratamento sobre a variação de receita em função da nova modalidade somente quando de sua implementação, conforme regulação. Após esse momento, as variações de receita com migrações e modulação de consumo fazem parte do risco da distribuidora sob o regime de *price cap*.

168. Algumas contribuições trouxeram preocupação a respeito do inciso III, que trata da não prestação do serviço adequado de distribuição, como sendo redação muito ampla. A preocupação externada é que o inciso esvazie o direito das distribuidoras ao reequilíbrio econômico-financeiro por alterações unilaterais relacionadas à qualidade do serviço, e que, *como será a regulação que definirá no que consiste o “serviço adequado”, poder-se-á procurar sustentar no futuro que eventuais custos para se adequar a novos parâmetros de qualidade fixados pela ANEEL jamais poderão ser objeto de reequilíbrio econômico-financeiro*. Quanto a isso, traz-se que a regulação discricionária utilizada nos contratos de concessão de distribuição já prevê o momento de reequilíbrio do contrato a respeito desses custos, que são as revisões tarifárias, de forma periódica. Caso se incorra em desequilíbrio econômico-financeiro severo, há o instrumento da RTE.

169. Sobre o inciso IV, houve dúvidas com a interpretação do inciso a respeito dos serviços mencionados. Para trazer mais precisão, o texto foi reescrito de forma a reproduzir a condição para prorrogação da concessão que consta no Art. 6º do Decreto 12.068/24: *IV – abertura ao ambiente competitivo da prestação de serviços inicialmente por ela prestados, não ensejando ressarcimentos*.

170. Houve contribuições no sentido de possibilitar pleitos, quando das revisões tarifárias, para revisar parâmetros utilizados nesses processos, no sentido de se observar características específicas da concessão. Quanto a isso, considera-se algo que deva ser tratado nas discussões acerca das metodologias desses parâmetros.

171. Segue-se agora à análise da Subcláusula Segunda da alocação de riscos, que são os riscos alocados ao Poder Concedente. Essa subcláusula traz os riscos de forma extensiva.

172. O inciso IV teve sua redação melhorada para tornar claro que não se trata de decisões individuais que impeçam a distribuidora de cobrar/faturar determinados consumidores, e sim, daquelas extensivas a todos os consumidores ou parte considerável de seu mercado e que causem significativo desequilíbrio econômico-financeiro.

173. Algumas contribuições trouxeram inciso exclusivo para tratamento dos efeitos econômicos de descontos ou compensação tarifária. Destaca-se que o inciso III da minuta de contrato já prevê que a criação de benefícios tarifários pelo Poder Concedente é risco a ele alocado.

174. Sobre o inciso V, que trata da alteração unilateral do contrato, algumas contribuições vieram no sentido de incluir que o reequilíbrio se dê concomitantemente a seu fato gerador, conforme traz a Lei 8.987/95. Sobre isso, destaca-se que, por vezes, há inviabilidade prática disso, pois boa parte dos eventos são identificados após ocorrência. Nesse sentido, destaca-se que o caput da Subcláusula Segunda faz menção à regulação, tratando os riscos cuja avaliação para reequilíbrio não enseja critérios de severidade.

175. Houve contribuições no sentido de colocar como risco do Poder Concedente as consequências econômico-financeiras relacionadas a áreas de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e de elevada inadimplência. Quanto a isso, o Decreto demonstrou preocupação para tratamento, quando destacou no art. 4º que os níveis regulatórios de perdas e receitas irrecuperáveis devem refletir o desempenho da distribuidora no plano para atuação no combate às perdas. Portanto, entende-se que se trata de matéria de regulação. E, por ser como tal, os níveis eficientes com compra de energia, onde se encaixam as perdas de energia, já são risco do Poder Concedente.

176. Algumas contribuições trouxeram que os efeitos de vandalismo e furtos de equipamentos seriam risco do Poder concedente. Consideramos que tais ações são eventos típicos que fazem parte da área de concessão da qual a distribuidora faz parte, e que a distribuidora tem mais poder de antecipação para se preparar a tais ações sobre sua rede e equipamentos que o Poder Concedente.

177. Com relação à Subcláusula Terceira, que trata do compartilhamento de riscos entre o Poder Concedente e a Distribuidora na ocorrência de caso fortuito ou força maior, foram recebidas diversas contribuições no sentido de alocar esse risco apenas ao Poder Concedente ou definir limitações à responsabilidade da Distribuidora no corpo do contrato.

Terceira. Como exemplo desse compartilhamento, cita-se a ocorrência de eventos climáticos severos e seu impacto na continuidade do fornecimento. A ANEEL estabeleceu parâmetros para que um evento do tipo seja expurgável dos indicadores de continuidade, por meio dos critérios de Dia Crítico e Interrupção em Situação de Emergência - ISE. Ocorre que, diferentemente de outros setores, a distribuição de energia é serviço tão essencial que justamente na ocorrência de caso fortuito ou força maior é que o esforço da distribuidora deve ser máximo. Há um claro compartilhamento de responsabilidades: a regulação promove um grau maior de flexibilidade no atendimento, com limites diferenciados, ao mesmo tempo em que a distribuidora tem enorme responsabilidade em reforçar o atendimento, usando todo o seu contingente de materiais e força de trabalho para fazer frente aos desafios do momento.

179. Cabe ressaltar que o Decreto 12.068 avançou no sentido de atribuir mais responsabilidade à distribuidora nesse tema específico, por meio da exigência de metas para o restabelecimento do serviço após eventos climáticos extremos (incentivo que não consta da regulação atual de ISE), bem como do aumento da publicidade com relação aos indicadores totais de DEC e FEC (sem a aplicação de expurgos). Em linha com toda essa demanda da sociedade, que exige um atendimento cada vez melhor, especialmente em virtude dos eventos climáticos de grande impacto ocorridos no Brasil nos últimos 2 anos, entendemos ser fundamental manter esse compartilhamento.

180. A Subcláusula Quarta traz a alocação do risco de mercado para o caso de opção pelo regime de regulação econômica do tipo “b”, a que se refere a Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta. A possibilidade de opção por este regime pretende tratar a diretriz do Decreto 12.068/24 para que o contrato seja flexível na definição do regime econômico que melhor se adapte à evolução do segmento de distribuição. Como o regime atual de *price cap* aloca o risco de mercado à distribuidora, a alternativa de modelo seria algum que ou alocasse esse risco ao Poder Concedente, ou o compartilhasse com ele, conforme explicado no texto sobre a Cláusula Sexta desta Nota Técnica.

181. Assim, após as análises, o texto da Cláusula de alocação de riscos está apresentado na minuta de termo aditivo anexo.

III.16 - CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA – MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

182. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Sexta:

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação de dispositivos do presente CONTRATO, a DISTRIBUIDORA poderá solicitar às áreas organizacionais da ANEEL afetas ao assunto a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única – Para dirimir as dúvidas não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no caput desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

183. Foram recebidas 04 contribuições a respeito do modo amigável de solução de divergências contratuais, com a sugestão de inclusão de cláusula arbitral que teria por base, conforme alegado pelos proponentes, redação já aprovada e utilizada por outras agências reguladoras.

184. Sobre o tema, o Parecer da PF opinou que existe uma discricionariedade de a Administração Pública utilizar ou não a arbitragem como meio alternativo de solução de controvérsias, não sendo necessário que o contrato de concessão estabeleça este meio de resolução de conflitos, competindo à ANEEL fazer um juízo de valor sobre a conveniência e oportunidade da utilização da via arbitral nos contratos de concessão de distribuição.

185. O Parecer cita as vantagens e desvantagens de tal utilização. Em relação as vantagens, a arbitragem permite uma solução do conflito de forma mais célere em comparação com o processo judicial. O artigo 23 da Lei n. 9.307/96 fixa um prazo máximo de 6 (seis) meses para a sentença arbitral, a menos que as partes estipulem prazo diverso.

186. A arbitragem também permite uma maior especialização na análise da controvérsia, uma vez que os árbitros a serem escolhidos pelas partes deverão possuir conhecimento técnico especializado na matéria em questão, o que nem sempre é possível no âmbito do Poder Judiciário. Ademais, a arbitragem pode ser considerado um método mais eficiente para solução de conflitos, tendo em vista o alto índice de cumprimento voluntário das sentenças arbitrais.

187. Por outro lado, existem desvantagens na adoção da arbitragem pela Administração Pública. A primeira delas é o custo. Enquanto na jurisdição estatal a Administração Pública é isenta de custas e despesas processuais, na arbitragem o ente público poderá ter que arcar com elevados valores necessários para viabilizar o procedimento. Assim, ao optar pela arbitragem, a ANEEL deverá ter em mente os custos envolvidos, caso resolva recorrer aos tribunais arbitrais, e eventuais limitações com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



orçamentárias.

188. Outra desvantagem da arbitragem é que a Administração Pública terá que renunciar a suas prerrogativas processuais, como prazo em dobro, intimação pessoal, duplo grau de jurisdição obrigatório, dentre outras.

189. Tendo em vista os argumentos acima colocados e o fato de que o contrato não veda a arbitragem como instituto extrajudicial de resolução de conflitos, recomenda-se não acatar as contribuições e manter a redação da Cláusula Décima Sexta sem alterações no que trata da adoção pela arbitragem.

III.17 - CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA – DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

190. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Sétima:

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL poderá delegar ao Estado de XXXXXX competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização e mediação dos serviços públicos de energia elétrica prestados pela DISTRIBUIDORA.

Subcláusula Única – A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação.

191. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

III.18 - CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA – DEMAIS DISPOSIÇÕES

192. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Oitava:

A celebração deste TERMO ADITIVO rescinde para todos os efeitos as cláusulas e subcláusulas do Contrato de Concessão nº XX/XX-ANEEL, de XX de xxxxx de XXXX, e dos demais aditivos assinados anteriormente a este TERMO ADITIVO.

Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA aceita na assinatura deste TERMO ADITIVO as condições de prorrogação estabelecidas no presente instrumento jurídico, bem como as disposições do Decreto 12.068, de 20 de junho de 2024.

Subcláusula Segunda - A DISTRIBUIDORA declara a total e irrestrita renúncia à propositura de ações de qualquer natureza decorrentes da relação objeto do presente termo, exceto às previstas na Cláusula Décima Quarta e nas hipóteses em que for necessário garantir a ampla defesa e o contraditório.

Subcláusula Terceira - A DISTRIBUIDORA declara ter desistido de todas as ações de qualquer natureza existentes antes da assinatura deste TERMO ADITIVO e que conflitem com o presente termo, inclusive as ajuizadas por associação representativa de classe da qual a DISTRIBUIDORA faça parte.

Subcláusula Quarta - A DISTRIBUIDORA renúncia, em caráter irrevogável e irretratável, a eventuais direitos preexistentes contra a União relativos à concessão, decorrentes de eventos anteriores à assinatura deste TERMO ADITIVO.

Subcláusula Quinta - A desistência de que trata esta Cláusula deve ser comprovada por meio da apresentação de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea “c” do inciso III do caput do art. 487, do Código de Processo Civil.

Subcláusula Sexta - A DISTRIBUIDORA declara ter recolhido todas as multas com trânsito em julgado administrativo decorrentes de ação fiscalizatória da ANEEL.

193. Foram recebidas 42 contribuições para a Cláusula Décima Oitava. As principais contribuições recebidas para essa cláusula propuseram, em resumo:

- manutenção do texto proposto;

- modificação da palavra “rescinde” do caput;



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 39

- exclusão das subcláusulas segunda, terceira, quarta, quinta e sexta;
- inclusão de obrigação de pagamento de valores devidos decorrentes de processos administrativos com trânsito em julgado administrativo;
- tratamento de aspectos previstos na privatização das concessionárias;

194. Essas contribuições foram avaliadas pelo Parecer nº 14/2025/PFANEEL/PGF/AGU, cujo entendimento jurídico foi pela manutenção da palavra “rescinde” no caput e pela exclusão da subcláusula sexta. Adicionalmente, a PFANEEL entendeu pelo não acatamento da contribuição relacionada ao tratamento de aspectos da privatização das concessionárias. As subcláusulas segunda, terceira, quarta e quinta foram agrupadas em duas subcláusulas, considerando o Parecer nº 14/2025/PFANEEL/PGF/AGU e as contribuições recebidas.

III.19 - CLÁUSULA DÉCIMA NONA – PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO TERMO ADITIVO

195. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Décima Nona:

O presente TERMO ADITIVO será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes do Ministério de Minas e Energia, da DISTRIBUIDORA e do(s) ACIONISTA(S) CONTROLADOR(ES) (ou SÓCIO(S) QUOTISTA(S)), juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais

196. Não foram recebidas contribuições para esta Cláusula.

III.20 - CLÁUSULA VIGÉSIMA – CONDIÇÕES DE MANUTENÇÃO CONTRATUAL

197. A minuta do termo aditivo proposta trouxe a seguinte redação para a Cláusula Vigésima:

Como alternativa ao não cumprimento das exigências para a prorrogação contratual definidas no Decreto nº 12.068, de 2024, referentes ao critério de eficiência com relação a gestão econômico-financeira, a DISTRIBUIDORA deverá promover aporte de capital necessário à sustentabilidade econômica e financeira da concessão, na forma e montante definidos nessa Cláusula.

Subcláusula Primeira - O aporte de capital será de, no mínimo, R\$ XXX ([...] bilhão(ões), [...] milhão(ões), [...] mil, [...] real(is) e [...] centavo(s).

I – o aporte de capital deverá ser em Caixa ou Equivalentes de Caixa ou pela conversão de Empréstimos Passivos, em contrapartida de Integralização de Capital Social ou de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, no prazo de noventa dias, contado da celebração do termo aditivo ao contrato de concessão.

II - o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital deverá ser registrado na conta contábil 2405.1 - Recursos Destinados a Aumento de Capital - Adiantamento, não podendo haver devolução dos recursos ao(s) Sócio(s) Controlador(es), devendo ser convertido em Capital Social em até 90 dias.

Subcláusula Segunda - A não efetivação do aporte de capital no prazo estabelecido do incisos I da Subcláusula Primeira:

I - tornará sem efeito o termo aditivo ao contrato de concessão; e

II - implicará a concordância, por parte da DISTRIBUIDORA, com a prorrogação da concessão nas condições vigentes quando da apresentação do requerimento de que trata o art. 7º do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, por até vinte e quatro meses, contados do respectivo termo contratual, a critério do Poder concedente, para a realização da licitação de que trata o art. 13 do mesmo Decreto.

198. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula. A redação final da cláusula está apresentada na minuta de termo aditivo (Anexo).

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

199. A presente Nota Técnica fundamenta-se nos seguintes dispositivos legais:



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 40

- a) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- b) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- c) Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018; e
- d) Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024;

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

200. Após análise das contribuições apresentadas por meio da Consulta Pública nº 027/2024, conclui-se que a minuta de termo aditivo apresentada em Anexo se encontra em condições de ser apreciada pela Diretoria Colegiada da ANEEL, visando encaminhamento ao Ministério de Minas e Energia para utilização na prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

201. Recomenda-se que seja aprovada pela Diretoria da ANEEL e encaminhada ao Ministério de Minas e Energia a Minuta de Contrato de Concessão apresentada em Anexo, a ser utilizada nos processos na prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

(Assinado digitalmente)
JESUS ROBERTO FERRER DE FRANCESCO
Especialista em Regulação - SCE

(Assinado digitalmente)
MARCELO MACIEL TINANO
Analista Administrativo - SCE

(Assinado digitalmente)
ANDRE MEISTER
Gerente de Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia
Elétrica - SCE

(Assinado digitalmente)
YURI GERREIRA GOMES DIAS
Especialista em Regulação - SFT

(Assinado digitalmente)
EDUARDO HIROMI OHARA
Coordenador de Monitoramento da Sustentabilidade Econômico-
Financeira - SFF

(Assinado digitalmente)
FAUSTO FERNANDO DEODATO
Coordenador Adjunto de Monitoramento da Sustentabilidade
Econômico-Financeira - SFF

(Assinado digitalmente)
RENATO MARQUES BATISTA
Coordenador de Monitoramento do Mercado e Regulação
Econômico-Financeira - SFF

(Assinado digitalmente)
ROGERIO AMENT
Gerente de Monitoramento, Regulação e Conformidade Regulatória
Econômico-Financeira Substituto - SFF

(Assinado digitalmente)
RODRIGO FERNANDES BRAGA COELHO
Superintendente Adjunto de Fiscalização
Econômica, Financeira e de Mercado - SFF

(Assinado digitalmente)
MAXWELL MARQUES DE OLIVEIRA
Especialista em Regulação - SFT

(Assinado digitalmente)
JAQUELINE GODOY
Gerente de Fiscalização da Distribuição - SFT

(Assinado digitalmente)
FERNANDA PEREIRA DE PAULA
Analista Administrativo - SMA

(Assinado digitalmente)
GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALES
Superintendente Adjunto - SMA

(Assinado digitalmente)
AILSON DE SOUZA BARBOSA
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)
CLÉLIA FABIANA BUENO GUEDES
Analista Administrativo - STD

(Assinado digitalmente)
JOÃO MARCELO CAVALCANTE DE ALBUQUERQUE
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)
CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)
MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação - STD



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade>
com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

(Assinado digitalmente)
RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Coordenador de Qualidade na Prestação do Serviço de Distribuição -
STD

(Assinado digitalmente)
DAVI VIDAL RÔLA ALMEIDA
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)
DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO
Coordenador de Acesso ao Sistema e Atendimento ao Consumidor -
STD

(Assinado digitalmente)
AILSON DE SOUZA BARBOSA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CLÉLIA FABIANA BUENO GUEDES
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
PEDRO MELLO LOMBARDI
Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição - STD

(Assinado digitalmente)
CARLOS EDUARDO BARREIRA FIRMEZA DE BRITO
Coordenador de Eficiência Energética - STE

(Assinado digitalmente)
CARMEN SILVIA SANCHES
Secretária Adjunta de Inovação e Transição Energética - STE

(Assinado digitalmente)
MURILO ANTUNES BRAGA
Especialista em Regulação - STR

(Assinado digitalmente)
DIEGO LUÍS BRANCHER
Especialista em Regulação - STR

(Assinado digitalmente)
FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Gerente de Gestão tarifária- STR

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação – STR

(Assinado digitalmente)
FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
Gerente de Regulação Econômica - STR

(Assinado digitalmente)
VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
Especialista em Regulação - STR

De acordo:

(Assinado digitalmente)
THAIS BARBOSA COELHO
Superintendente Adjunta de Concessões, Permissões e Autorizações
dos Serviços de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Superintendente de Fiscalização
Econômica, Financeira e de Mercado

(Assinado digitalmente)
GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA
Superintendente de Fiscalização Técnica
dos Serviços de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ RUELLI
Superintendente de Mediação Administrativa
e das Relações de Consumo

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços
de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
PAULO LUCIANO DE CARVALHO
Secretário de Inovação e Transição Energética

(Assinado digitalmente)
CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente de Gestão Tarifária
e Regulação Econômica



Documento assinado eletronicamente por **Fausto Fernando Deodato, Coordenador(a) Adjunto(a) de Monitoramento da Sustentabilidade Econômico-Financeira**, em 20/02/2025, às 12:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 42



Documento assinado eletronicamente por **Flávia Lis Pederneiras, Gerente de Gestão Tarifária**, em 20/02/2025, às 12:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Ailson De Souza Barbosa, Especialista em Regulação**, em 20/02/2025, às 12:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Thais Barbosa Coelho, Superintendente Adjunto(a) de Concessões, Autorizações e Permissões dos Serviços de Energia Elétrica**, em 20/02/2025, às 12:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **André Meister, Gerente de Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 20/02/2025, às 12:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Glácomo Francisco Bassi Almeida, Superintendente de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica**, em 20/02/2025, às 12:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Diego Luis Brancher, Coordenador(a) Adjunto(a) de Regulação Tarifária**, em 20/02/2025, às 12:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Fernandes Braga Coelho, Superintendente Adjunto(a) de Fiscalização Econômica e Financeira**, em 20/02/2025, às 12:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Maxwell Marques De Oliveira, Coordenador(a) de Análise da Distribuição**, em 20/02/2025, às 12:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Jaqueline Godoy, Gerente de Fiscalização da Distribuição**, em 20/02/2025, às 12:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Jesus Roberto Ferrer De Francesco, Coordenador(a) de Gestão das Outorgas da Transmissão e Distribuição**, em 20/02/2025, às 12:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Clélia Fabiana Bueno Guedes, Analista Administrativo**, em 20/02/2025, às 12:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Renato Marques Batista, Coordenador(a) de Monitoramento do Mercado e Regulação Econômico-Financeira**, em 20/02/2025, às 12:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 20/02/2025, às 12:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Eduardo Hiromi Ohara, Coordenador(a) de Monitoramento da Sustentabilidade Econômico-Financeira**, em 20/02/2025, às 12:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Maciel Tinano, Analista Administrativo**, em 20/02/2025, às 12:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **João Marcelo Cavalcante De Albuquerque, Especialista em Regulação**, em 20/02/2025, às 12:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Pereira De Paula, Coordenador(a) de Engajamento da Sociedade**, em 20/02/2025, às 12:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Documento assinado eletronicamente por **Maria Luiza Ferreira Caldwell, Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado**, em 20/02/2025, às 12:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Documento assinado eletronicamente por **Renato Eduardo Farias De Sousa, Coordenador(a) de Qualidade na Prestação do Serviço de Distribuição**, em 20/02/2025, às 12:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 20/02/2025, às 13:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Queiroz Oliveira, Especialista em Regulação**, em 20/02/2025, às 13:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Marcel Ferreira Da Silva, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 20/02/2025, às 13:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Augusto Cardoso Moraes, Gerente de Regulação Econômica**, em 20/02/2025, às 13:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 20/02/2025, às 13:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Daniel José Justi Bego, Coordenador(a) de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários**, em 20/02/2025, às 14:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Davi Vidal Rôla Almeida, Coordenador(a) Adjunto(a) de Qualidade na Prestação do Serviço de Distribuição**, em 20/02/2025, às 14:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Ruelli, Superintendente de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo**, em 20/02/2025, às 14:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Coordenador(a) de Regulação Tarifária**, em 20/02/2025, às 14:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carmen Sílvia Sanches, Secretário(a) Adjunto(a) de Inovação e Transição Energética Substituto(a)**, em 20/02/2025, às 15:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Barreira Firmeza De Brito, Coordenador(a) de Eficiência Energética**, em 20/02/2025, às 15:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Luciano De Carvalho, Secretário(a) de Inovação e Transição Energética**, em 20/02/2025, às 15:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Camila Figueiredo Bomfim Lopes, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 20/02/2025, às 15:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Mendonça Oliveira De Queiroz, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 20/02/2025, às 15:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rogério Ament, Coordenador(a) de Conformidade Regulatória Econômico-Financeira**, em 21/02/2025, às 08:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Yuri Ferreira Gomes Dias, Especialista em Regulação**, em 21/02/2025, às 11:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Murilo Antunes Braga, Especialista em Regulação**, em 21/02/2025, às 12:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 44



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0051235** e o código CRC **27584725**.

Referência: Processo nº 48500.902208/2024-34

SEI nº 0051235



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

Nota Técnica Conjunta 5 (0051235)

SEI 48500.902208/2024-34 / pg. 45

VOTO

PROCESSO: 48500.902208/2024-34.

INTERESSADOS: Distribuidoras de energia elétrica, Consumidores.

RELATOR: Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa.

RESPONSÁVEL: Diretoria (DIR).

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 027/2024, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a formalizar a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

I – RELATÓRIO

1. Em 21 de junho de 2024 foi publicado o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, conforme o art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. O Decreto também estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica.
2. O art. 4º do Decreto determina que a ANEEL deve elaborar a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, observando as condições previstas no próprio Decreto.
3. Em 19 de julho de 2024, na 6ª Sessão Pública Extraordinária de Distribuição de Processos, o processo foi antecipadamente a mim distribuído.
4. Em 23 de julho, 9 e 16 de agosto de 2024, foram realizadas reuniões¹ entre a Diretoria da ANEEL, acompanhada das áreas técnicas, e a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE, acompanhada de representantes dos principais grupos do segmento de

¹ SicNet nº 48576.000648/2024-00, nº 48575.004796/2024-00 e nº 48575.004798/2024-00.



distribuição, nas quais apresentaram, pela ótica das empresas, aspectos importantes relacionados ao tema renovação das concessões.

5. Em 26 de agosto de 2024, convidei² representantes das principais entidades representativas do segmento consumo, com o objetivo de obter subsídios e contribuições dessas instituições sobre o tema.

6. Em 2 de setembro de 2024, recebi a Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD³, que apresentou suas considerações.

7. Em 5 de setembro de 2024, realizei reunião⁴ com representantes da Associação das Distribuidoras de Energia Elétrica Latino-Americanas – Adelat, que apresentaram suas considerações acerca do processo de prorrogação de concessões de distribuição de energia elétrica por meio da análise do caso brasileiro sob a perspectiva dos países latino-americanos.

8. Em 9 de setembro de 2024, realizei reunião⁵ com representantes do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, com objetivo de oportunizar a apresentação de contribuições do ONS acerca do conteúdo mínimo do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

9. Em 16 de setembro de 2024, a PSR, consultoria na área de energia, encaminhou por meio de mensagem eletrônica⁶ apresentação contendo suas considerações acerca de possíveis aprimoramentos ao regime regulatório da distribuição de energia elétrica, destacando que o material encaminhado reflete exclusivamente a opinião da PSR sobre o tema.

² SicNet 48575.004799/2024-00 - Para essa reunião, foram convidados o Instituto de Defesa de Consumidores – Idec, Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica - Conacen, Instituto Pólis, Associação Nacional dos Consumidores de Energia Elétrica - Anace, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – Abrace, Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor da Secretaria Nacional do Consumidor – Senacon, Frente Nacional dos Consumidores de Energia, Câmara de Coordenação e Revisão dos Assuntos Relacionados ao Consumidor e à Ordem Econômica do Ministério Público Federal, Fundação Procon - São Paulo e o Fórum Nacional das Entidades Cíveis de Defesa do Consumidor.

³ SicNet nº 48575.004800/2024-00.

⁴ SicNet nº 48575.004801/2024-00.

⁵ SicNet nº 48575.004803/2024-00.

⁶ SicNet nº 48575.004804/2024-00.



10. Em 25 de setembro de 2024, via mensagem eletrônica⁷, a ABRADEE enviou uma proposta de minuta de contrato de concessão, no sentido de contribuir com as áreas técnicas em relação às suas percepções quanto às diretrizes do Decreto 12.068/2024.
11. Em 2 de outubro de 2024, foi realizada Reunião Técnica com o objetivo de as áreas técnicas apresentaram seus estudos, conclusões e proposta do aditivo contratual aos diretores e seus respectivos assessores.
12. Em 9 de outubro de 2024, por meio da Nota Técnica nº 1.056/2024- SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL⁸, as unidades SCE, SFF, SFT, SMA, STE, STD e STR se manifestaram acerca das diretrizes apresentadas no Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e propuseram minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a formalizar a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
13. Em 10 de outubro de 2024, foi apresentado ao Ministério de Minas e Energia - MME, um panorama sobre os principais pontos a serem regulados e que constam da minuta de Contrato para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, além do cronograma contendo as próximas etapas deste processo.
14. Em 15 de outubro de 2024, na 38ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria instaurou a Consulta Pública nº 27/2024, por 47 dias, no período de 16 de outubro a 2 de dezembro de 2024, para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões.
15. Durante este período, foram realizadas diversas reuniões com os agentes, as áreas técnicas e os Diretores. Destaco este ponto para registrar o quanto este processo foi debatido internamente e com atores externos, reforçando mais uma vez a importância que a ANEEL confere ao diálogo quando da tomada de suas decisões.

⁷ SicNet nº 48575.004804/2024-00.

⁸ SicNet nº 48526.011443/2024-00.



16. Em 22 e 28 de novembro de 2024, minha assessoria, junto com as áreas técnicas, recebeu a ABRADÉE em reunião⁹, que apresentou suas considerações sobre as cláusulas econômicas e da matriz de risco, no que diz respeito à flexibilidade normativa e áreas com severas restrições operativas.

17. Em 5 de dezembro de 2024, recebi a LIGHT em reunião¹⁰ que abordou a questão da classificação e tratamento para áreas com severas restrições ao combate às perdas não técnicas e Inadimplência e, em 16 de dezembro, a concessionária foi recebida pela STR e minha assessoria.

18. Em 16 de dezembro de 2024, recebi representante da Federação Nacional dos Engenheiros – FNE, que detalhou¹¹ suas contribuições enviadas na CP 27/2024 e na CP 32/2024.

19. Entre 16 de dezembro de 2024 e 17 de fevereiro de 2025, também recebi representantes da CPFL Energia, Energisa, EDP, e da ABRADÉE, acompanhada da minha assessoria e de assessores dos demais diretores e das áreas técnicas¹².

20. Em 23 de janeiro de 2025, me reuni com a Confederação Nacional dos Urbanitários - CNU, entidade que representa trabalhadores que atuam em 19 empresas controladoras dos contratos de concessão cuja renovação encontra-se em pauta. Na ocasião, foram detalhadas as contribuições que a CNU apresentou no âmbito da Consulta Pública¹³.

21. Em 29 de janeiro de 2025, a meu pedido, foi realizada reunião com o Tribunal de Contas da União - TCU e com a Corregedoria Geral da União - CGU, ocasião em que foi oportunizado que as instituições de controle apresentassem suas ponderações sobre o tema¹⁴.

⁹ SicNet nº 48575.006758/2024-00.

¹⁰ SicNet nº 48575.006759/2024-00.

¹¹ SicNet nº 48575.000028/2025-00.

¹² SicNet nº 48575.000029/2025-00 - CPFL em 16/12/2024; SEI 0049234 - ABRADÉE em 23/01/2025; SEI 0049369 - Energisa em 5/2/2025; SEI 0049507- EDP em 17/2/2025.

¹³ SEI 0049245.

¹⁴ SEI 0049280.



22. Em 5 de fevereiro de 2025¹⁵, a equipe técnica da STR se reuniu com representantes do Grupo Energisa, que apresentaram de forma mais detalhada as suas considerações à minuta de Contrato Aditivo proposta.
23. Conforme registro das reuniões incluídas nos autos, nestes dois últimos meses, os demais Diretores também receberam os diversos agentes.
24. Em 5 de janeiro e em 5 de fevereiro de 2025, o Diretor Fernando Mosna recebeu representantes da EDP Espírito Santo e do Grupo Enel¹⁶, também com o intuito de conhecer as contribuições das Distribuidoras no âmbito da Consulta Pública.
25. Em 5 e 12 de fevereiro de 2025, o Diretor-Geral Sandoval Feitosa também se reuniu com representantes dos grupos EDP e Neoenergia, além da ABRADDEE, ocasião em que também acompanhei a reunião¹⁷.
26. Em 13 e 21 de fevereiro de 2025, a Diretora Ludimila Lima se reuniu com representantes dos Grupos Energisa e Neoenergia¹⁸.
27. Em 17 de fevereiro de 2025, o Diretor Ricardo Tili se reuniu com representantes da EDP Espírito Santo e do Grupo Enel, ocasião em que as distribuidoras apresentaram suas considerações sobre o tema¹⁹.
28. Em 5 de fevereiro de 2025, por meio do Memorando Conjunto nº 7/2025-SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL²⁰, foi solicitada análise da Procuradoria Federal junto a ANEEL sobre diversas questões de cunho jurídico trazidas nas contribuições.
29. Em 14 de fevereiro de 2025, a Procuradoria Federal Junto a ANEEL emitiu o Parecer n. 00014/2025/PFANEEL/PGF/AGU, aprovado pelo Despacho nº 00075/2025/PFANEEL/PGF/AGU²¹.

¹⁵ SEI 0041844

¹⁶ SEI 0049931 e SEI 0049952.

¹⁷ SEI 0049409, SEI 0049428, SEI 0049458.

¹⁸ SEI 0049470 e SEI nº 0054298.

¹⁹ SEI 0049921 e SEI 0049926.

²⁰ SEI nº 0041406.

²¹ SEI nº 0047920.



30. Em 19 de fevereiro de 2025, em âmbito interno, foi realizada Reunião Técnica²², para que as áreas envolvidas no processo, quais sejam, a SCE, STR, SFF, STD, SFT, SMA, STE e a Procuradoria Federal junto à ANEEL, apresentassem aos Diretores e seus assessores, a minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessões após a análise de todas as contribuições recebidas na Consulta Pública 27/2024.

31. Em 20 de fevereiro de 2024, por meio da Nota Técnica Conjunta Nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL²³, as unidades SCE, SFF, SFT, SMA, STR, STD e STE apresentaram a análise das contribuições enviadas no âmbito da CP 27/2024 e propuseram a minuta do Termo Aditivo aprimorada.

32. Em 20 de fevereiro de 2025, por meio do Memorando nº 3/2025²⁴, solicitei à Procuradoria Federal junto a ANEEL a análise da legalidade da versão final do Termo Aditivo, anexo à Nota Técnica Conjunta nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL.

33. Na mesma data, acompanhada da minha assessoria e das áreas supracitadas, me reuni com o Ministério de Minas e Energia, também com o objetivo de apresentar um resumo dos principais pontos, resultado da Consulta Pública.

34. Com o mesmo propósito, em 20 de fevereiro de 2025, acompanhada do Diretor-Geral Sandoval Feitosa, da Diretora Ludimila Lima, de assessores dos Diretores Ricardo Tili e Fernando Mosna, e Assessores dos demais Diretores, da Procuradoria Federal junto à ANEEL e das áreas técnicas que trabalharam neste processo, foi realizada reunião virtual²⁵ com a ABRADÉE e os presidentes e diretores regulatórios das Distribuidoras. Gostaria de destacar a satisfação e o orgulho que senti ao final da reunião, quando os representantes das Distribuidoras reconheceram o trabalho exemplar realizado por toda a equipe da ANEEL, que, em um prazo tão curto, conseguiu concluir este processo com excelência, dentro do cronograma proposto no início da atividade. Eles também enfatizaram a importância do diálogo estabelecido entre o regulador e os diversos atores

²² SEI 0053500.

²³ SEI nº 005135.

²⁴ SEI nº 0051722.

²⁵ SEI nº 0054282.



envolvidos, ao longo de toda a instrução processual, ressaltando o valor do processo participativo pautado pela escuta para o sucesso da iniciativa.

35. Em 21 de fevereiro de 2025, me reuni com representantes dos Conselhos de Consumidores das Distribuidoras, com o intuito de apresentar os principais aspectos, resultado das contribuições ao Termo Aditivo ao Contrato de Concessão e ouvir as considerações dos representantes dos consumidores sobre o tema.

36. Em 21 de fevereiro de 2025, por meio do Ofício nº 1/2025-ARSEP-E²⁶, a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo – ARSESP solicitou que fossem reavaliados os aspectos relacionados à vulnerabilidade e ao aumento da resiliência da rede, conforme estabelecidos na minuta de Termo Aditivo, disponibilizada na Nota Técnica nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL, especialmente no que tange ao inciso XVIII da Cláusula Terceira.

37. Em 25 de fevereiro de 2025, a PFANEL, por meio da Nota Jurídica nº 00003/2025/PFANEEL/PGF/AGU²⁷, em resposta a minha solicitação, de analisar a minuta do termo aditivo, constatou que *“o texto está alinhado com o entendimento jurídico exposto no opinativo, em consonância com a motivação da Nota Técnica Conjunta nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL.”*

38. Por fim, além das reuniões com o público externo, já detalhadas, destaco as diversas reuniões realizadas internamente, tanto antes da abertura da CP quanto após o recebimento das contribuições, com participação das Superintendências de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica - SCE, de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF, de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR, de Regulação dos Serviços de Transmissão e de Distribuição - STD, de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo – SMA, de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT, da Secretaria de Inovação e Transição Energética – STE e da Procuradoria Federal junto à ANEEL, além de representantes das Assessorias de todos os Diretores.

²⁶ SEI nº 0052850.

²⁷ SEI nº 0053926



39. Não posso deixar de destacar o esforço, a dedicação e o compromisso dessa equipe, que contou com a colaboração de sete unidades organizacionais e mais de 80 servidores, todos imbuídos do espírito de interesse público. Ressalto e parabeno minha assessoria, bem como os assessores dos demais Diretores, pelo trabalho excepcional e pela dedicação incansável na análise e desenvolvimento deste tema. Esses números refletem a mobilização quantitativa da Agência, mas não capturam as inúmeras horas de estudo, escuta, troca de ideias, e análise crítica que foram essenciais para a conclusão deste processo. Em um curto período desde a publicação do Decreto, e diante de diversas outras demandas prioritárias para o setor elétrico, essa equipe demonstrou um compromisso exemplar, conciliando múltiplas tarefas com grande eficiência. O esforço de todos foi fundamental para o sucesso do trabalho realizado e merece amplo reconhecimento. Como relatora, agradeço e parabeno todos os envolvidos, que trabalharam com grande competência e qualidade técnica, em um prazo desafiador, e a meu ver, com um resultado ponderado que atende às expectativas do setor elétrico, das instituições envolvidas, mas, principalmente, da sociedade brasileira.

40. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

41. Trata-se do resultado da Consulta Pública nº 27/2024, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a formalizar a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

42. A Tabela 1 apresenta a relação das 19 concessionárias de distribuição cujos contratos expiram entre 2025 e 2031. Tais concessionárias resultam de processo de desestatização de empresas anteriormente sob controle direto ou indireto da União, Estados e Municípios, realizado conforme os arts. 27 a 30 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, não abrangidas pelo art. 7º da Lei nº 12.783/2013.



Tabela 1 – Concessões de distribuição vencidas

	Concessionária	UF	Número do Contrato	Data de vencimento
1	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	ES	001/1995	17/07/2025
2	Light Serviços de Eletricidade	RJ	001/1996	04/06/2026
3	Ampla Energia e Serviços - Enel Rio	RJ	005/1996	09/12/2026
4	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba	BA	010/1997	08/08/2027
5	RGE Sul Distribuidora de Energia - RGE	RS	012/1997	06/11/2027
6	Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista	SP	014/1997	20/11/2027
7	Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia - EMS	MS	001/1997	04/12/2027
8	Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia - EMT	MT	003/1997	11/12/2027
9	Energisa Sergipe Distribuidora de Energia - ESE	SE	007/1997	23/12/2027
10	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern	RN	008/1997	31/12/2027
11	Enel Distribuição Ceará - Coelce	CE	001/1998	13/05/2028
12	Enel Distribuição São Paulo - Eletropaulo	SP	162/1998	15/06/2028
13	Equatorial Pará Distribuidora de Energia	PA	182/1998	18/07/2028
14	Elektro Redes S.A.	SP	187/1998	27/08/2028
15	Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga	SP	009/2002	23/10/2028
16	EDP São Paulo Distribuição de Energia	SP	202/1998	23/10/2028
17	Companhia Energética de Pernambuco – Neoenergia Pernambuco	PE	026/2000	30/03/2030
18	Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia	MA	060/2000	11/08/2030
19	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia - EPB	PB	019/2001	21/03/2031

43. Antes de apresentar as principais alterações na minuta do Termo Aditivo, resultantes dos aprimoramentos realizados após a análise das contribuições, é fundamental reiterar, para fins de registro histórico, o contexto da prorrogação das concessões, os critérios adotados para sua avaliação e as diretrizes estabelecidas pelo Decreto 12.068, de 2024. Embora esses aspectos já tenham sido mencionados no voto de abertura da Consulta Pública, sua relevância persiste e justifica sua reafirmação neste momento, a fim de garantir a devida documentação e clareza quanto aos fundamentos que embasam a decisão ora submetida à apreciação do Colegiado.

II.1 – HISTÓRICO RELACIONADO A PRORROGAÇÕES DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO

44. O **art. 175 da Constituição Federal de 1988** estabelece que *“incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.”*

45. Por sua vez, a Lei nº 8.987, de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 acima citado, estabelece o



conceito de serviço adequado como aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

46. A **Lei nº 9.074, de 1995**, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, dispõe em seu art. 4º que: *“as concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987/1995, e das demais.”*

47. Por sua vez, o **§ 4º do art. 4º** estabelece que:

§ 4º As prorrogações referidas neste artigo deverão ser requeridas pelo concessionário ou permissionário, no prazo de até trinta e seis meses anteriores à data final do respectivo contrato, devendo o poder concedente manifestar-se sobre o requerimento até dezoito meses antes dessa data.

48. A partir das disposições legais mencionadas, conclui-se que cabe ao poder concedente demonstrar a conveniência e oportunidade de prorrogar ou licitar uma concessão. A prorrogação é uma possibilidade, condicionada à decisão do poder concedente, com base no interesse público, e não constitui direito adquirido para os atuais concessionários.

49. Dessa forma, a alternativa mais adequada deve ser escolhida com base em critérios de continuidade, eficiência na prestação do serviço e racionalidade operacional e econômica, visando à maximização dos benefícios para os consumidores de energia.

50. Por sua vez, o **Acórdão nº 2.253/2015, do Tribunal de Contas da União**, trouxe a seguinte determinação para o bloco de distribuidoras com concessões a vencer entre 2025 e 2031:

*“9.5.1 com base no art. 4º, § 4º, da Lei 9.074/1995, adote as providências para definição, **com antecedência mínima de três anos do termo final dos contratos de concessões de distribuição de energia elétrica**, prorrogáveis ou não, as diretrizes, regras e regulamentos necessários a dar transparência e previsibilidade ao processo de delegação das concessões de distribuição não alcançadas pelo art. 7º da Lei 12.783/2013;” (grifo nosso)*

51. No referido Acórdão, o TCU expressou preocupação em relação à condução do processo de prorrogação das concessões que expiraram em 2015, notadamente quanto à ausência de avaliações prévias necessárias para fundamentar tal prorrogação e quanto à ausência de



contrapartidas e benefícios para os consumidores das concessionárias no processo de renovação. Isso ocorreu porque o modelo previa a prorrogação das concessões com base no cumprimento de metas futuras, voltadas à recuperação ou manutenção da situação econômico-financeira e da qualidade na prestação dos serviços:

“O modelo proposto não é o de uma prorrogação condicionada. Trata-se de uma prorrogação incondicionada de todas as concessões, pois, para que ocorra a prorrogação é desnecessário realizar qualquer ação prévia, a não ser assinar o novo contrato de concessão.”

52. Em 22 de junho de 2023, o MME, por meio da **Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE**, submeteu à Consulta Pública²⁸ propostas de aprimoramento no tratamento das concessões com vencimento entre 2025 e 2031, em comparação ao processo de prorrogação realizado em 2015, buscando soluções mais eficientes e vantajosas para o setor e para os consumidores.

53. Para tanto, foram propostos critérios de elegibilidade para eventuais prorrogações, além da apresentação de diretrizes mais adequadas à nova realidade do setor elétrico brasileiro que vem passando por um processo de transformação, e que resultaram **em contrapartidas exigidas das distribuidoras para a renovação das concessões**.

27. Tais contrapartidas visam não só melhorar a qualidade do serviço, mas também alinhar as distribuidoras aos objetivos de sustentabilidade e inovação tecnológica, além de assegurar tarifas acessíveis aos consumidores. Como contrapartida, as distribuidoras devem: (a) realizar investimentos em modernização para expandir e melhorar a infraestrutura do sistema de distribuição; (b) implementar tecnologias avançadas para otimizar a operação e reduzir perdas; e (c) adoção de tecnologias digitais para melhorar a eficiência dos serviços, como medidores inteligentes e redes de distribuição mais modernas.

54. Também, segundo a Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, ficou consignado que se observou *“a divisão de papéis entre as instituições para a ANEEL elaborar os novos contratos de concessão de distribuição, sem um nível demasiadamente detalhado que possa limitar o trabalho da Agência, mas sem ser tão genérico a ponto de as diretrizes não serem diretamente aplicáveis”*.

55. Observo, neste ponto, que, de fato, esse se concretizou como o maior desafio enfrentado pela ANEEL na redação das cláusulas contratuais e na análise das contribuições

²⁸ Consulta Pública nº 152/2023 - Concessões Vincendas de Distribuição.



recebidas, muitas buscando estabelecer parâmetros no contrato para endereçar percepções e preocupações legítimas. Ocorre que a única certeza que se tem hoje é que o mundo, o setor elétrico e o Brasil vão mudar muito nos próximos 30 anos e que parâmetros hoje estabelecidos podem no futuro ser insuficientes ou deixar de capturar os comportamentos e serviços que se deseja que os concessionários apresentem, o que a evolução regulatória pode, em contrapartida, acompanhar e acomodar. A arte na confecção da presente minuta de contrato que ora submeto à aprovação da Diretoria Colegiada da ANEEL consistiu, assim, em encontrar essa ponderação e esse equilíbrio.

56. Encerrado o período de contribuições em 24 de julho de 2023, o MME assinou em 13 de setembro do mesmo ano, a **Nota Técnica nº 19/2023/SAER/SE**, que apresentou as diretrizes a serem observadas na condução do processo das concessões de distribuição, com vencimentos entre 2025 e 2031, considerando as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 152/2023. Tal Nota Técnica foi enviada ao Tribunal de Contas da União – TCU, em cumprimento ao Acórdão nº 1245/2023-TCU/Seproc, de 21 de junho de 2023.

57. O Plenário da Egrégia Corte decidiu em 24 de janeiro de 2024, que a avaliação da prorrogação das concessões de distribuição deve se dar de forma individualizada, por meio de fiscalizações específicas de cada concessão vincenda, sem prejuízo de que o Poder Executivo formalize as diretrizes aplicáveis por meio de decreto presidencial.

58. Em 16 de maio de 2024, conforme **Nota Técnica nº 14/2024/SAER/SE**, o MME apresentou proposta de Decreto, ser submetido à Presidência da República.

59. O resultado deste trabalho restou consignado com a publicação do **Decreto nº 12.068, em 21 de junho do corrente ano**, doravante denominado apenas “Decreto”.

60. Em seu **art. 1º** restou estabelecido que: *“as concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4º, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que não tenham sido objeto de prorrogação, poderão ser prorrogadas ou licitadas, por trinta anos, conforme as disposições deste Decreto.”*

61. Por sua vez, o **Parágrafo único do mesmo artigo** dispõe que: *“A licitação ou a prorrogação deverá ser realizada com compromisso imediato de atendimento de metas de qualidade e eficiência na recomposição do serviço com critérios mais rígidos, de forma isonômica em toda a área de concessão, em benefício dos usuários de energia elétrica.”*



62. Assim, o desafio da ANEEL na elaboração das cláusulas do novo instrumento contratual, em atendimento às diretrizes trazidas pelo Decreto, foi encontrar o equilíbrio entre o detalhamento excessivo, que poderia engessar as regras em um contrato com validade de 30 anos, em um setor que passa por rápidas transformações, versus a existência de cláusulas demasiadamente genéricas. Com esse equilíbrio em mente, foi elaborada a minuta de termo aditivo, que foi submetida à Consulta Pública para receber contribuições da sociedade.

63. Antes de adentrar nos temas objeto desta análise, importante ressaltar que as primeiras concessões vencem em 17 de julho de 2025 (EDP Espírito Santo Distribuição de Energia), em 4 de junho de 2026 (Light Serviços de Eletricidade) e em 9 de dezembro de 2026 (Ampla Energia e Serviços - Enel Rio).

64. Considerando que o Decreto foi publicado **em 20 de junho de 2024**, não é possível atender ao prazo estabelecidos **no §4º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995**, antes citado. Por essa razão, após a aprovação da minuta do termo aditivo as concessionárias que tiverem apresentado o requerimento de prorrogação anteriormente à publicação do Decreto e que mantiverem interesse na prorrogação deverão ratificá-lo no prazo de 30 dias, contado da publicação da minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, e manifestar concordância integral com as condições estabelecidas, seguindo o rito estabelecido do Decreto.

II.2 – DOS CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA PRORROGAÇÃO E PARA MANUTENÇÃO CONTRATUAL (ARTS. 2º E 3º DO DECRETO E CLÁUSULA VIGÉSIMA DA PROPOSTA DE ADITIVO)

65. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, conforme o **art. 2º do Decreto**, está sujeita a três condições principais: a demonstração da prestação adequada do serviço, a aceitação expressa pelas concessionárias das condições estabelecidas no decreto e o cumprimento das demais disposições presentes no termo aditivo ao contrato.

66. A demonstração da prestação do serviço adequado será verificada com base nos critérios para a avaliação da prorrogação, definidos por meio de regulamento da ANEEL, relativos à eficiência: (i) da continuidade do fornecimento²⁹ (mensurada por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções no serviço público de distribuição); e (ii) da gestão econômico-financeira³⁰ (avaliada por meio de indicador que mede a capacidade da concessionária

²⁹ Inciso I do § 1º do art. 2º do Decreto 12.068/2024.

³⁰ Inciso II do § 1º do art. 2º do Decreto 12.068/2024



de honrar seus compromissos econômico-financeiros de forma sustentável), regulados pela REN 948/2021.

67. Caso a concessionária não atenda às exigências para a prorrogação, especialmente no critério econômico-financeiro, o decreto permite (**art. 3º**) que ela faça aporte de capital em até 90 dias a partir da assinatura do termo aditivo. Se a concessionária não realizar o aporte no prazo, o termo aditivo perde efeito, e a concessão poderá ser prorrogada por até 24 meses, a critério do poder concedente, para realização de licitação nos termos do art. 13 do Decreto. Dessa forma, a minuta de contrato de concessão precisa endereçar essa possibilidade.

68. Em resumo, a prorrogação das concessões está sujeita a critérios rígidos de avaliação de desempenho e gestão, mas existe a possibilidade de a concessionária corrigir falhas financeiras, por meio de um aporte de capital, garantindo a continuidade da concessão, desde que cumpra as exigências regulatórias.

69. Já para a avaliação do Critério da Continuidade do Fornecimento, devem ser consideradas a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica e serão aferidos individualmente para cada concessionária e a cada ano civil.

70. Além disso, ficará caracterizado o descumprimento da prestação do serviço adequado quando for constatado, no período de apuração o não atendimento aos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos de frequência e de duração, de forma isolada ou conjuntamente, por três anos consecutivos. Já o Critério Econômico-Financeiro será apurado em bases anuais a partir de 2021, limitando-se a 5 anos de mensuração e deverá considerar reposicionamentos tarifários ou de parâmetros de regulação econômica.

71. A avaliação do cumprimento dos dois critérios ocorrerá em processo específico, bem como da eventual mensuração de aporte de capital, considerando, conforme **§ 8º do art. 2º do Decreto**, o impacto de eventual reposicionamento tarifário ou de parâmetros de regulação econômica no cálculo do indicador, no caso do critério econômico-financeiro. Ressalta-se que há recursos pendentes de deliberação do Colegiado sobre tal critério, mas que não afetam este processo na medida que a aprovação de qualquer que seja a minuta de contrato de concessão não afasta a necessidade de realização da avaliação da elegibilidade de cada concessionária à prorrogação em processos específicos.



72. O Decreto dispõe também que, se houver processo administrativo de caducidade da concessão, a prorrogação fica suspensa até que haja uma decisão final da ANEEL. Caso a caducidade não seja declarada, o processo de análise de prorrogação será retomado. Entretanto, se houver a declaração de caducidade, o pedido de prorrogação será negado.

II.3 – DIRETRIZES PARA O TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO (ARTS. 4º, 5º E 6º DO DECRETO)

73. O **art. 4º do Decreto** determina que a minuta do Termo Aditivo deve incluir cláusulas que assegurem, no mínimo, a abordagem das seguintes questões: sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, inclusive via aporte de capital; atendimento do mercado, inclusive por meio de programas de universalização; satisfação dos usuários com base em indicadores de qualidade e tempo de atendimento; investimento prudente; qualidade na prestação do serviço de distribuição, via apuração de indicadores; publicidade à qualidade na prestação do serviço de distribuição; metas de eficiência na recomposição do serviço, após eventos climáticos extremos; eficiência energética; modicidade tarifária; incentivos à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital; autorização para exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços, que devem favorecer a modicidade tarifária; alocação de riscos entre o poder concedente e as concessionárias.

74. Continua o mesmo artigo a prever a inclusão de mais cláusulas na minuta do aditivo, de modo a assegurar o tratamento dos seguintes temas: critérios para avaliação da qualidade da governança; aprimoramentos das condições econômicas, como admitir a flexibilidade normativa para ajustar o regime de regulação, facultando à ANEEL reconhecer custos de capital e operação entre revisões tarifárias, atividades concorrenciais, diferenciação de tarifas para áreas com desafios específicos; IPCA como indexador para o reajuste tarifário anual; e aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência.

75. Enfatiza ainda a necessidade de tratar a proteção dos dados pessoais dos usuários, custodiados pela concessionária, com possibilidades de compartilhamento de forma não discriminatória, com amplo e isonômico acesso aos interessados e em benefício da concorrência, respeitados os direitos de proteção dos dados pessoais. Outras diretrizes incluem a uniformização de exigências técnicas entre concessionárias e terceirizadas; o estímulo à digitalização das redes; a



modernidade das técnicas, dos equipamentos e das instalações; a possibilidade de limitação do pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio e de novos negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

76. Além disso, determina a divulgação de indicadores de interrupção, a promoção da capacitação profissional com critérios de diversidade; o estabelecimento de canal de comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos Poderes Públicos municipal, distrital e estadual; adesão ao conceito de “trabalho decente” estabelecido pela Organização Internacional do Trabalho – OIT. Por fim, sugere a disponibilização de informações sobre disponibilidade de carga, carregamento atual e projetado, fluxos de potência e demais informações necessárias ao processo de conexão; e dos valores de indenização constantes das faturas dos usuários por violação dos indicadores de continuidade individual.

77. Os **parágrafos 1º a 5º do art. 4º**: (i) estabelecem obrigações às distribuidoras de informar e manter atualizados, em seu sítio eletrônico, os indicadores referidos nos incisos V, VI e VII; (ii) determinam que a apuração desses indicadores deve levar em conta o tratamento específico para áreas de elevada complexidade no combate às perdas de energia e à inadimplência; (iii) exige que, nessas áreas, a distribuidora mantenha plano para atuação no combate às perdas de energia; (iv) definem parâmetros para que a ANEEL estabeleça tarifas de forma diferenciada; e (v) impõem à ANEEL a responsabilidade de criar vedações contra práticas anticoncorrenciais na implementação da migração para o Ambiente de Contratação Livre.

78. Em decorrência do **art. 5º**, a ANEEL deve incluir no contrato cláusulas que especifiquem as hipóteses para a abertura de processo de caducidade devido à não prestação adequada do serviço.

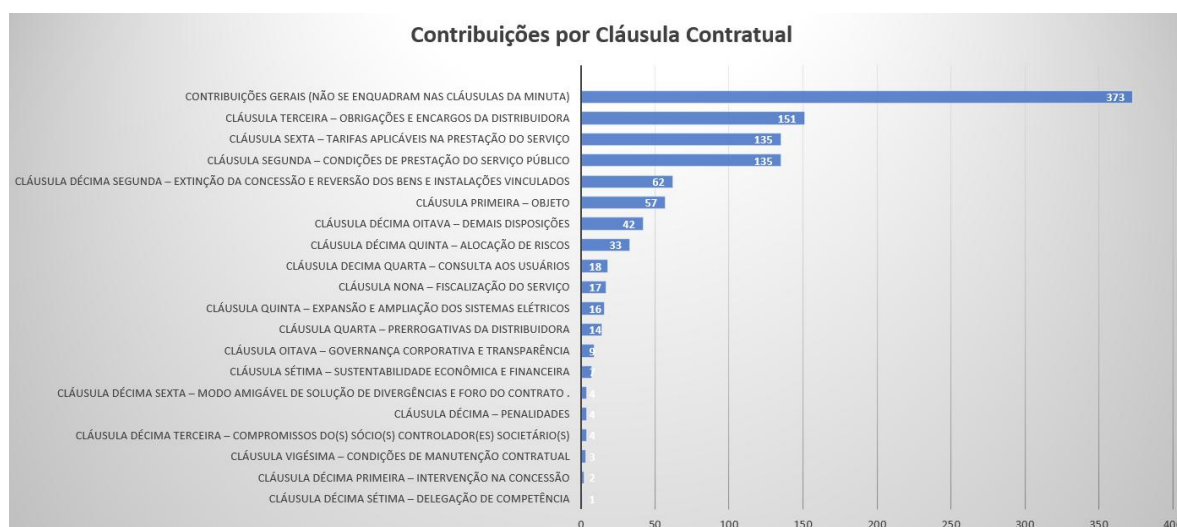
79. Por sua vez, o **art. 6º** define como compromissos pela prorrogação: I - não ressarcimento por abertura eventual ao ambiente competitivo de serviços prestados; II - ações para reduzir a vulnerabilidade e aumentar a resiliência das Redes de distribuição frente a eventos climáticos; III - ações para melhorar o atendimento nas áreas rurais, especialmente no agronegócio e agricultura familiar; IV - ações para inclusão energética, redução de perdas não técnicas, regularização da prestação do serviço em áreas vulneráveis e o desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética.



II.4 – PANORAMA DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

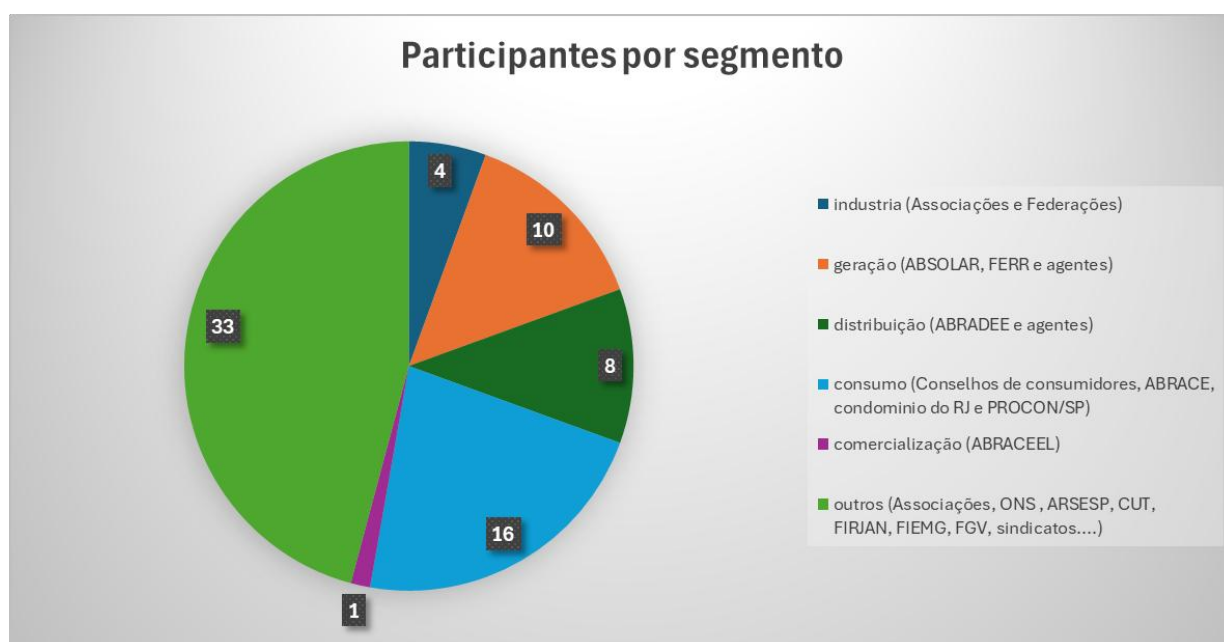
80. Foram recebidas 1.087 contribuições de 72 participantes. No Gráfico 1 apresenta-se a quantidade de contribuições apresentadas por cláusula da minuta do termo aditivo e no Gráfico 2 a quantidade de participantes por segmento.

Gráfico 1 – Quantidade de contribuições



81. Do gráfico acima, nota-se uma quantidade expressiva de contribuições nas cláusulas terceira, sexta e segunda, que tratam das obrigações e encargos das distribuidoras, das questões econômicas associadas ao contrato e das condições de prestação do serviço.

Gráfico 2 – Quantidade de participantes



82. Quanto aos participantes, observou-se a maior participação dos segmentos de consumo e distribuição, além do setor de geração e da indústria. Chama a atenção a participação expressiva do segmento consumo, refletindo a efetividade da participação dos conselhos de consumidores.

83. Os Conselhos de Consumidores são colegiados sem personalidade jurídica, previstos na Lei nº 8.631, de 1993, formados por representantes das principais classes das unidades consumidoras (residencial, rural, poder público, comercial e industrial), e a eles incube opinar sobre os assuntos relacionados à prestação e à qualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica. Muitas vezes, devido à tecnicidade da matéria sendo debatida na ANEEL, a participação dos conselhos de consumidores acaba sendo menos significativa relativamente a outros grupos de interessados, o que não aconteceu neste processo. No presente caso, como citado, a participação do segmento consumo ocorreu de forma expressiva, com contribuições à Consulta Pública e nas reuniões realizadas.

84. Das 1.087 contribuições, 503 foram aceitas ou aceitas parcialmente, 577 não aceitas e 7 contribuições foram consideradas fora do escopo. A quantidade das contribuições aceitas ou parcialmente aceitas, 47%, reflete a efetividade da participação pública, que trouxe subsídios importantes para a análise e aprimoramento da proposta de contrato de concessão, conforme Tabela abaixo.



	Aceita		Aceita parcialmente		Não Aceita		Fora do escopo		Total
		%		%		%		%	
Contribuições Gerais	215	58%	47	13%	104	28%	7	2%	373
Cláusula 1	12	21%	7	12%	38	67%	0	0%	57
Cláusula 2	26	19%	30	22%	79	59%	0	0%	135
Cláusula 3	10	7%	22	15%	119	79%	0	0%	151
Cláusula 4	5	36%	0	0%	9	64%	0	0%	14
Cláusula 5	0	0%	5	31%	11	69%	0	0%	16
Cláusula 6	17	13%	42	31%	76	56%	0	0%	135
Cláusula 7	0	0%	2	29%	5	71%	0	0%	7
Cláusula 8	2	22%	0	0%	7	78%	0	0%	9
Cláusula 9	0	0%	0	0%	17	100%	0	0%	17
Cláusula 10	0	0%	0	0%	4	100%	0	0%	4
Cláusula 11	0	0%	0	0%	2	100%	0	0%	2
Cláusula 12	0	0%	13	21%	49	79%	0	0%	62
Cláusula 13	4	100%	0	0%	0	0%	0	0%	4
Cláusula 14	1	6%	14	78%	3	17%	0	0%	18
Cláusula 15	1	3%	11	33%	21	64%	0	0%	33
Cláusula 16	0	0%	0	0%	4	100%	0	0%	4
Cláusula 17	0	0%	0	0%	1	100%	0	0%	1
Cláusula 18	6	14%	10	24%	26	62%	0	0%	42
Cláusula 20	1	33%	0	0%	2	67%	0	0%	3
Total	300	27,6%	203	18,7%	577	53,1%	7	0,6%	1087

85. O Relatório de Análise das Contribuições – RAC, que apresenta a avaliação individualizada e detalhada das contribuições recebidas na CP nº 27/2024, está disponível no Anexo I da NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL. Vale destacar que todas as contribuições, incluindo aquelas que não seguiram o formato padrão estabelecido pela ANEEL - como as enviadas em texto sem especificação clara das alterações nas cláusulas, foram cuidadosamente ajustadas e convertidas para o formato adequado, a fim de viabilizar a análise pelas áreas técnicas, dada a relevância do tema.

86. Destacaram as unidades organizacionais da ANEEL a quantidade considerável de manifestação de concordância com a proposta do Termo Aditivo levada à participação pública, dos diversos segmentos da sociedade, bem como contribuições com vistas a conferir maior clareza, precisão e ordem lógica ao texto, que foram aceitas.

87. Por outro lado, parte das contribuições não aceitas foram de sugestões para alterar comandos provenientes do próprio Decreto nº 12.068/2024, o que não está na competência da ANEEL. Também não foram aceitas as contribuições que sugeriram detalhamento avaliado como excessivo para a minuta do Termo Aditivo, considerado incompatível com sua vigência de 30 anos, em um setor de evoluções contantes. Houve contribuições de matérias já reguladas pela Agência



ou que precisam ser tratadas em regulação futura, com a prévia discussão da sociedade, conforme rito já estabelecido e previsto na Lei das Agências e normas da ANEEL.

II.5 – TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

88. A minuta do termo aditivo ao contrato de concessão que foi submetida à CP 27/2024 foi elaborada com base no Termo Aditivo aprovado pelo Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, e incorporou as diretrizes do Decreto 12.068, de 2024, além de melhorias a partir da análise das áreas técnicas da ANEEL. Muitas alterações apenas reproduziram dispositivos do novo Decreto, com pequenos aprimoramentos, conforme foi apresentado no **Anexo I da Nota Técnica nº 1.056/2024- SCE-SFF-SFT-SMA-STE-STD-STR/ANEEL, que fundamentou a abertura da CP 27/2024, à qual farei referências no decorrer deste voto como NT 1.056/2024.**

89. Após análise das contribuições, **detalhada na Nota Técnica Conjunta nº 5/2025-SCE-SFT-STD-SFF-STR-STE-SMA/ANEEL (doravante NT 5/2025),** as áreas técnicas propuseram uma **versão aprimorada do Termo Aditivo, constante do Anexo I.**

90. Ressalto que adoto as análises realizadas pelas áreas, até porque as considero o resultado de um aprendizado institucional – de todos os servidores e colaboradores envolvidos: técnicos, especialistas, procuradores, assessores e diretores – ocorrido ao longo desse processo de relevantes trocas com a sociedade, cujo andamento foi conduzido pelas áreas técnicas, acompanhado diretamente por minha assessoria em reuniões internas, sempre com o convite às assessorias dos demais diretores, bem como nas diversas reuniões com o público externo.

91. A seguir, apresento as principais alterações na versão final do Termo Aditivo, bem como as discussões resultantes das diversas contribuições recebidas e das reuniões realizadas. Destaco especialmente os temas que, ao longo deste período, geraram maior preocupação entre os contribuintes de diferentes segmentos, incluindo consumidores, frequentemente por meio de contribuições ou interações com os Conselhos de Consumidores, distribuidoras, representantes da indústria, do setor de geração, comercialização e agências estaduais.

II.5.1 – DO OBJETO

(CLÁUSULA PRIMEIRA DO TERMO ADITIVO)

Constitui objeto deste TERMO ADITIVO formalizar a prorrogação do CONTRATO DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA no XX/XX-ANEEL até XX de xxxxxxxx de 20XX, de acordo com o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, com



fulcro na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

92. A Cláusula Primeira do Termo Aditivo proposto na CP possui além do *caput*, 8 subcláusulas.

93. Em relação ao *caput*, acima transcrito, foram recebidas 9 contribuições sobre a possível perda do período residual entre a assinatura e o término do contrato de concessão, caso ocorra antecipação dos efeitos da prorrogação, conforme o art. 10 do Decreto nº 12.068/2024. As sugestões propuseram que esse período fosse preservado, com o aditivo contratual incluindo novas diretrizes e contrapartidas de investimentos para o período residual e a prorrogação.

94. A Procuradoria Federal, embora o Decreto não mencione explicitamente, opinou, conforme Parecer nº 14/2025, que o prazo de 30 anos deveria ser contado a partir do término do contrato vigente, com base no entendimento expresso do Ministério de Minas e Energia – MME na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, que subsidiou a Consulta Pública MME nº 152/2023, que culminou na publicação do Decreto 12.068. Senão vejamos o que trouxe o Ministério sobre o tema:

*“4.3.0.17. Por fim, havendo o interesse do Poder Concedente e da atual concessionária em antecipar a decisão sobre a prorrogação da concessão, a concessionária pode apresentar o requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas. Tal requerimento pode ser protocolado até mesmo antes do prazo de 36 meses do termo final do contrato. Nesse caso, o aditivo contratual incorporará as novas diretrizes e as eventuais contrapartidas sociais a serem efetuadas a partir de sua assinatura, **mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do seu termo final.***

4.5.4.1. (...). Nesse caso, o aditivo contratual conterá as novas diretrizes e as contrapartidas de investimentos a serem efetuadas a partir de sua assinatura, mas a contagem do prazo do novo contrato ocorrerá a partir do termo final”.

95. Conclui-se assim por acatar as contribuições e alterar a Cláusula Primeira para refletir essa mudança, conforme redação abaixo:

Constitui objeto deste TERMO ADITIVO:



I. promover a alteração dos termos e condições do CONTRATO DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA nº XX/XX-DNAEE ou ANEEL, que passa a vigorar nos termos e condições abaixo estabelecidas, a partir da data da assinatura deste TERMO ADITIVO; e

II. formalizar a prorrogação por 30 (trinta) anos do CONTRATO DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA nº XX/XX-DNAEE ou ANEEL até XX de xxxxxxxx de 20XX, a partir de XX/XX/20XX, de acordo com o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, Portaria MME nº XXX, de XX de xxxxxxxx de 20XX, e com fulcro na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

96. Em relação à Cláusula Primeira, na reunião virtual com a ABRADEE e os presidentes e diretores regulatórios das Distribuidoras, a ABRADEE destacou a questão de eventual indenização no período remanescente do contrato atual e posteriormente enviou sugestão de inclusão de parágrafo, que trata de eventual indenização no período remanescente do contrato atual, nos termos que seguem:

Parágrafo Segundo - Ficam mantidos os direitos à indenização dos bens reversíveis relativos ao período atual da concessão, até o final da vigência do período original.

97. Sobre o pedido, entendo que o texto proposto na NT 5/2025, acompanhado das demais cláusulas, já é suficiente para disciplinar as condições de prorrogação estabelecidas na minuta do Contrato de Concessão, o que inclui as disposições afetas ao direito à indenização e, portanto, a proposta apresentada não deveria ser incorporada à minuta contratual, como passo a avaliar.

98. Nos termos da Lei nº 9.074, de 1995, as concessões de distribuição de energia elétrica podem ser prorrogadas, a critério do Poder Concedente, mas essa prorrogação é facultada e deve ser requerida pelas concessionárias, conforme disposições legais e regulamentares. Por sua vez, em caso de advento do termo contratual opera de pleno direito a indenização à distribuidora.

99. Já nos termos do Decreto nº 12.068, de 2024, a antecipação da prorrogação é uma faculdade estabelecida pelo Poder Concedente e condiciona-se: (i) à demonstração da prestação do serviço adequado, e (ii) à expressa manifestação pela concessionária do interesse na antecipação dos efeitos da prorrogação e (iii) ao cumprimento das demais disposições presentes no termo aditivo ao contrato.

100. Ainda, nos termos da minuta contratual proposta na NT 5/2025, em caso de renovação antecipada, a concessionária já formaliza, na data de assinatura do termo aditivo, a decisão de: (i) de prorrogar sua prestação do serviço público de distribuição por novos 30 anos; e



(ii) de que sejam aplicadas as novas condições e os novos termos estabelecidos no contrato ao prazo remanescente do contrato que será prorrogado, de modo que a contagem de prazo da nova concessão efetivamente só se inicie após o período remanescente da concessão atual.

101. Assim, importante deixar consignado que, declarada a opção pela antecipação da renovação, exigida por disposição legal e regulamentar e, atendendo aos critérios exigidos pelo Poder Concedente, não há nova condicionante a ser observada entre o fim da concessão atual e o início da nova concessão e, portanto, a prorrogação da concessão fica formalizada com a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, não operando, nesse caso, o advento do termo contratual no fim da vigência da concessão atual.

102. Da mesma forma, declarada a opção pela antecipação da renovação, exigida por disposição legal e regulamentar e, atendendo aos critérios exigidos pelo Poder Concedente, não há tampouco nova oportunidade para que o concessionário possa exercer o direito de renunciar direitos à indenização dos bens reversíveis relativos ao contrato de concessão original que foi prorrogado. Assim, entendo que o direito à indenização já está previsto na minuta de contrato, e, ainda, este não se diferencia no período até o final da vigência do contrato atual e aquele que vigorará ao longo dos 30 anos da nova concessão, e só é exigível ao final do prazo do contrato prorrogado.

103. O texto proposto pela ABRADÉE busca manter, mesmo com a antecipação da renovação, o direito a indenização dos bens reversíveis relativos ao período atual da concessão, até o final da vigência do período original. No entanto, pelo exposto, entendo que a redação proposta não merece ser acatada, por não se alinhar às outras disposições já previstas no referido Contrato, as quais promovem alteração dos termos e condições do contrato atual (inciso I do caput da Subcláusula Primeira da Cláusula Primeira, bem como o *caput* da Cláusula Décima Oitava). Desse modo, ao definir contratualmente que os novos termos e condições aplicam-se ao período remanescente da concessão atual, isso se aplica também às cláusulas e subcláusulas que dispõem sobre a indenização, previstas na Cláusula Décima Segunda, incluindo a forma, termos e condições em que esta ocorre.

104. Além disso, em relação à Subcláusula Segunda, foram recebidas contribuições sobre a incorporação de Demais Instalações de Transmissão (DIT) pelas distribuidoras, com pedidos para desconsiderar as interrupções geradas por essas instalações na apuração dos indicadores de



continuidade. As distribuidoras pediram a desconsideração indefinida dessas interrupções. A proposta foi parcialmente aceita, com a inclusão do parágrafo único nesta subcláusula, estabelecendo um prazo de transição de 3 anos para que as interrupções sejam incluídas nos indicadores das distribuidoras, conforme a seguinte proposta:

Subcláusula Segunda – *As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição poderão ser consideradas integrantes da concessão de distribuição conforme regulação da ANEEL.*

Parágrafo Único – *No caso de incorporação de Demais Instalações de Transmissão – DIT pela DISTRIBUIDORA a partir da assinatura deste Termo Aditivo, as interrupções originadas nessas instalações serão consideradas a partir do término do terceiro ano civil subsequente à data de incorporação, para fins de verificação do atendimento aos limites dos indicadores de continuidade do serviço.*

105. Para as demais subcláusulas, foram feitos ajustes pontuais, acatando algumas sugestões de alteração textual, ressaltando que foram enviadas contribuições no sentido de apoiar a manutenção das subcláusulas terceira, quinta e oitava, que tratam de as distribuidoras não terem direito de exclusividade em serviços que possam ser oferecidos de forma concorrencial por outros agentes, a possibilidade de a distribuidora exercer outras atividades, sujeitas a determinadas condições estabelecidas pela ANEEL, e a faculdade de terceiros poderem executar serviços prestados pela distribuidora, conforme regulação da ANEEL.

106. Essas mudanças tornam o setor mais flexível para lidar com transformações, como a descentralização de recursos energéticos distribuídos, o crescimento da geração distribuída, a abertura de mercado e a transição energética.

107. A redação final dos dispositivos citados, com destaque para as alterações, é transcrita a seguir:

Subcláusula Terceira – *Respeitados os contratos vigentes, a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada neste CONTRATO não confere à DISTRIBUIDORA direito de exclusividade relativamente aos consumidores e demais usuários de energia elétrica que, por força da legislação e da regulação da ANEEL, possam adquirir energia elétrica e serviços de outro fornecedor.*

Subcláusula Quinta – *A DISTRIBUIDORA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL, observando-se que:*



- I. o exercício de outras atividades e outros serviços estará sujeito à autorização da ANEEL, por meio de regulação ou por autorização específica da ANEEL;
- II. a autorização para a DISTRIBUIDORA exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores e demais usuários será por sua conta e risco, e devendo favorecer a modicidade tarifária e não prejudicar a prestação do serviço adequado;
- III. a regulação da ANEEL poderá estabelecer os requisitos a serem cumpridos pela DISTRIBUIDORA, incluída a opção de restringir a atuação dessas atividades, observados os critérios concorrenciais da nova atividade e os padrões de qualidade do serviço de distribuição e do atendimento comercial, sem prejuízo da competência de outras autoridades; e
- IV. a arrecadação de tributos na fatura de energia elétrica decorrente de obrigação constitucional ou legal não será considerada atividade empresarial ou fonte de receitas alternativas, complementares e acessórias.

Subcláusula Oitava – A regulação da ANEEL poderá facultar a terceiros a execução de serviços inicialmente prestados pela concessionária e passíveis de serem exercidos em ambiente competitivo, com vistas a beneficiar o consumidor e demais usuários com a ampliação da concorrência no setor elétrico, observada a economicidade na prestação do serviço e assegurada a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

108. Aqui vale comentar um aprimoramento redacional que foi realizado em toda a minuta contratual: os Conselhos de Consumidores indicaram a relevância de se destacar que o “consumidor” não deve ser relegado à condição de “usuário”, e de se guardar aderência à Lei nº 8.078, de 1990 (CDC). Conquanto, no sentido *lato sensu*, todo o consumidor seja um usuário do serviço público de distribuição de energia elétrica, por outro, decidiu-se honrar o destaque dado pelo Decreto à atenção que deve se dedicar neste contrato ao consumidor, assim como a regulação setorial que também diferencia o consumidor de outros agentes/segmentos do setor elétrico, mesmo que possam também ser usuários desses serviços. Por outro lado, embora defendida por alguns representantes de conselhos de consumidores nas reuniões que realizei nas últimas semanas³¹, a adoção do termo “cliente”, ressaltando, assim, o tratamento que esperam dos concessionários de serviço público de distribuição, não me parece ser aconselhável, podendo conflitar com os termos utilizados na regulação setorial e na legislação, inclusive a consumerista, em que se fundamentam os direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica.

³¹ SEI nº 0053768 (Reunião realizada com o Conselho de Consumidores da Neoenergia PE; SEI nº 0054312 (Reunião realizada com representante de todos os Conselhos de Consumidores).



II.5.2 – DAS CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO

(CLÁUSULA SEGUNDA DO TERMO ADITIVO)

109. A Cláusula Segunda do Termo Aditivo proposto na CP possui além do *caput*, 12 subcláusulas.

110. Foram recebidas contribuições para melhorar a clareza e assertividade do texto, sugerindo substituição de termos como “poderá implicar” por “implicará”, o que foi aceito. Na **Subcláusula Sexta**, houve sugestões para detalhar os indicadores de qualidade das distribuidoras e a maneira de tratar a isonomia no estabelecimento de limites de conjuntos, o que resultou em alterações no *caput* e no **inciso II do Parágrafo Segundo**, além de ajustes no **Parágrafo Terceiro**, reduzindo o prazo mínimo de divulgação dos indicadores de 10 para 5 anos, conforme estabelece o Decreto³².

111. Foram feitos ajustes para melhorar a fluidez e clareza, explicitando a obrigação das distribuidoras em cumprir os padrões de qualidade comercial e de satisfação dos consumidores. A **Subcláusula Sexta** também recebeu um **parágrafo adicional** para reforçar esse cumprimento.

112. Destaco a manifestação da ARSESP, expressa em ofício enviado na última sexta-feira, que reiterou o pleito pela inclusão de um novo inciso no Parágrafo Segundo da Subcláusula Sexta, solicitando que a ANEEL estabeleça padrões de continuidade, incluindo limites de eficiência para o Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais (TMAE). De acordo com o histórico de prestação de serviço das distribuidoras no estado de São Paulo, o TMAE é um dos principais desafios enfrentados em algumas áreas de concessão.

113. Nesse contexto, é importante esclarecer que o *caput* da subcláusula já estabelece que os padrões de qualidade devem ser observados conforme a regulação da ANEEL. Portanto, caso a ANEEL venha a definir limites para o TMAE, esses estarão devidamente contemplados pela cláusula contratual. Além disso, é desaconselhável um detalhamento excessivo na minuta do Termo Aditivo, especialmente em um setor em constante evolução. Como já mencionado, o grande desafio da ANEEL na formulação das cláusulas desse novo instrumento contratual, em cumprimento às diretrizes do Decreto, foi encontrar o equilíbrio adequado entre um detalhamento excessivo, que poderia restringir a flexibilidade em um contrato de 30 anos, e cláusulas excessivamente genéricas.

³² § 1º As distribuidoras deverão informar e manter, por até cinco anos, em seu sítio eletrônico, os indicadores estabelecidos nos incisos V, VI e VII do *caput*, e disponibilizar meio para o usuário obter seus indicadores individuais.



114. Neste sentido, os próprios indicadores, inclusive como decorrência de inovações tecnológicas e daquilo que se consegue medir e aferir, poderão evoluir ao longo do tempo, não tendo sido considerado adequado que sejam estabelecidos no contrato, coadunando do princípio da flexibilidade contratual prevista no Decreto.

115. Dessa qualquer forma, entendo que a leitura conjugada do parágrafo primeiro e do inciso III do parágrafo segundo, ambos da Subcláusula Sexta, e da Subcláusula Oitava, todos da Cláusula Segunda (Condições de Prestação do Serviço Público)³³, além das Cláusulas Nona (Fiscalização do Serviço), Décima (Penalidades) e Décima Segunda (Extinção da Concessão) da minuta proposta atendem à preocupação apresentada pela ARSESP, para que a ANEEL possa aplicar sanções no caso de atendimentos ineficientes em ocorrências emergenciais, e para tanto estabelecer indicadores e metas que afirmem essa ineficiência, inclusive relativo ao tempo de atendimento.

116. Neste ponto é importante reiterar que mesmo na ausência desses dispositivos, que apenas refletem de forma mais clara uma intencionalidade declarada pelo Poder Concedente, é cediço que a ANEEL tem a competência de regular os compromissos firmados nos contratos de concessão e de fiscalizar o cumprimento do contrato à luz da regulação e da legislação vigentes, lembrando que a eficiência, a regularidade e a continuidade (entre outros) são princípios basilares para a prestação adequada do serviço público concedido, como disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 1995. Tanto é assim que, por exemplo, a ANEEL vem aferindo essa eficiência e fiscalizando os

³³ **CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO**

Parágrafo Primeiro – A DISTRIBUIDORA obriga-se a apurar e divulgar os indicadores estabelecidos pela ANEEL, creditando ao consumidor e demais usuários compensação por descumprimento, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

Parágrafo Segundo – A ANEEL estabelecerá padrões de continuidade a serem observados pela DISTRIBUIDORA, contemplando, no mínimo:

- I. o cumprimento dos limites globais de continuidade e o percentual mínimo de cumprimento dos limites dos conjuntos de unidades consumidoras;
- II. critérios isonômicos na definição dos limites de continuidade na área de concessão, observada a modicidade tarifária;
- III. metas de eficiência para recomposição do serviço após interrupções motivadas por eventos climáticos extremos.

Subcláusula Oitava – O descumprimento de indicadores de qualidade técnica, comercial e econômico-financeiros implicará, conforme regulação da ANEEL, a limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores, bem como a limitação de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.



concessionários, assim como aplicando sanções, com base no mencionado TMAE, mesmo sem esse constar nos contratos de concessão.

117. Na Subcláusula Oitava, contribuições das distribuidoras alinharam o texto ao art. 4º, XXII, do Decreto, ajustando a avaliação do descumprimento de indicadores que implicarão na limitação de dividendos e juros sobre o capital próprio. Um pequeno ajuste na Subcláusula Décima Segunda foi feito para maior clareza.

118. Houve uma contribuição para acrescentar a Subcláusula décima terceira com a seguinte redação: *“É dever do PODER CONCEDENTE assegurar o acesso aos territórios para fins da consecução da prestação do serviço público pela DISTRIBUIDORA.”* Tal contribuição teve como justificativa que o art. 144 da CF/1988 estabelece a segurança pública como “dever do Estado”.

119. Instada a se manifestar sobre esta contribuição, a PFANEEL esclareceu que a ANEEL não detém competência para atribuir obrigações a serem assumidas pelo Poder Concedente, quando mais no âmbito das cláusulas de um contrato de concessão. Ademais, o art. 144 da CF, ao estabelecer o dever do Estado de garantir a segurança pública reparte as competências entre os órgãos da federação com responsabilidade nessa seara, sendo certo que, nos termos da Constituição, a União não dispõe de órgão de polícia ostensiva para a preservação da ordem pública. Desta forma, a contribuição não foi acatada.

120. As principais alterações na Cláusula Segunda estão refletidas nos destaques abaixo:

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica referido neste CONTRATO, a DISTRIBUIDORA se compromete com a prestação do serviço adequado, que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, tendo ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste CONTRATO e das normas legais e regulamentares, assim como as instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

(...)

Subcláusula Segunda – *A prestação do serviço adequado pressupõe a adoção das melhores práticas setoriais e das normas aplicáveis, notadamente quanto ao planejamento, à operação e, manutenção, planejamento do sistema elétrico, ao atendimento comercial, à satisfação dos consumidores e demais usuários e à modernização das técnicas, dos equipamentos e das instalações.*

(...)



Subcláusula Sexta – A DISTRIBUIDORA ~~obriga-se compromete a respeitar~~ cumprir os padrões de qualidade técnica, comercial e de satisfação dos consumidores e demais usuários, estabelecidos pela conforme regulação da ANEEL.
(...)

Parágrafo Segundo – A ANEEL estabelecerá padrões de continuidade a serem observados pela DISTRIBUIDORA, contemplando, no mínimo:

- I. o cumprimento dos limites globais de continuidade e o percentual mínimo de cumprimento dos limites dos conjuntos de unidades consumidoras;
- II. ~~a isonomia entre~~ critérios isonômicos na definição dos limites de continuidade na área de concessão, observada a modicidade tarifária;
- III. metas de eficiência para recomposição do serviço após interrupções motivadas por eventos climáticos extremos.

(...)

Parágrafo Quinto – A ANEEL estabelecerá padrões de qualidade comercial e de satisfação dos consumidores e demais usuários a serem observados pela DISTRIBUIDORA.

Subcláusula Oitava – O descumprimento de ~~limites de~~ indicadores de qualidade técnica, comercial e econômico-financeiros de desempenho ~~poderá implicar~~, conforme regulação da ANEEL, ~~implicar~~ na limitação de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% do lucro líquido diminuído ou acrescido pelos montantes destinados à reserva legal (art. 193 da Lei nº 6.404, de 1976) e à reserva para contingências (art. 195 da Lei nº 6.404, de 1976) e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores, bem como a limitação de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas.

II.5.3 – DAS OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA (CLÁUSULA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO)

121. A Cláusula Terceira do Termo Aditivo proposto na CP possui além do *caput*, com 28 incisos estabelecendo as obrigações das distribuidoras, 7 subcláusulas.

122. Destaco a seguir as principais discussões e eventuais alterações, resultado das contribuições nos incisos I, XI, XIV, XVIII, XIX, XX, XXII, XXIII, XXIV, além das Subcláusulas Segunda, Quinta e Sexta.

II.5.3.1 – DA FORMA DE OPERAR O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (INCISO I DA CLÁUSULA TERCEIRA DA PROPOSTA DE ADITIVO)

123. A NT 1.056/2024 propôs incluir comando que trata da forma de operar o sistema de distribuição, em consonância com a evolução do papel da concessionária diante do cenário de transição energética e de crescimento dos recursos energéticos distribuídos.



124. Entretanto, depreende-se das diversas contribuições que a leitura que se fez foi de que se estaria criando nova obrigação às distribuidoras, o que não é o caso.

125. Cabe esclarecer que o texto apenas atualiza a redação da cláusula de operação já constante dos contratos com a regulação disposta no Módulo 4 do PRODIST e no Acordo Operativo (Módulo 3) – ou seja, não se cria obrigação às distribuidoras que assinarão o termo aditivo em relação às que não assinarão. A obrigação de operação do sistema de distribuição já requer, dentro do conceito de Serviço Adequado, a atualidade, eficiência, modernidade e todos os demais requisitos do serviço. Os desafios da prestação do serviço adequado são dinâmicos com o passar do tempo, devendo as distribuidoras estarem sempre preparadas para enfrentá-lo adequadamente. Ademais, a minuta prevê "conforme regulação da ANEEL", que, para ser expedida/alterada, deve observar as disposições da Lei 13.848/2019, em relação ao rito regulatório.

126. Desta forma, feito o esclarecimento, o texto está sendo mantido.

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

I. operar o sistema de distribuição, implementando, conforme regulação da ANEEL, centros de operação e controle para gestão ativa de oferta e demanda, otimização de uso da rede, tecnologias de monitoramento e análise dos dados em tempo real, em colaboração contínua com outros agentes e de forma coordenada e colaborativa com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;

II.5.3.2 - COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURA

INCISO XI DA CLÁUSULA TERCEIRA/ALÍNEA "B" DO INCISO XIV DO ART. 4º E ART. 16 DO DECRETO)

127. Foram recebidas contribuições sobre o inciso XI, sugerindo detalhar as condições para o compartilhamento de infraestrutura entre distribuidoras e outros prestadores de serviço, abordando aspectos como relacionamento entre as partes, preços cobrados e remuneração das distribuidoras, além da inclusão de disposições do art. 16 do Decreto nº 12.068/2024.

128. No entanto, o tratamento desses temas deve ser feito nos normativos setoriais, como é o caso do processo em curso na ANEEL e na Anatel. A Procuradoria Federal junto à ANEEL corroborou essa posição, afirmando que "...o art. 16 do Decreto nº 12.068/2024, que trata da cessão de espaço em infraestrutura de distribuição, as faixas de ocupação e os pontos de fixação de postes das redes aéreas de distribuição destinados ao compartilhamento com o setor de telecomunicações,



está alocado nas Disposições Finais do Decreto, não se tratando de diretriz necessária para as cláusulas mínimas da minuta do termo aditivo.”.

129. Desta forma, mantém-se o inciso da forma inicialmente proposta.

XI. compartilhar infraestrutura com outros prestadores de serviço público, observando as condições de segurança, o tratamento isonômico e buscando a redução de custos, nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL;

II.5.3.3 – DO SERVIÇO DE ATENDIMENTO AO CONSUMIDOR – SAC

(INCISO XIV DA CLÁUSULA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO)

130. Contribuições vieram no sentido de excluir o inciso relacionado ao Serviço de Atendimento ao Consumidor – SAC. Entretanto, trata-se de medida fundamental na busca do comprometimento das distribuidoras na prestação do serviço de forma mais adequada, almejando a satisfação dos consumidores, com ferramenta efetiva de resolução de problemas.

131. Essa proposta vem alinhada à visão de que o compromisso em busca da melhoria da prestação do serviço não se esgota mediante o atendimento dos indicadores de continuidade do fornecimento e outros dispositivos técnicos, pressupondo, também, a capacidade de interlocução qualificada da empresa com os seus clientes.

132. Observa-se que tal necessidade foi identificada desde os eventos climáticos extremos do final de 2023, tendo sido abordada também na TS 002/2024, mas que não deve se restringir apenas a esses contextos de crise. Ademais, tal disposição está expressamente prevista no Decreto nº 11.034/2022 e já regulada pela ANEEL, apenas está sendo explicitada no contrato obrigação já existente.

133. Mantém-se desta forma o inciso, apenas com ajustes na terminologia já amplamente utilizada pela ANEEL, no sentido de usar a palavra “consumidor”, conforme anteriormente explicado.

XIV. disponibilizar aos consumidores e aos demais usuários o Serviço de Atendimento – SAC, inclusive com canal de comunicação dedicado ao atendimento de órgão central dos Poderes Públicos municipal, distrital e estadual, observada a legislação e a regulação da ANEEL;

134. Aproveito para observar que esse dispositivo dá guarida para que o tal canal de comunicação dedicado propicie, conforme contribuição recebida, a articulação dos órgãos competentes desses poderes públicos no planejamento e na execução de ações conjuntas para o



reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica em situações emergenciais, o que já está em discussão na Consulta Pública nº 32/2024 para desenvolvimento da regulação pertinente.

II.5.3.4 – DOS COMPROMISSOS PELA PRORROGAÇÃO

(INCISOS XVIII, XIX E XX DA CLÁUSULA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO/ART. 6º DO DECRETO)

135. Conforme o **art. 6º** do Decreto, as concessionárias de energia elétrica que tiverem suas concessões prorrogadas devem assumir importantes compromissos, a serem cumpridos ao longo da vigência do contrato, com planos de investimentos definidos para cada ciclo tarifário e monitorados pela ANEEL.

136. Primeiramente, elas não serão ressarcidas pela eventual abertura ao ambiente competitivo nos serviços que originalmente prestam, com o objetivo de aumentar a concorrência no setor e beneficiar os usuários.

137. Além disso, devem desenvolver ações para: (i) reduzir a vulnerabilidade e aumentar a resiliência das redes de distribuição frente a eventos climáticos; (ii) robustecer o nível de atendimento em áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL; (iii) para promover a inclusão energética, a redução das perdas não técnicas, a regularização do serviço em áreas de vulnerabilidade socioeconômica e o desenvolvimento tecnológico para combater a pobreza energética, seguindo as diretrizes do MME.

138. Os recursos para os investimentos citados nos itens (ii) e (iii) virão de receitas acessórias, bem como de valores arrecadados por ultrapassagem de demanda e excedente de reativos (UDEROR), podendo ser complementados por políticas públicas específicas para esse fim.

139. As contribuições no sentido de alterar tais incisos, seja no sentido de seu maior detalhamento, seja por discordar do tratamento diferenciado a determinadas áreas, não podem ser aceitas, pois trata-se de disposições previstas no Decreto 12.068/2024, não cabendo à ANEEL alterar a política pública definida, e o detalhamento será realizado em regulação específica.

XVIII. desenvolver ações para a redução da vulnerabilidade e para o aumento da resiliência das redes de distribuição frente a eventos climáticos, conforme regulação da ANEEL;

XIX. desenvolver ações para robustecer o nível de atendimento do serviço de eletricidade das áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL;

XX. desenvolver ações que promovam a inclusão energética, a redução de perdas não técnicas, a regularização da prestação do serviço público em áreas de vulnerabilidade



socioeconômica e o desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética, conforme diretriz do Ministério de Minas e Energia;

140. Destaco a preocupação manifestada por diversos Conselhos de Consumidores na reunião que tive com eles na última sexta-feira, a respeito do atendimento às áreas rurais. O Poder Concedente, ao estabelecer como diretriz o "desenvolvimento de ações para fortalecer o nível de atendimento do serviço de eletricidade nas áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL", demonstrou a devida atenção às necessidades específicas dessas áreas. Tal diretriz foi devidamente incorporada no Termo Aditivo como uma obrigação para a distribuidora, com o objetivo de atender às crescentes demandas desse público, que tem sido legitimamente mais vocal sobre suas necessidades, as tornando mais evidentes.

141. Destaco novamente a recente manifestação da ARSESP, que expressou preocupação quanto à redação do inciso XVIII, o qual, *"embora represente um avanço contratual importante, condiciona as ações nos termos da regulação da ANEEL, além de não ser explícita quanto à aplicação de sanções em caso do descumprimento das ações mencionadas"*.

142. Vale lembrar que o compromisso da distribuidora em desenvolver ações para reduzir a vulnerabilidade e aumentar a resiliência das redes de distribuição frente a eventos climáticos teve redação reproduzida diretamente do inciso II do artigo 6º do Decreto. O devido detalhamento dessas ações deverá ser realizado em regulação da ANEEL, observando o rito regulatório apropriado, que inclui discussão pública com a sociedade. Vale lembrar que está em andamento a Consulta Pública nº 32/2024, sob a minha relatoria, aberta para coletar e analisar contribuições sobre aprimoramentos regulatórios relacionados exatamente ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e transmissão frente a eventos climáticos extremos, e que a norma proposta, conforme destacado no meu voto³⁴, seguiu uma lógica consequencialista, ou seja, associando sanções e penalidades ao eventual não cumprimento das regras ali dispostas, em linha com a preocupação da ARSESP.

143. Por fim, preciso observar que também em linha com o que está proposto na norma em discussão e avaliação com a sociedade, de que trata a CP 32, o alcance do inciso XVIII nasce com todas as ações de preparação que as concessionárias podem adotar para lidar com os referidos

³⁴ SicNet nº 48575.005965/2024-00.



eventos, reduzindo, assim, a vulnerabilidade de suas redes, não exclusivamente com ações relativas à realização de investimentos como o debate mais leigo às vezes faz crer que seria suficiente.

144. Em relação à sugestão de inclusão de um novo inciso na Cláusula Terceira para implementar a avaliação da satisfação dos usuários, concordo com a análise das áreas técnicas de que tal detalhamento deve ser tratado em regulação específica. Ademais, a Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, já aborda esse tema nos artigos 449 e 381, inciso V, e pode ser aprimorada por meio do processo regulatório adequado. De qualquer forma, o Parágrafo Quinto da Subcláusula Sexta da Cláusula Segunda já prevê que a ANEEL estabelecerá padrões de satisfação dos consumidores que deverão ser observados pela distribuidora, assim como a Subcláusula Décima Segunda dessa mesma cláusula prevê o estabelecimento de indicadores de tempo de atendimento de serviços e de pesquisas de opinião pública para aferir esses padrões de satisfação dos consumidores, mais uma vez endereçando as questões apresentadas pela ARSESP.

II.5.3.5 – DOS CRITÉRIOS DE DIVERSIDADE E CONDIÇÕES SOCIOECONÔMICAS

(INCISOS XXII A XXIV DA CLÁUSULA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO/INCISO XXIV DO DECRETO)

145. O Decreto estabelece que a minuta do termo aditivo inclua cláusula sobre a capacitação de profissionais da área de concessão, com critérios de diversidade e condições socioeconômicas, conforme inciso XXII. Contudo, propôs-se ir além do que o Decreto sugere, incorporando políticas públicas, como a estabelecida pela Lei nº 14.611/2023, que trata de critérios remuneratórios. Assim, sugeriu-se incluir a obrigação de: (i) promover a capacitação com critérios de diversidade e condições socioeconômicas; (ii) estabelecer mecanismos de transparência salarial e critérios para trabalho de igual valor; e (iii) implementar programas de diversidade e inclusão, com metas para equidade de raça e gênero em todos os níveis da empresa.

146. As contribuições foram no sentido de excluir os incisos XXIII e XXIV, de modo a tratar os temas em regulação setorial, após ampla análise jurídica, mantendo flexibilidade no contrato de concessão. Entretanto, tais dispositivos constam de lei específica, e o contrato apenas explicita o comando. Desta forma, a redação será alterada de modo a endereçar o tema, na forma da Lei.

XXII - promover a capacitação de profissionais da área de concessão, incluindo critérios de diversidade e condições socioeconômicas;

XXIII - estabelecer mecanismos de transparência salarial e de critérios remuneratórios para a realização de trabalho de igual valor ou no exercício da mesma função, na forma da Lei;



XXIV - promover e implementar programas de diversidade e inclusão no ambiente de trabalho, definindo metas na busca de equidade de raça e gênero em todos os níveis da empresa, na forma da Lei;

147. Não posso deixar de externar, neste ponto, minha preocupação com esse tipo de contribuição principalmente quando partindo de associações ou empresas que publicamente se pronunciam em favor de ações que promovam a diversidade e a inclusão no mercado de trabalho do setor elétrico e por meio do setor elétrico.

II.5.3.7 – DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO

(SUBCLÁUSULA SEGUNDA DA CLÁUSULA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO/INCISO VIII DO ART. 4º DO DECRETO)

148. Considerando a relevância do tema, bem como sua relação direta com os desafios enfrentados atualmente pelo setor elétrico e que permeiam o cenário de transição energética, o que se propôs, quando da abertura da CP, foi a manutenção do comando nos contratos de concessão vindouros assegurando a atuação sobre o problema do uso racional e não racional da energia elétrica, garantindo que ações de eficiência energética sejam perenes e implantadas em todo o país.

149. Para o tema, não foram apresentadas contribuições expressivas, sendo a proposta das áreas técnicas para o fechamento da Consulta Pública a manutenção da Subcláusula Segunda, com redação igual àquela submetida à CP.

***Subcláusula Segunda** – A DISTRIBUIDORA fica obrigada a aplicar, conforme estabelecido pelas normas vigentes, os percentuais da receita operacional líquida em pesquisa, desenvolvimento e inovação do setor elétrico e em eficiência energética.*

150. Espera-se que a previsão de investimentos obrigatórios nos contratos de concessão incentive as concessionárias a também promover o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, sob regulação da ANEEL. Esses investimentos devem gerar resultados em inovação tecnológica, sustentabilidade ambiental, segurança energética e fortalecer o desenvolvimento econômico do país.

II.5.3.6 - VEDAÇÕES A CONDUTAS ANTICONCORRENCIAIS NA MIGRAÇÃO PARA O ACL – TRATAMENTO DOS DADOS DOS CONSUMIDORES

(SUBCLÁUSULAS QUINTA E SEXTA DA CLÁUSULA TERCEIRA/INCISOS XVI, XVII E XVIII E § 5º DO ART. 4º DO DECRETO)



151. Os artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995 tratam das opções de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que os consumidores podem escolher fornecedores e produtos de forma mais flexível em comparação ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, o mercado competitivo promove eficiência, inovação e a redução de preços, embora os consumidores assumam os riscos de suas escolhas.

152. O MME promoveu a gradual liberalização do ACL, reduzindo as restrições para o acesso dos consumidores ao mercado livre. Atualmente, qualquer consumidor do Grupo A está apto a participar do ACL. Por outro lado, as distribuidoras, por terem acesso a informações detalhadas dos consumidores, podem dificultar a migração de clientes para outros fornecedores ou favorecer suas partes relacionadas, o que prejudicaria o pleno desenvolvimento do mercado de energia elétrica.

153. A REN 846/2019 aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica, além de dispor sobre diretrizes gerais da fiscalização. No regulamento, condutas que atentem contra a concorrência são tipificadas como infrações de gravidade máxima. No entanto, aprimoramentos regulatórios podem ser necessários, incluindo a articulação com a Autoridade Nacional de Proteção de Dados - ANPD para garantir o uso correto dos dados dos consumidores, em especial quanto ao seu consentimento no compartilhamento de seus dados.

154. Ainda sobre eventuais aprimoramentos regulatórios, está em curso a Tomada de Subsídios nº 14, de 2024, que objetiva obter subsídios para aprimorar o arcabouço regulatório, o monitoramento e a fiscalização dos temas que envolvem aspectos concorrenciais no âmbito da comercialização no mercado varejista de energia elétrica. Nessa mesma linha, recentemente foi instaurada a Consulta Pública nº 7, de 2025, que, dentre outros, visa regulamentar a guarda e o tratamento de dados dos consumidores, instituindo o Open Energy, além de ações para mitigar práticas anticoncorrenciais das distribuidoras quando da migração dos consumidores para o ACL.

155. Por sua vez, a fiscalização de condutas que atentem contra a concorrência pode alcançar, também, a prestação de serviços para consumidores que desejam instalar a micro e minigeração distribuída, em que distribuidoras podem priorizar empresas do mesmo grupo econômico que prestam esses serviços. Mas, além disso, outras práticas podem ser investigadas, conforme apresentado na Nota Técnica nº 17/2024-SFF/ANEEL.



156. A ANEEL, com base na Lei nº 9.427/1996, tem competência para monitorar e prevenir abusos de poder econômico, por meio de medidas, realizadas por meio de regulação, que busquem promover a concorrência e impeçam a concentração econômica, podendo estabelecer restrições, limites ou condições para empresas, seus acionistas e grupos econômicos.

157. Assim, a cláusula contratual proposta veda práticas anticoncorrenciais pelas distribuidoras, em relação à custódia de dados, tanto na migração de consumidores para o ACL, como em outras situações cujo compartilhamento indevido e sem consentimento seja caracterizado como prática anticompetitiva ou abuso de poder de mercado, nos termos da legislação e da regulação da ANEEL.

158. Foram apresentadas contribuições no sentido de incluir rubrica específica para inclusão na tarifa dos custos associados com o programa de privacidade e proteção de dados nas suas medidas de segurança como forma de estimular a proteção e qualidade dos dados dos consumidores. Foi solicitado também a supressão do trecho “somente mediante o prévio consentimento do usuário”. Tais contribuições não podem ser acatadas, já que as disposições vieram da política definida no Decreto e ademais, a distribuidora é obrigada a observar a Lei 13.709/2018 (LGPD), que estabelece tais obrigações. Neste ponto, importante inserir no dispositivo contratual, que a obrigação é observar a atual Lei ou a que a suceder.

159. Por outro lado, contribuições sugeriram maior detalhamento das obrigações da distribuidora, que, entretanto, será tratada em regulação da ANEEL.

160. Desta forma, os dispositivos receberam apenas ajustes pontuais na redação:

Subcláusula Quinta – Em relação a custódia dos dados dos consumidores e demais usuários, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA, observada a legislação e regulação aplicável:

- I. atuar na proteção dos dados custodiados, assegurando que tais dados sejam utilizados estritamente no âmbito das atividades da concessão;
- II. adotar procedimentos e mecanismos interoperáveis que permitam o tratamento e o compartilhamento dos dados, observada a regulação da ANEEL;
- III. compartilhar os dados somente mediante o prévio consentimento do consumidor e demais usuários, ou utilizando base legal definida pela Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, considerando a natureza dos dados;
- IV. atuar de forma não discriminatória, possibilitando amplo e isonômico acesso dos dados aos interessados e em benefício da concorrência, em conformidade com o disposto na Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018 e com a regulação da ANEEL; e



- V. não criar obstáculos e não adotar mecanismos que prejudiquem a jornada do consumidor e demais usuários ou os incentivem, de forma voluntária ou involuntária, a desistir do compartilhamento de dados.

Subcláusula Sexta – É vedado à DISTRIBUIDORA praticar condutas anticoncorrenciais observada a legislação e a regulação da ANEEL:

- I. na implementação do exercício, pelo consumidor e demais usuários em processo de migração, da opção de que tratam o art. 15 e o art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- II. em relação à custódia de dados, observado o disposto na Subcláusula Quinta;
- III. em qualquer outra situação cuja conduta seja caracterizada como anticompetitiva ou abuso de poder de mercado, nos termos da legislação e da regulação da ANEEL, inclusive quando envolver partes relacionadas;

II.5.3.7. CONCORRÊNCIA EFETIVA ENTRE OS AGENTES

(PARÁGRAFO ÚNICO DA SUBCLÁUSULA SEXTA DA CLÁUSULA TERCEIRA/INCISO XI DO ART. 4º DO DECRETO)

Parágrafo único – A ANEEL poderá estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para a Distribuidora e suas partes relacionadas, quanto à realização de negócios entre si ou quanto ao desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão.

161. A autorização para o exercício pela concessionária de outras atividades empresariais e de novos serviços aos usuários, por sua conta e risco, nos termos do Decreto, devem favorecer a modicidade tarifária. A diretriz trazida no Decreto estabelece que estas atividades estejam sujeitas à autorização da ANEEL, que poderá estabelecer requisitos e restringir a atuação das distribuidoras, observando critérios concorrenciais e padrões de qualidade, sem prejuízo das competências de outras autoridades.

162. O assunto está regulado na REN 1.000/2021 e no Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, em que se prevê uma lista de atividades que a distribuidora já pode prestar (art. 629), bem como se permite que a distribuidora exerça outras atividades, desde que haja prévia autorização pela ANEEL.

163. O art. 647 da REN 1.000/2021 permite que a ANEEL suspenda a execução de atividades acessórias por distribuidoras quando estas comprometerem a qualidade do serviço de distribuição. A regulação deve assegurar que as atividades empresariais não comprometam a prestação prioritária do serviço público, especialmente quando envolvem serviços não regulados,



que podem causar permeabilidade de custos. A regulamentação futura deve avaliar o impacto dessas atividades sobre a concorrência e a modicidade tarifária.

164. Isso porque, ao exercer outras atividades empresariais, a distribuidora pode ter uma vantagem competitiva ao compartilhar infraestrutura e recursos do serviço público de distribuição, o que pode distorcer a concorrência. Para mitigar esse risco, deve-se reforçar a separação contábil das atividades, permitindo maior controle e fiscalização por parte da ANEEL conforme disposto no **Inciso III da Subcláusula Quarta da Cláusula Oitava**.

165. A autorização prévia da ANEEL para a realização dessas atividades e a condição de que favoreçam a modicidade tarifária está sendo tratada na **Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira**, de modo a garantir que a exploração de atividades empresariais pela distribuidora siga as normas da ANEEL.

166. De modo a propiciar a concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, se propôs no **Parágrafo único da Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira** que a ANEEL poderá estabelecer restrições, limites ou condições para a Distribuidora e suas partes relacionadas, quanto à realização de negócios entre si ou quanto ao desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão.

167. As contribuições apresentadas pela ABRADÉE, ABDIB e distribuidoras sugeriram a exclusão do referido parágrafo, por entender que sua redação final atribui à ANEEL uma competência que a Lei não estabeleceu quanto à imposição de restrições, limites ou condições referentes ao *“desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão”*. Continua a argumentação que uma competência que não foi conferida pela Lei, não pode ser estabelecida por contrato e que a tentativa da ANEEL de incluir no contrato de concessão a disposição, apenas reforça o argumento trazido pela ABRADÉE, no âmbito da TS 14/2024, quanto à competência do CADE para coibir atos de concentração. Entendem ainda que é uma condição não prevista nos arts. 4º e 6º do Decreto nº 12.068/2024, num claro extravasamento legal que pode ensejar graves consequências jurídicas. Concluem que o tema está sendo discutido na TS 14/2024 e faz-se pertinente que tal debate siga ocorrendo via processo específico e consequente regulação, e não nesse processo de definição da minuta de termo de aditivo dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.



168. Em função das diversas contribuições neste sentido, as áreas questionaram a Procuradoria Federal junto à ANEEL, sobre quais seriam os limites da competência da ANEEL sobre partes relacionadas da distribuidora e sobre a distribuidora, para, nos termos da lei, impor restrições, limites ou condições quanto à realização de negócios entre si ou desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão.

169. A resposta da Procuradoria, peço licença para transcrever:

21. *Note-se que a referida competência legal engloba, de forma abrangente, todos os serviços e atividades de energia elétrica. Assim, a ANEEL detém competência para regular tanto a conduta das distribuidoras quanto a de suas partes relacionadas que atuem em segmentos diversos da indústria elétrica, em especial na comercialização de energia elétrica.*

22. *Nesse particular, atenção especial deve ser voltada ao segmento de distribuição de energia elétrica, na medida em que as distribuidoras exercem posição dominante no mercado de distribuição de energia elétrica, sendo monopolistas na exploração da infraestrutura de transporte da energia pelo sistema de distribuição. Essa posição monopolista em um dos elos da cadeia da indústria elétrica pode, em tese, ensejar abuso de posição dominante para favorecimento de partes relacionadas que atuem no segmento de comercialização de energia, com possíveis prejuízos à livre concorrência neste mercado.*

23. *A cláusula contratual em comento apenas reforça que a ANEEL pode exercer uma competência legal para limitar, em âmbito regulatório, condutas da distribuidora e de suas partes relacionadas, também reguladas, potencialmente lesivas à livre concorrência. Frise-se, entretanto, que não é o contrato em si que dá esse poder à ANEEL, mas sim a lei. Não se trata, portanto, de cláusula que cria direito em favor da Agência Reguladora, mas apenas o declara.*

24. *Ademais não procede a crítica da contribuição da ABRADEE de que a ANEEL estaria criando para si uma competência ao incluir na cláusula em exame a possibilidade de restringir o “desenvolvimento de outras atividades na mesma área de concessão”. Isso porque, a nosso ver, eventual restrição deverá estar vinculada ao exercício da competência de propiciar a efetiva concorrência na atividade de comercialização de energia elétrica. Caso seja necessário, após avaliação regulatória criteriosa, restringir a atuação de partes relacionadas da distribuidora na mesma área de concessão da concessionária, com vistas a propiciar a livre concorrência, não nos parece haver aqui extrapolação da competência legal. De todo modo, é necessário que a ANEEL fundamente essa opção, ressaltando a proporcionalidade entre a medida e os fins colimados.*



25. *Mister destacar que o exercício da competência da ANEEL para promover a livre concorrência não se confunde com a competência do CADE. A ANEEL avalia o desenvolvimento da concorrência nos mercados de energia elétrica a partir de uma perspectiva regulatória, isto é, criação de regras que, após o devido o processo regulatório, se mostrem aptas a formatar um mercado que possa se desenvolver de modo saudável e equilibrado entre os potenciais concorrentes. A partir desse arcabouço regulatório, cabe ao CADE apreciar e avaliar em concreto os atos de concentração e as condutas supostamente anticoncorrenciais praticadas pelos agentes que atuam nos serviços e atividades da indústria elétrica.*

170. A competência legal a que se refere a Procuradoria diz respeito ao inciso VIII da Lei 9.427, de 1996:

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1o, compete à ANEEL:

(...)

VIII - estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;

171. Sendo assim, não remanesce quaisquer dúvidas quanto à competência da ANEEL ou a qualquer conflito de competência entre a ANEEL e o CADE.

172. Ressalta-se que tal competência deve ser exercida sempre em prol da livre concorrência e, para tanto, é fundamental que haja o devido processo legal, com a participação da sociedade na busca da melhor solução regulatória, o que tem sido feito por meio das Atividades Regulatórias AR24-01 e AR24-07, sem prejuízo de discussões futuras acerca do tema.

173. Do exposto, o parágrafo único deve ser mantido e a meu ver está em linha com a intencionalidade do Poder Concedente de trazer no Decreto diversos dispositivos que, como pano de fundo, buscam preservar a contestabilidade dos mercados/atividades em que os serviços podem ser prestados por mais agentes, podendo beneficiar o consumidor com a efetiva concorrência.

II.5.4 – DAS PRERROGATIVAS DA DISTRIBUIDORA (CLÁUSULA QUARTA DO TERMO ADITIVO)

174. Foi recebida uma contribuição solicitando que as distribuidoras de energia pudessem ocupar faixas de domínio de rodovias, ferrovias e terrenos públicos sem ônus, além de permitir a



travessia de hidrovias, rodovias, ferrovias, oleodutos e linhas de transmissão de outros concessionários, por linhas de distribuição de energia elétrica.

175. Contudo, o Parecer da PF afirmou que não seria adequado incluir essa prerrogativa, pois o contrato de distribuição não deve regular relações com concessionárias de outros setores. A questão já está tratada pelo Decreto nº 84.398/1980, que é autossuficiente. Assim, recomendou não acatar a sugestão e manter a redação original da Cláusula Quarta.

II.5.5 – DA EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

(CLÁUSULA QUINTA DO TERMO ADITIVO)

176. Em decorrência da evolução tecnológica percebida no setor elétrico, propôs-se mais detalhamento no que se refere à expansão e ampliação dos Sistemas de Distribuição, de forma a contemplar no planejamento a inserção e integração de recursos energéticos distribuídos e de microrredes, a participação ativa dos usuários, incluindo programas de resposta à demanda e eficiência energética, e demais alternativas que não contemplem a expansão de suas redes de distribuição de energia elétrica. Não foram recebidas contribuições relevantes para esta cláusula e ao texto final foram feitos ajustes pontuais na subcláusula segunda, conforme destaques abaixo:

Subcláusula Segunda – *Compete à DISTRIBUIDORA planejar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, observando o critério de menor custo global para o sistema elétrico e considerando, conforme regulação da ANEEL:*

- I. *as possibilidades de integração com outros sistemas de distribuição e de transmissão;*
- II. *as possibilidades de inserção e integração de recursos energéticos distribuídos e de sistemas de armazenamento ~~microrredes~~;*
- III. *a participação ativa dos consumidores e demais usuários, incluindo programas de resposta à demanda e eficiência energética; e*
- IV. *demais alternativas que não contemplem a expansão de suas redes de distribuição de energia elétrica.*

II.5.6 – DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

(CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO)

177. A redação final da Cláusula Sexta do Termo Aditivo possui, além do *caput*, 23 subcláusulas.

178. Algumas contribuições de distribuidoras sugeriram alterar a redação da Subcláusula Primeira.



Subcláusula Primeira – A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Termo Aditivo, em conjunto com as regras de Reposicionamento Tarifário são suficientes à adequada prestação do serviço e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste CONTRATO.

179. O grupo ENEL sugeriu acrescentar ao final da cláusula o seguinte trecho: (...) deste CONTRATO, “ressalvados os casos das distribuidoras cuja sustentabilidade econômico-financeira foi ou está sendo analisada pelo PODER CONCEDENTE”. Por sua vez, o grupo Energisa sugere a seguinte redação: (...) deste CONTRATO, “ressalvados os pedidos administrativos de reequilíbrio já protocolados e as ações judiciais já ajuizadas até a assinatura do presente TERMO ADITIVO”. Já a LIGHT entende que seria preciso incluir um parágrafo adicional à Subcláusula em que o Poder Concedente e ANEEL se comprometem a promover o reequilíbrio das tarifas no primeiro processo tarifário posterior à assinatura do Termo Aditivo. Ademais sugere a inclusão do seguinte Parágrafo único: “As regras de Reposicionamento Tarifário incluem os efeitos de processos administrativos pendentes de decisão administrativa definitiva pela ANEEL na data de assinatura deste TERMO ADITIVO”.

180. Neste tema, instada a se pronunciar, a PFANEEL opinou que não há necessidade de ressalvar a cláusula, conforme excertos do Parecer da PFANEEL a seguir transcritos:

28. *Ao que se pode depreender das contribuições, o objetivo é resguardar o resultado das decisões de pedido de reequilíbrio econômico-financeiro formulados pelas distribuidoras no âmbito da Aneel e do Poder Judiciário.*

(...)

30. *Eventos que porventura tenham desequilibrado a equação econômico-financeira do contrato de concessão atualmente vigente continuam a ser disciplinados pelas regras de revisão e reajuste do respectivo contrato. À luz desse regime jurídico, os pedidos anteriores de reequilíbrio econômico-financeiro serão apreciados, ainda que os efeitos financeiros tenham repercussão na vigência do termo aditivo atual, uma vez que há uma continuidade da prestação do serviço pela mesma concessionária de serviço público.*

31. *Na avaliação da Procuradoria não há necessidade de ressalvar a cláusula, desde que reste claro, na deliberação da Diretoria, que a assinatura do termo aditivo não implica renúncia ao direito ao reequilíbrio econômico-financeiro que envolva evento anterior à celebração do respectivo termo.*

(..)

33. *Na medida em que a recomposição da equação econômico-financeira em caso de desequilíbrio é um direito subjetivo, somente se pode cogitar da perda desse direito caso seu titular a ele renuncie.*



34. *Convém ressaltar, entretanto, que a renúncia a direito a reequilíbrio econômico-financeiro porventura existente, não foi uma condição estabelecida pelo Decreto 12.068/2024.*

35. *O Poder Concedente em sua avaliação discricionária a respeito da vantajosidade da prorrogação do contrato de concessão frente à licitação do serviço, poderia, em tese, exigir do interessado na prorrogação a renúncia a direitos pré-existentes, dentre os quais o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão vigente, que é de natureza patrimonial e disponível. Não foi, no entanto, o que ocorreu de fato.*

36. *Nesse contexto, na ausência de previsão normativa específica ou de renúncia expressa, não há fundamento para presumir que a prorrogação do contrato de concessão implique, de forma automática, a extinção de direitos relativos a pleitos passados de reequilíbrio econômico-financeiro. Tampouco há respaldo jurídico para que a ANEEL imponha essa renúncia como condição para a prorrogação ora em discussão.*

181. Vale destacar que, a minuta de Termo Aditivo que formaliza a prorrogação da concessão estabelece que as tarifas vigentes, em conjunto com as regras de reposicionamento asseguram o equilíbrio, sendo que as regras de reposicionamento englobam os reajustes ordinários, as revisões ordinárias e as revisões extraordinárias, de forma que a assinatura do aditivo contratual em nada prejudica o regular processamento de pedidos de reequilíbrio.

II.5.6.1 - FLEXIBILIDADE PARA DEFINIÇÃO DO REGIME DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

(DEFINIÇÃO DO VALOR D PARCELA B E SUBCLÁUSULA VIGÉSIMA QUARTA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/ALÍNEA “A” DO INCISO XIV DO ART. 4º DO DECRETO)

VPB: Valor resultante da atualização dos itens que compõem a Parcela B, vigentes na Data de Referência Anterior, para a data do reajuste tarifário anual, utilizando a diferença entre o índice de variação da inflação (IVI) e o fator X, conforme critérios estabelecidos na regulação da ANEEL;

Subcláusula Vigésima Quarta - A DISTRIBUIDORA concorda com o disposto no item a) do inciso XV do art. 4º do Decreto 12.068, de 20 de junho de 2024, podendo a ANEEL revisar e adaptar o regime de regulação econômica aplicável ao presente contrato, prospectivamente.

182. Para modernizar a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, é necessário atualizar o contrato de concessão, incorporando flexibilidade para inovações sem comprometer a qualidade do serviço, conforme o art. 6º da Lei nº 8.987/1995.

183. Nesta mesma linha, o Decreto estipula que o contrato deve **admitir flexibilidade normativa para a definição do regime de regulação econômica**, sendo facultado à ANEEL reconhecer custos de capital e operação entre revisões tarifárias, de modo a favorecer a



modernização dos serviços, preservando o princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

184. A proposta apresentada na minuta do Aditivo visou atender ao Decreto, oferecendo flexibilidade no contrato de concessão para que a ANEEL pudesse definir o regime de regulação econômica mais adequado às mudanças do setor e que capturasse os ganhos advindos da modernização. Obviamente, qualquer alteração no regime seria precedida do devido rito regulatório, conforme procedimentos da ANEEL

185. Assim, a Parcela B foi definida na minuta proposta de forma a comportar desde o regime de *price-cap* vigente (risco de mercado é do concessionário) ao *revenue-cap* (risco de mercado do Poder Concedente) ou algum modelo híbrido (risco de mercado compartilhado). A proposta inicial previu que a Distribuidora concordaria que a revisão do regime econômico seria realizada pela ANEEL seguindo o devido rito regulatório e os procedimentos estabelecidos pela agência.

186. Explica a NT 5/2025 que nesse novo regime econômico pode ser atendido o anseio dos agentes de distribuição e de alguns consumidores que anseiam pela realização de investimentos de forma mais distribuída ao longo dos anos por meio do reconhecimento dos custos de capital e operacionais entre ciclos revisionais com objetivo de modernizar o serviço.

187. Neste ponto é bom esclarecer aos consumidores que o regime atual, *price cap*, em nada impede a realização de investimentos ao longo do ciclo tarifário, sendo observável distribuidoras que os realizam de forma mais distribuída no tempo e outras que os concentram mais no final do ciclo, dentro de sua liberdade de gestão. Neste sentido, observo como é relevante o papel desempenhado pelos consumidores, em especial pelos Conselhos de Consumidores, mesmo que em caráter opinativo, na crítica construtiva e no acompanhamento dos planos de investimento das concessionárias, já tendo sido a mim relatado por conselheiro que em sua área de concessão essa atuação da distribuidora já teria sido aperfeiçoada, com compromissos de investimentos ao longo dos anos.

188. De qualquer forma, a NT 5/2025 bem rememora que o regime *price cap*, ao alocar o risco de mercado ao concessionário, permite que o concessionário se aproprie de ganhos de eficiência com relação à tarifa estabelecida na revisão potencializados pelo aumento do mercado, o que pode gerar recursos para a realização de maiores investimentos ao longo dos anos nos



mercados que se encontram em expansão. O que as distribuidoras assim como a ABRADDE argumentam é que os mercados têm menor ritmo de crescimento, estando inclusive em redução em alguns casos, e que é necessário realizar investimentos adicionais que não são acompanhados por crescimento de mercado.

189. Nesse novo regime isso pode ser instituído por meio do estabelecimento de uma Parcela B que pode ser ajustada conforme outras condições de contorno (exemplos: investimentos em subtransmissão, medidores inteligentes e efeitos da depreciação), conforme regulação futura. Este novo regime a ser estabelecido em regulação, como exposto, poderia retirar da distribuidora o risco de mercado (se for proposto o *revenue cap*) ou algum compartilhamento de risco de mercado (em outros regimes híbridos), além de poder considerar outras metodologias como a do TOTEX (que dá mais peso a custos operacionais, sendo assim mais compatível com o reconhecimento de investimentos intra ciclos por reduzir o risco de sobre investimento).

190. Entretanto, por mais que as distribuidoras se queixem dos efeitos de manterem a si alocado o risco de mercado, não identifiquei nenhuma contribuição que defendesse que esse risco deixasse de ser seu, que fosse estabelecido neste contrato um regime *revenue cap* – talvez porque, num cenário mundial de crescimento da eletrificação, num horizonte de 30 anos pode ser que se vislumbre sim que os mercados possam voltar a se expandir, e nesse contexto, pela lógica da regulação *price-cap*, o risco de mercado tende a se realizar favoravelmente ao concessionário.

191. Dito isso, o que observei nas contribuições das distribuidoras e da ABRADDE, foi uma defesa do regime *price-cap* mas limitando de várias formas os efeitos das variações de mercado, como tentarei resumir a seguir e nas próximas seções deste voto.

192. Assim, os agentes representando o segmento de distribuição apresentaram contribuições contrárias a definição genérica da Parcela B e defenderam a permanência do regime *price-cap*, ou seja, que a receita base de reajuste da Parcela B seja proporcional ao mercado.

193. A contribuição do grupo Enel sugeriu dois regimes econômicos, o atual e o *revenue-cap/decoupling*, em que o crescimento da receita seria vinculada a variação do número de consumidores e não ao consumo de energia. Sugeriu o exercício da opção pelo regime a cada ciclo revisional.

194. Além disso, as distribuidoras e a ABRADDE foram bastante incisivas em afirmar que qualquer mudança de regime econômico dependeria de prévia concordância da Distribuidora, de



acordo com o disposto no art. 104, §1º da Lei nº 14.133/2021, e indicaram expressamente a necessidade de termo de aditivo ao contrato de concessão para tal medida.

195. Diante destas contribuições, as áreas técnicas indagaram à Procuradoria se, no caso de haver previsão de dois regimes econômicos na mesma cláusula ("menu de contrato"), tendo como default o regime atual (*price-cap*) e outro alternativo e opcional, a ser definido em regulação posterior, se fazia necessária a concordância da distribuidora para realizar a mudança de regime e se seria necessário novo aditivo contratual para formalizar a concordância da distribuidora.

196. A resposta da Procuradoria foi positiva no sentido de ser juridicamente viável e compatível com o regime de concessões a oferta de opção de regime à distribuidora, pois decorre do poder regulatório da ANEEL e da autonomia das partes na pactuação dos termos contratuais. Tal flexibilidade respeita a previsibilidade e a segurança jurídica, uma vez que a opção se dá em momentos previamente estabelecidos e dentro das regras fixadas pela agência reguladora, garantindo que a concessionária possa alinhar sua escolha ao planejamento e às condições do mercado, sem comprometer a estabilidade do contrato. Frisa a Procuradoria que, por se tratar de cláusula econômica, **qualquer alteração depende da prévia concordância da concessionária**, nos termos do art. 104, § 1º, da Lei nº 14.133/2022. Assim, a PFANEEL apresentou o entendimento que se a minuta de contrato contiver as regras do novo regime a que a distribuidora poderá aderir no futuro, basta que a opção seja apresentada de forma clara e inequívoca, em documento próprio, e que se promova o apostilamento do contrato de concessão.

197. A partir do opinativo da PFANEEL, a STR aceitou parcialmente as contribuições ao estabelecer dois regimes de regulação possíveis: (i) regime "a": manutenção do regime vigente (*price-cap*) como *default*; (ii) regime alternativo "b": a ser definido posteriormente, por regulação, cabendo a migração em processo de revisão tarifária, caso haja concordância da distribuidora após conhecimento das regras do novo regime.

198. Aqui cabe **ressaltar a modernidade do contrato que estamos a propor** e mais uma vez enaltecer os estudos e avaliações realizados pelas áreas técnicas e pela PFANEEL no âmbito deste processo. Entendo que o encaminhamento proposto pela STR atende à diretriz do Decreto, de uma forma até hoje s.m.j. não vista em concessões no Brasil, mas em linha com possibilidades previstas



na literatura e nas práticas internacionais³⁵. A possibilidade de ofertar diferentes opções, que a literatura classifica como “menu de contratos”, que incentivem a empresa a revelar suas verdadeiras características e preferências, leva à maximização do bem-estar social, pois equilibra o reconhecimento de custos da empresa e os benefícios para o consumidor.

199. Sabemos, todavia, também que esse modelo também aumenta o custo regulatório, exigindo maior esforço operacional da ANEEL e das concessionárias para processar e fiscalizar os dados de remuneração e amortização. Não obstante, temos hoje também, depois de mais de 27 anos de regulação de contratos de concessão de distribuição, maior clareza de que as realidades enfrentadas pelas concessionárias e os desafios vivenciados pelos consumidores nas diversas regiões do país também variam muito. Neste sentido, este contrato representa um compromisso da Agência em buscar construir uma regulação que honre essas diferenças, em consideração aos consumidores de energia elétrica de todo o Brasil.

200. Assim, o menu de contratos proposto possibilitará uma mudança de regime econômico, por adesão, durante a vigência do contrato a partir de aprimoramentos regulatórios sobre suas condições econômicas, viabilizando que “se admita flexibilidade normativa para a definição do regime de regulação econômica que melhor se adapte à evolução do segmento de distribuição”, conjugado com as contribuições apresentadas pelas distribuidoras e corroboradas pela PFANEEL. Viabilizou-se, assim, o respeito à previsibilidade das regras e a manutenção, em princípio, do regime vigente de *price-cap* para reajuste da Parcela B na “partida” do contrato.

201. Para tanto, foi excluída a Subcláusula Vigésima Quarta, proposto novo texto para a definição do Valor da Parcela B e inseridos 3 novos parágrafos, conforme texto seguinte:

VPB: Valor da Parcela B, conforme o regime de regulação econômica a) ou b) definidos abaixo:

³⁵ Por exemplo, o documento “*Strengthening the Consumer Voice in Energy Network Company Price Controls*”, em formato de guia e desenvolvido pelo Citizens Advice, do Reino Unido, apresenta como a visão do consumidor pode ser internalizada no desenvolvimento do Plano de Negócios das distribuidoras do Reino Unido para o próximo ciclo tarifário. O documento traz uma revisão da literatura sobre teorias mais amplas de engajamento do consumidor, pesquisa sobre as atividades de engajamento de empresas do setor de energia, entrevistas com funcionários das empresas envolvidos no planejamento e execução das atividades, melhores práticas e estudo de caso. Outro exemplo é o caso da Austrália, onde o regulador também disponibiliza um guia (*Better Resets Handbook – Towards Consumer Centric Network Proposals*) para estimular o engajamento da distribuidora com o consumidor. A própria associação de empresas que operam redes de eletricidade e gás (ENA) também desenvolveu o seu próprio manual sobre engajamento do consumidor (*Customer Engagement Handbook*).



a) Valor resultante da aplicação da Tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o índice de variação da inflação (IVI) e o fator X.

Ou

b) Valor resultante da atualização dos itens que compõem a Parcela B, vigentes na Data de Referência Anterior, para a data do reajuste tarifário anual, utilizando a diferença entre o índice de variação da inflação (IVI) e o fator X, conforme critérios estabelecidos na regulação da ANEEL.

(...)

Parágrafo Segundo – a Parcela B será reajustada conforme o regime de regulação econômica a), sendo opcional à DISTRIBUIDORA o regime de regulação econômica b), que será definido seguindo o devido rito regulatório, conforme os procedimentos estabelecidos pela ANEEL.

Parágrafo Terceiro – a migração ao regime de regulação econômica b) ocorrerá em processo de revisão e será precedida de concordância da Distribuidora, após conhecimento das regras do novo regime.

Parágrafo Quarto – o regime de regulação econômica b) considerará aspectos como: (i) mudanças tecnológicas e inovações no setor de distribuição de energia elétrica; (ii) alterações na dinâmica de mercado e estrutura competitiva; (iii) evoluções nas melhores práticas regulatórias; e (iv) necessidades de adequação aos objetivos de sustentabilidade e eficiência energética.

~~**Subcláusula Vigésima Quarta** – A DISTRIBUIDORA concorda com o disposto no item a) do inciso XV do art. 4º do Decreto 12.068, de 20 de junho de 2024, podendo a ANEEL revisar e adaptar o regime de regulação econômica aplicável ao presente contrato, prospectivamente.~~

~~**Parágrafo primeiro** – A revisão do regime de regulação econômica considerará aspectos como: (i) mudanças tecnológicas e inovações no setor de distribuição de energia elétrica; (ii) alterações na dinâmica de mercado e estrutura competitiva; (iii) evoluções nas melhores práticas regulatórias; e (iv) necessidades de adequação aos objetivos de sustentabilidade e eficiência energética.~~

~~**Parágrafo segundo** – Qualquer alteração no regime de regulação econômica será precedida do devido rito regulatório, conforme os procedimentos estabelecidos pela ANEEL.~~

II.5.6.2 – RECONHECIMENTO DE CUSTOS DE CAPITAL E DE OPERAÇÃO ENTRE REVISÕES TARIFÁRIAS

(INCISO IX DA SUBCLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA E SUBCLÁUSULA DÉCIMA QUINTA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/ ALÍNEA “A” DO INCISO XIV DO ART. 4º DO DECRETO)

202. O Decreto facultou à ANEEL o reconhecimento de custos de capital e operação entre revisões tarifárias, o que pode favorecer a modernização dos serviços, preservando o princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

203. Essa mudança altera a lógica do modelo tradicional vigente, impactando o nível de investimentos, o risco e o custo regulatório, além de poder ser realizado de diversas formas, cada



qual com suas vantagens e desvantagens, carecendo de levantamento de custos e benefícios antes de eventual implementação.

204. Assim, inclui-se tal possibilidade no **inciso IX da Subcláusula Décima Segunda da Cláusula Sexta**, sujeita à regulação futura pela ANEEL, após ampla discussão com a sociedade, pois se trata de possibilidade que traz complexidade operacional e analítica, além de possuir alternativas e riscos, sendo necessário avaliar a conveniência de que seja implementada em conjunto com outras alterações regulatórias.

205. O modelo vigente, serviço pelo preço, ou *price-cap*, em virtude do comando da Lei nº 8.987/95, estabelece tarifas *ex-ante* com mecanismos de ajuste por fatores exógenos, como o índice de inflação e o Fator X, compartilhando os ganhos de produtividade com os consumidores. Tal modelo, com o estabelecimento de um preço máximo por um determinado período (revisões periódicas), incentiva a concessionária a reduzir seus custos e se apropriar dos ganhos de eficiência.

206. Conforme argumentado preliminarmente na seção anterior, o reconhecimento de custos de ativos entre revisões tarifárias, especialmente em investimentos de grande porte, pode reduzir o risco financeiro das concessionárias, mas também pode aumentar o risco de sobre investimento³⁶, com impacto para o consumidor.

207. Essa abordagem pode reduzir o incentivo a investimentos prudentes, pois viabiliza investimentos em que não há ganhos perceptíveis no curto prazo. O único benefício ao consumidor seria a diluição do impacto tarifário concentrado durante a revisão, mas aumentando a volatilidade tarifária intraciclo.

208. Isso pode enfraquecer a regulação por incentivos, aproximando-se do modelo de custo do serviço e elevando o risco de perda da modicidade tarifária. Além disso, pode incentivar mais investimentos em capital (CAPEX) em detrimento dos custos operacionais (OPEX), tornando o serviço mais caro. Para mitigar esses efeitos, é essencial implementar mecanismos compensatórios que promovam o equilíbrio entre a necessidade de investimentos e a proteção do consumidor.

209. Assim, a adoção do reconhecimento de custos entre revisões deve vir acompanhada de contrapartidas, como, por exemplo, metas mais rigorosas de qualidade na prestação do serviço

³⁶ Conhecido como Efeito Averch-Johnson, apresentado na tese "Behavior of Firm Under Regulatory Constraint": quando empresas reguladas por taxa de retorno ou custo de serviço tendem a acumular capital em excesso para aumentar os lucros.



ou ajustes no retorno esperado, que pode ser maior ou menor a depender do alcance da redução de custos em relação ao regulatório.

210. A NT 1.056/2024 trouxe alternativas, com base em experiência internacionais, para se reconhecer investimentos de maneira mais rápida, mantendo incentivos às distribuidoras para se investir na estrita necessidade e bom custo-benefício ao consumidor. Alguns exemplos são o benchmark conjunto da eficiência dos gastos totais, ou TOTEX, como forma de diminuir o viés ao CAPEX, os Planos de Investimentos não apenas com base no histórico de investimentos da empresa, mas com ampla consulta aos consumidores, de forma a mitigar a assimetria de informação. Outra alternativa também pensada foi a possibilidade de recalcular o componente Pd do Fator X em cada processo tarifário, levando em consideração a evolução dos investimentos, custos operacionais e benefícios. Essa medida mitigaria riscos e adaptaria o cálculo à realidade de cada concessionária, com menor custo de transação.

211. Concessões sob o regime de *price-cap* e ainda em expansão e/ou com alto potencial de redução de perdas poderiam dispensar o reconhecimento de custos de capital entre revisões, já que o mercado agregado financia novos investimentos, considerando a premissa de que a receita cresce mais que os custos, tanto que o componente Pd do Fator X busca compartilhar esses ganhos com o consumidor. No entanto, no regime de *revenue-cap*, cujos riscos de mercados não são da distribuidora, isso não seria aplicável.

212. Em suas contribuições, as distribuidoras em sua maioria e a ABRADDEE, sem propor outro regime alternativo ao *price cap* que endereçasse os incentivos regulatórios que precisariam ser adicionalmente explorados e eventualmente criados, conforme abordado acima, sugeriram que o Fator X fosse usado para ajustar tarifas para reconhecimento dos custos operacionais e de capital entre revisões tarifárias, propondo a exclusão do inciso IX da Subcláusula Décima Segunda da minuta do contrato. Entretanto, a exclusão não é necessária, pois o Decreto faculta à Aneel “promover o reconhecimento de custos de capital e de operação entre revisões tarifárias” e o Fator X é uma ferramenta que serve para ajustar a tarifa conforme a necessidade de investimentos ou despesas operacionais, seguindo condições definidas em regulamento. Assim, foi mantido o inciso IX da Subcláusula Décima Segunda, conforme redação abaixo:

Subcláusula Décima Segunda – Nos processos de revisões tarifárias ordinárias o valor da Parcela B será calculado considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade,



modicidade das tarifas e previsibilidade das regras, conforme regulação da ANEEL, que deverá observar o seguinte:

(..)

IX - os custos de capital e de operação entre revisões tarifárias poderão ser considerados nos processos de reajuste tarifário, conforme regulação a ser definida pela ANEEL.

213. Em relação à redação da **Subcláusula Décima Quinta**, as contribuições incluíram: (i) definir o Fator X apenas nas revisões tarifárias e de forma prospectiva; (ii) permitir ajustes anuais dos ganhos de produtividade para garantir a recuperação dos custos operacionais e de capital eficientes, de modo a favorecer a modernização dos serviços; (iii) obrigar a ANEEL a ajustar o Fator X no primeiro processo tarifário após assinatura do termo aditivo, caso a distribuidora comprove que ele não garantiu a recuperação dos custos operacionais e de capital necessários às obrigações estabelecidas no contrato.

214. Quanto ao primeiro item, a redação proposta nas contribuições incluiu a expressão “previstos para o ciclo tarifário posterior à revisão tarifária”. Esclarece-se que na metodologia atual o Fator X não se altera somente na revisão tarifária, já que componentes como Q e Pd se alteram anualmente, independente se tratar de reajuste ou de revisão. Assim, a redação proposta pela ANEEL permite que o Fator X seja alterado em qualquer processo tarifário.

215. Ainda sobre o primeiro item, quanto ao Fator X ser prospectivo, cabe ressaltar que o **Fator X** visa a redução de custos, **não garantindo que a receita seja compatível com os custos eficientes, mas incentivando as distribuidoras a reduzir seus custos para obter ganhos**. O cálculo do Fator X deve considerar o desempenho histórico das distribuidoras, pois o futuro precisa ser comparado com o passado, mesmo diante de mudanças no setor. Assim, o termo “previstos” não é necessário, pois o Fator X pode ser definido em regulamento, evitando assim assimetrias de informação. Dessa forma, propõe-se ajuste no texto com a retirada da palavra “observado”, de modo a deixar claro que ambas as análises podem ser feitas (passado e futuro), com base na discussão sobre a regulação.

216. Quanto ao segundo ponto, a flexibilidade trazida pelo decreto é genérica e ajustes no Fator X é apenas uma forma de implementação. Ajustes anuais ocorreriam quando necessário para garantir a recuperação dos custos, o que pode ser injusto para os consumidores. De qualquer forma, não é necessário inserir um parágrafo sobre ajustes anuais, pois a própria subcláusula já garante



ajustes conforme a evolução dos parâmetros do Fator X. Lembra-se que a Consulta Pública nº 7/2019 discutiu formas de calcular o Fator X, incluindo ajustes anuais para contratos prorrogados.

217. Quanto à contribuição de obrigar alterar antecipadamente o Fator X, esclarece-se que o Fator X, sendo parâmetro médio de eficiência, precisa ser garantido é que ele reflita a realidade do setor como um todo e não que seja alterado conforme a conveniência. Exemplos trazidos para permitir alterações antecipadas do Fator X, como digitalização de redes e investimentos em ativos depreciados, já são contemplados no regulamento ou são obrigações contratuais.

218. Conclui-se que qualquer alteração do Fator X deve passar por uma rediscussão metodológica, que pode ser realizada no âmbito da ARR 24-03 - Avaliação de Resultado Regulatório do Submódulo 2.5 do Proret - Fator X - Componente Pd, prevista para ocorrer em 2025. Ademais, vale destacar que as distribuidoras que passarão pelo processo de renovação das concessões vêm de um regime *price-cap* mais tradicional no qual o próprio valor do Componente Pd do Fator X é definido no processo de revisão tarifária e, como é premissa básica do processo de renovação o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, não identifico razão para se antecipar a introdução de nova metodologia de compartilhamento de ganhos de produtividade sem a devida discussão desse aprimoramento com a sociedade, em processo de Consulta Pública.

219. O texto final da **Subcláusula Décima Quinta** trouxe neutralidade quanto ao caráter histórico ou prospectivo, permite ajustes anuais de forma a promover a modernização dos serviços compatível com a prestação do serviço adequado de distribuição e o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, o que continua sendo objeto de regulação e de amplo debate com a sociedade, de forma que as contribuições foram parcialmente aceitas e a redação final evoluiu para o seguinte:

Subcláusula Décima Quinta – Nos processos tarifários serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos consumidores e demais usuários ganhos de produtividade ~~observados no~~ do setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço, à eficiência energética e à modernização das redes, conforme regulação da ANEEL.

II.5.6.3 - APLICAÇÃO DE INCENTIVOS COMPATÍVEIS COM A CAPACIDADE DE GESTÃO EM CONCESSÕES COM RELEVANTE PRESENÇA DE ÁREAS COM SEVERAS RESTRIÇÕES AO COMBATE ÀS PERDAS DE ENERGIA E À INADIMPLÊNCIA
SUBCLÁUSULA OITAVA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/§ 3º DO ART. 4º DO DECRETO)



220. A regulação atual reconhece os desafios enfrentados por concessionárias para o combate a perdas não técnicas de energia em áreas com severas restrições operativas (ASRO), com altos índices de violência e baixa presença do Estado, que prejudicam atividades essenciais como cobrança, inspeção, suspensão, regularização, dentre outras. Para essas áreas, em que as equipes das concessionárias têm dificuldade para atuar, a regulação oferece tratamento diferenciado na definição da trajetória de perdas não técnicas, permitindo maior índice de reconhecimento, conforme estabelecido no Submódulo 2.6 do Proret, levando em consideração as limitações operacionais enfrentadas.

221. Essa medida busca equilibrar os incentivos regulatórios, de modo que, mesmo em contextos desafiadores, as empresas sejam estimuladas a melhorar sua gestão e eficiência. O objetivo é evitar um repasse integral das perdas para a tarifa dos consumidores e, ao mesmo tempo, garantir que os incentivos estejam de acordo com a capacidade de gestão da concessionária.

222. Ainda que a regulação já esteja alinhada com a diretriz trazida pelo Decreto, existe uma previsão na própria regulação de que os incentivos sejam revisados periodicamente, especialmente no que diz respeito à inadimplência e à revisão das metodologias de cálculo das perdas. A ideia é garantir que os incentivos sempre reflitam o desempenho das concessionárias, ajustando-se às complexidades socioeconômicas das áreas de concessão, inclusive aquelas com os maiores desafios. O Decreto reforça que o foco deve ser a compatibilidade dos incentivos com a capacidade da concessionária de gerir essas situações adversas, em vez de repassar integralmente os prejuízos ao consumidor.

223. Além disso, o Decreto, em **seu § 3º do art. 4º**, inova ao introduzir a necessidade de que as concessionárias que operam nessas áreas mantenham planos de ação específicos para combater as perdas não técnicas. O desempenho das distribuidoras com ASRO na implementação dos planos a serem analisados pela ANEEL deverá impactar diretamente os níveis regulatórios de perdas de energia e receitas irrecuperáveis repassados aos consumidores ou arcados pelo concessionário.

224. Atualmente, a metodologia regulatória para perdas e receitas irrecuperáveis utiliza abordagem comparativa, que busca levar em conta as características individuais de cada concessão. Uma das vantagens desse modelo é minimizar os problemas de assimetria de informações entre o regulador e a concessionária.



225. Em consonância com a regulação por incentivos, destaca-se que a decisão do regulador, entretanto, não foi por optar por uma regulação que garantisse neutralidade de perdas nessas áreas, mas de estimular a eficiência na prestação do serviço a partir da comparação de desempenho com empresas comparáveis, dissociando as tarifas homologadas dos custos incorridos pela concessionária.

226. A metodologia buscou mitigar, primordialmente, o problema da assimetria da informação e estabelecer o tratamento específico àquelas áreas de concessão nas quais as restrições de acesso para combate às perdas sejam realmente relevantes.

227. Na última revisão de mérito do Submódulo 2.6 A do PRORET, houve avanços importantes na regulação da matéria, principalmente para as concessionárias com ASRO. Houve o reconhecimento de que para essas concessionárias deveria ser adotado um tratamento regulatório diferenciado, de modo a melhor refletir a complexidade envolvida no combate às perdas não técnicas.

228. Para identificar as distribuidoras com ASRO, buscou-se uma fonte de dados pública que pudesse ser acessada pela ANEEL. Na ocasião, identificou-se que a melhor informação disponível seria a base de dados dos Correios que permite a consulta por CEP, na qual se identifica se determinado CEP tem entrega regular, diferenciada (até 7 dias úteis de acréscimo ao prazo regular) ou interna (sem entrega domiciliar, devendo a entrega ser retirada numa agência dos CORREIOS).

229. A partir da aprovação da norma, concessões, com nível de entrega interna superior a 10% dos CEPs na média dos últimos três anos anteriores à revisão tarifária, seriam elegíveis ao tratamento regulatório diferenciado que prevê maior peso às perdas não técnicas praticadas.

230. Dessa forma, a proposta na minuta de contrato, de direitos e obrigações dos concessionários que enfrentam ASRO, busca, por um lado, preservar a possibilidade de se associar os níveis regulatórios de perdas e de receitas irrecuperáveis a plano de atuação no combate à perdas, mas sem afastar a utilização de comparações com o desempenho de outras empresas do setor, de modo a se evitar que as concessionárias apresentem metas conservadoras e de fácil cumprimento, o que poderia desestimular a busca por melhores práticas. Dessa forma, os planos de atuação devem ser utilizados como uma ferramenta auxiliar para definição das trajetórias regulatórias.



231. De qualquer forma, **a revisão dos Submódulos 2.6 e 2.6A do PRORET se encontra cadastrada na Agenda Regulatória em curso e está prevista para ocorrer ainda em 2025**, o que permitirá a incorporação das novas diretrizes trazidas pelo Decreto, cuja novidade principal é o plano de combate às perdas de energia, cujo desempenho da concessionária na sua implantação deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis.

232. A redação que havia sido proposta na abertura da CP para a **Subcláusula Oitava da Cláusula Sexta** detalhou os critérios para a definição dos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis nas revisões tarifárias ordinárias, a partir de análise de eficiência, levando em consideração fatores como o desempenho comparado de outras concessionárias, as particularidades da área de concessão, e a eficiência na execução dos planos de combate às perdas.

233. As contribuições das distribuidoras não se limitaram ao disposto no Decreto. Foram apresentadas sugestões, como considerar a capacidade **limitada** de gestão da distribuidora na definição dos parâmetros regulatórios durante todo o período de concessão.

234. A áreas técnicas entenderam que a redação do Decreto é suficiente para deixar claro que os incentivos devem ser compatíveis com a capacidade de gestão dessas concessões, sendo desnecessário adjetivar essa capacidade de gestão.

235. Quanto à forma de consideração do plano pela ANEEL, houve pedido para que o reposicionamento dos patamares regulatórios de perdas não técnicas e receitas irre recuperáveis fosse feito mediante apresentação do plano inicial, com efeitos a partir do processo tarifário subsequente à sua apresentação. Para tanto, foi solicitada a inclusão do parágrafo quarto na subcláusula oitava estabelecendo que *“os patamares regulatórios de perdas de energia e receitas irre recuperáveis serão reposicionados mediante apresentação do plano inicial, para atuação no combate às perdas de energia e inadimplência, sujeito à avaliação e fiscalização da ANEEL, no processo tarifário subsequente de sua apresentação”*.

236. Nesse quesito, observa-se que o Decreto não estabeleceu qualquer prazo para aplicação de tais incentivos. De qualquer forma, diante das contribuições recebidas, em relação ao momento de aplicação do reposicionamento dos níveis regulatórios de perdas não técnicas, as áreas técnicas fizeram questionamento à Procuradoria sobre o tema.

237. Em resposta a PFANEEL opinou que *“não é mandatório que os níveis regulatórios de perdas não técnicas sejam reposicionados no primeiro processo tarifário posterior à assinatura dos*



aditivos contratuais, devendo ser rejeitada a contribuição apresentada sugerindo a inserção do parágrafo quarto supratranscrito". Tal conclusão advém da leitura das disposições do Decreto, que não trouxe esta obrigação. Em outros dispositivos do Decreto, referente a outros comandos, foi trazida claramente a obrigação de aplicação *"a partir da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão"*, como dispões o § 1º³⁷ do art. 6º. Desta forma, não se tem dúvidas de que, quando o Poder Concedente quis estabelecer o momento da obrigação a ser cumprida, seja pela ANEEL, seja pelos concessionários, o fez de forma expressa em dispositivo do Decreto.

238. Assim, bem afirmou a PFANEEL que "o que está sendo proposto pela contribuição é que a ANEEL altere a metodologia das perdas não técnicas e seu prazo, ainda que tais modificações devam ocorrer apenas em revisões tarifárias. Ademais, tratando-se de matéria econômica, a cláusula proposta deve atender ao interesse público, especialmente o do consumidor, o que depende de avaliação e justificativa pela ANEEL, o que não condiz com a mera inserção do parágrafo quarto sugerido na contribuição."

239. A minuta do Termo Aditivo submetido à CP 27/2024, a exemplo de todos os contratos de distribuição já assinados pela ANEEL, é clara ao prever que os níveis regulatórios das perdas são discutidos e definidos nos processos de **revisão tarifária**. Trata-se do momento oportuno para a discussão com a sociedade dos planos a serem submetidos pelas distribuidoras, bem como das trajetórias factíveis diante da complexidade da área de concessão e eventuais redefinições dos mecanismos de incentivos.

240. Uma alternativa que poderia ser aventada seria a antecipação da revisão tarifária. Entretanto, essa também não foi a vontade do Poder Concedente. Senão vejamos o que trouxe a Nota Técnica nº 19/2023/SAER/SE, do Ministério de Minas e Energia, quando da análise das contribuições da Consulta Pública nº 152/2023, que apresentou à sociedade as diretrizes para a condução do processo das concessões vincendas de distribuição:

4.13.4. Antecipação de Revisão Tarifária

4.13.4.1. Sugeriu-se que seja incluída como diretriz a possibilidade de aplicação de Revisão Tarifária, à critério do concessionário, no primeiro ano após a assinatura do aditivo, de modo a reequilibrar a concessionária para o período que estarão em vigor as novas disposições contratuais, para incentivar a antecipação dos efeitos das prorrogações.

³⁷ § 1º Os compromissos de que trata o *caput* serão realizados durante todo o período de vigência contratual, **a partir da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão**, com planos de investimentos estabelecidos para cada ciclo tarifário e acompanhamento pela Aneel.



4.13.4.2. Neste ponto, por se tratar de contrato de concessão vigente e considerado como equilibrado dentro do período de revisão tarifária, optou-se por não acatar a contribuição.

241. Respondendo ao segundo questionamento quanto a apresentação do plano de combate às perdas acarretar a consideração imediata do reposicionamento, sem aguardar a revisão tarifária, a PFANEEL esclareceu que *“inexiste disposição no referido normativo [Decreto] no sentido de que a apresentação, a qualquer tempo, do plano de combate às perdas e receitas irrecuperáveis acarretará o reposicionamento imediato dos patamares regulatórios de perdas não técnicas e da forma de consideração do desempenho da concessionária. Conforme exposto no tópico anterior, o próprio Poder Concedente, por meio da NOTA TÉCNICA Nº 19/2023/SAER/SE, afastou a hipótese de “antecipação da revisão tarifária”.*

242. Diante de todo o exposto, entendo que os planos de combate às perdas e os níveis regulatórios de perdas não técnicas necessariamente devem ser debatidos e definidos em processo de revisão tarifária, sendo prerrogativa do Poder Concedente decidir sobre a antecipação da revisão tarifária para os concessionários que possuem ASRO, possibilidade que, pelos documentos até aqui disponibilizados, foi afastada para todos os concessionários em razão de se tratar de contrato de concessão vigente e considerado como equilibrado.

243. Naturalmente que os aprimoramentos metodológicos deveriam estar todos discutidos e aprovados a tempo da primeira revisão tarifária da LIGHT, em 2027, e da ENEL RJ, em 2028. De qualquer forma, de forma a dar maior previsibilidade e segurança aos concessionários, buscou-se uma redação que lhes garanta que, ainda que os debates metodológicos não estejam encerrados, o tema será tratado na primeira revisão tarifária ordinária subsequente à assinatura do aditivo.

244. Tal entendimento é corroborado pelo Procurador Geral da ANEEL ao complementar o Parecer n. 00014/2025/PFANEEL/PGF/AGU quando afirma:

“8. Há que se ter presente, no entanto, que a discricionariedade técnica da ANEEL não é ilimitada. A meu ver, extrapolaria os limites do razoável que a ANEEL deixasse indefinidamente em aberto o estabelecimento da regulação por incentivo exigida pelo Decreto n. 12.068/2024, sob pena de esvaziar uma das condições estipuladas para a prorrogação do contrato de concessão. Nesse sentido, penso que a nova regulação por incentivos prevista no inciso XV do art. 14 do Decreto n. 12.068/2024 já deve passar a produzir efeitos a partir do momento estipulado contratualmente para a definição da trajetória das



perdas regulatórias, o que normalmente coincide com o processamento da revisão tarifária ordinária.”

245. Outra contribuição sugere a definição de ASRO com base em diagnóstico apresentado pela própria distribuidora no âmbito do plano de combate às perdas.

246. Além de o Decreto não ter feito referência à forma de definição da ASRO, se o reconhecimento das perdas em ASRO depender exclusivamente do diagnóstico da empresa, há grande risco de superestimar a presença destas áreas com o intuito de isentar a distribuidora do problema das perdas, traduzindo-se em opção de elevada assimetria de informação e risco de aumentar indevidamente os custos das perdas às tarifas.

247. Da mesma forma, na complementação feita pelo Procurador Geral da ANEEL, ele reforça tal entendimento:

“6. Não se ignora que o §3º do art. 4º do Decreto n. 12.068/2024 menciona a existência de um plano para atuação no combate às perdas de energia, a ser fiscalizado pela ANEEL, e que o desempenho da concessionária na implantação desse plano deve, nos termos do mesmo dispositivo, ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irre recuperáveis. Porém, não decorre inequivocamente do Decreto que a elaboração desse plano represente a fixação, pela própria concessionária regulada, do seu nível regulatório de perdas, ainda que sujeito a posterior validação da ANEEL, como parece ser a intenção da contribuição apresentada pela Light e ABRADDE.”

248. De todo o exposto, diante das preocupações apresentadas nas contribuições, das análises técnica e jurídica apresentadas, foram propostos os seguintes avanços com relação aos pleitos das distribuidora: inciso específico para ASRO; clareza na relação entre o desempenho no plano de combate às perdas e os níveis regulatórios; inclusão da necessidade de aprovação do plano, já que o Decreto trouxe que ele precisa ser fiscalizado pela ANEEL; e inclusão de parágrafo assegurando que os efeitos do Decreto serão percebidos a partir da 1ª revisão tarifária após a assinatura do termo aditivo contratual.

249. Segue a nova redação mostrando tais alterações:

Subcláusula Oitava – *A forma de cálculo dos níveis regulatórios ou os níveis regulatórios das perdas de energia elétrica do sistema de distribuição e das receitas irre recuperáveis serão estabelecidos nas revisões tarifárias ordinárias a partir de análise de eficiência, que deverá levar em consideração, quando cabível:*

I - o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis;



II - as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA, inclusive quanto à presença de áreas com severas restrições operativas; e

III – o desempenho da concessionária na implantação do plano que trata o inciso XXVI da Cláusula Terceira. a relevante presença de áreas com severas restrições operativas, considerando que:

a) A distribuidora deverá manter plano para atuação no combate às perdas de energia, sujeito à aprovação e fiscalização da Aneel, e cujo desempenho da concessionária na sua implantação deverá ser refletido nos níveis regulatórios de perdas e receitas irrecuperáveis;

b) A regulação observará a aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão da distribuidora no combate às perdas de energia e à inadimplência;

(...)

Parágrafo Terceiro – O disposto no inciso III desta Subcláusula se aplica a partir do primeiro processo de revisão tarifária após assinatura do termo aditivo contratual. A regulação observará a aplicação de incentivos compatíveis com a capacidade de gestão em concessões com relevante presença de áreas com severas restrições ao combate às perdas de energia e à inadimplência.

250. Entendo perfeitamente factível que até o fim do ano de 2026, a ANEEL consiga debater com a sociedade e aprovar as novas metodologias para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas, incluindo a definição das distribuidoras com elevada presença de Áreas de Severas Restrições Operativas – ASRO, o tratamento a ser dado essas áreas, os conteúdos mínimos dos planos a serem submetidos à ANEEL e as trajetórias a serem adotadas.

251. Não tenho como deixar de registrar minha satisfação com a evolução deste dispositivo desde a abertura da consulta pública, que só foi possível com as intensas discussões e reflexões que tivemos com os agentes e internamente, e com a criatividade exercitada pelas equipes. A meu ver chegamos a um resultado equilibrado, que permite que o concessionário tenha mais liberdade e respaldo tarifário para adotar medidas mais eficientes de combate a perdas, medidas essas que constarão de um plano de atuação que será analisado e aprovado pela ANEEL com base em metodologia própria, e acompanhado de perto pela Agência, aumentando o *accountability* do concessionário sobre seus compromissos nesse combate, podendo ter reflexos tarifários, a depender de seu próprio desempenho.

252. Por fim, preciso registrar que ao longo do processo, com vistas a reduzir a assimetria de informações entre concessionária e agência a respeito do tamanho do problema enfrentado com



as ASRO, em especial, sua delimitação geográfica que sabidamente evolui com o tempo, considere introduzir dispositivos no contrato que incluíssem entre as obrigações das distribuidoras a obrigação de manutenção de um sistema de informação alimentado por registros administrativos, capaz de identificar e monitorar áreas de alta complexidade no combate às perdas não técnicas e à inadimplência elevada. O sistema deveria adotar critérios claros e auditáveis, manter rotinas de checagem do fluxo e da integridade dos dados, possuir metodologia documentada e contar com atualizações regulares que permitam capturar acréscimos e decréscimos na extensão das ASRO. Além disso, os dados produzidos deveriam ser validados por fontes externas à concessionária. Mas, diante da urgência em concluirmos uma minuta final de contrato de concessão a ser submetida para aprovação pela Diretoria Colegiada, e com base no *feedback* que recebi da minha assessoria e dos especialistas envolvidos na redação dos dispositivos em comento, concluí que uma tal obrigação pode ser endereçada na regulação, a ser discutida com a sociedade, que poderá detalhar melhor e com base numa ponderação mais exaustiva o que se esperaria de um tal sistema de informação.

II.5.6.4 –EFICIÊNCIA NA GESTÃO ORÇAMENTÁRIA DO ONS

(CONCEITO DE PARCELA A E SUBCLÁUSULA QUARTA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO)

253. A NT 1.056/2024, de abertura da CP, trouxe a necessidade de melhorar a eficiência na gestão do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que atualmente é majoritariamente financiado pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), com uma pequena contribuição dos associados (aproximadamente 3%). As distribuidoras são associadas do ONS e a proposta prevista na minuta de contrato visa criar o incentivo para que essas cobrem do Operador eficiência na gestão orçamentária na qualidade de associadas.

254. A assinatura do contrato de concessão, ao pressupor a definição de um equilíbrio econômico-financeiro, é o momento adequado para criar incentivos para que as distribuidoras, em nome dos consumidores, fomentem o aumento da eficiência e eficácia na gestão dos recursos do ONS, por meio de sua atuação enquanto associadas dessa entidade. Para isso, foi proposta a inclusão de **subcláusula na Cláusula Sexta** definindo que o custeio do ONS seja tratado como item da Parcela B e ajustando a definição dos custos de Parcela A para excluir o custeio orçamentário do ONS.



255. Historicamente, os contratos de concessão trataram o tema de forma distinta. A versão mais recente excluiu a Contribuição Associativa da Parcela A, criando um incentivo para repassar apenas valores eficientes dos custos do ONS para as tarifas dos consumidores. Contudo, este incentivo poderia ser visto como insuficiente, pois o custeio via TUST ainda é majoritário. E ressalta-se que, neste processo, não se propõe analisar uma redivisão do orçamento do Operador entre valores recolhidos via TUST e via contribuição associativa, mas ao alterar a alocação dos custos, caso essa redivisão seja feita no futuro, a sinalização de eficiência estaria preservada.

256. Claras as motivações do tratamento do tema, as contribuições quanto à exclusão da previsão do custeio do ONS na Parcela B não foram acatadas. No entanto, ajustou-se o texto para esclarecer que não é necessária alteração na metodologia do cálculo da TUST para implementar a proposta. Para tanto, propôs-se nesta versão final da minuta a exclusão do trecho “*excluindo-se o custeio orçamentário do ONS*” da definição da Parcela A. Para reforçar que a arrecadação do orçamento se aplica à Parcela B, acrescentou-se a frase “*independentemente da forma de arrecadação, conforme regulação da ANEEL*” na Subcláusula Quarta, conforme texto final proposto:

Parcela A – Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à contratação eficiente de montantes de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e de pontos de conexão ou contratações de terceiros cuja responsabilidade pelo pagamento seja da DISTRIBUIDORA, ~~excluindo-se o custeio orçamentário do ONS;~~ e

Subcláusula Quarta – O custeio orçamentário do ONS será tratado como item de Parcela B, independentemente da forma de arrecadação, conforme regulação da ANEEL.

257. Em resumo, a proposta busca criar incentivos para que as distribuidoras, em nome dos consumidores, enquanto associadas do ONS, cobrem mais eficiência em sua gestão financeira, criando incentivo mais eficaz para o repasse de custos eficientes e separando os custos de custeio orçamentário do ONS dos demais custos de conexão e uso das redes.

II.5.6.5 - UTILIZAÇÃO DO IPCA COMO INDEXADOR PARA O REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

(PARÁGRAFO ÚNICO DA SUBCLÁUSULA SÉTIMA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/ALÍNEA “F” DO INCISO XIV DO ART. 4º DO DECRETO)

Parágrafo único Primeiro - a partir do primeiro mês de vigência deste TERMO ADITIVO ao contrato de concessão, será utilizado o IPCA como indexador para o Reajuste Tarifário Anual, ou outro índice que venha a substituí-lo.



258. O Decreto determina que, a partir do primeiro mês de vigência dos termos aditivos, seja utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) como indexador do Reajuste Tarifário Anual, ou outro índice que o substitua. Assim, adicionou-se um **parágrafo à Subcláusula Sexta da Cláusula Sexta** para replicar essa regra no contrato. Isso implicará um tratamento diferenciado no primeiro processo tarifário após a assinatura, com a parte anterior ao termo aditivo corrigida pelo IGPM e a parte posterior pelo IPCA. Não foram apresentadas contribuições nesta cláusula.

II.5.6.6. NOVA DESTINAÇÃO PARA RECEITAS ACESSÓRIAS PRÓPRIAS E COMPLEMENTARES, VALORES ARRECADADOS REFERENTES À ULTRAPASSAGEM DA DEMANDA E AO EXCEDENTE DE REATIVOS
(SUBCLÁUSULA DÉCIMA E DÉCIMA SÉTIMA DA CLÁUSULA SEXTA/§ 2º DO ART. 6º DO DECRETO)

259. Atualmente, as receitas de Outras Receitas, ultrapassagem de demanda e excedente de reativos (UDEROR) são revertidas para a modicidade tarifária, em conformidade com o art. 11 da Lei nº 8.987/95, sendo subtraídas da Parcela B durante a revisão tarifária periódica.

260. Entretanto, o **art. 6º do Decreto** estabelece, entre os compromissos que as concessionárias assumem para terem direito à prorrogação das concessões, as obrigações de: a) desenvolver ações para melhorar o atendimento de eletricidade nas áreas rurais, especialmente nas regiões com potencial para o agronegócio e a agricultura familiar, conforme regulação da ANEEL (**art. 6º, inc. III**); e b) implementar ações para promover a inclusão energética, reduzir perdas não técnicas e regularizar o serviço público em áreas vulneráveis, conforme diretriz do MME (**art. 6º, inc. IV**).

261. De acordo com o Decreto, esses compromissos serão realizados durante todo o período contratual, com planos de investimento estabelecidos para cada ciclo tarifário e acompanhamento pela ANEEL. Os recursos para esses investimentos virão das receitas acessórias e dos valores arrecadados pela ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, podendo ser complementados por políticas públicas.

262. É importante destacar que as ações dos **incisos III e IV** já são em grande parte financiadas pela tarifa, pois atendem ao mercado das distribuidoras.

263. Assim, o disposto no **art. 6º** a princípio não representa um ônus adicional ao concessionário, já que os concessionários terão recursos extras para cumprir suas obrigações que já constam entre as suas atuais ou para ações que realizariam independentemente dessa diretriz, não



se tendo hoje garantias de que esses investimentos trarão benefícios superiores àqueles proporcionados atualmente pela destinação direta desses recursos à modicidade tarifária.

264. Portanto, não é necessário utilizar todo o montante das receitas para as ações mencionadas, já que quaisquer recursos remanescentes continuam devendo ser revertidos para a modicidade tarifária, conforme o inc. XI do art. 4º do Decreto, que ressalta que novas atividades e serviços devem favorecer essa modicidade.

265. Assim, para manter à destinação dos recursos remanescente para essa modicidade, sugeriu-se a alteração da **Subcláusula Décima da Cláusula Sexta**, para que, no cálculo das tarifas, a ANEEL subtraia da Parcela B as receitas de Ultrapassagem de Demanda, Excedente de Reativo e outras Receitas do Período de Referência que não foram aplicadas nas ações dos incisos XIX e XX da Cláusula Terceira.

266. Além disso, propõe-se a modificação da **Subcláusula Décima Sétima** da mesma Cláusula, estabelecendo que as receitas da DISTRIBUIDORA oriundas de outras atividades empresariais, conforme a Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira, sejam parcialmente revertidas para a modicidade tarifária ou para as ações dos incisos XIX e XX da Cláusula Terceira, conforme regulação da ANEEL.

267. Tais dispositivos não receberam contribuições.

II.5.6.7 – DO INCENTIVO À GESTÃO EFICIENTE DA CONCESSÃO

(INCISO VIII DA SUBCLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/ INCISO X DO ART. 4º DO DECRETO)

VIII – as parcelas de Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custos Operacionais poderão ser calculadas de forma conjunta em forma de Anuidade Regulatória (TOTEX), observando o disposto nos incisos I e VII desta Subcláusula, contemplando mecanismos de estímulo à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital; e

268. O Decreto estabelece que o contrato de concessão deve incentivar a gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital. A Nota Técnica nº 19/2023/SAER/SE aprimorou o entendimento sobre a importância da modernização das redes, equilibrando os incentivos entre investimentos e custos operacionais para reduzir impactos tarifários. O modelo atual utiliza ferramentas tradicionais, como contabilidade regulatória e WACC, para incentivar a eficiência, mas favorece o CAPEX em relação ao OPEX. Com a quase universalização do serviço, há a necessidade de reavaliar o modelo, considerando os novos desafios do setor elétrico em contexto de



descarbonização das economias globais, priorizando a prestação do serviço com menos ênfase na realização de investimentos, ampliando o olhar para temas como a eficiência energética.

269. Uma alternativa para promover a gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital, conforme já abordado neste voto, é a metodologia TOTEX, que analisa OPEX e CAPEX conjuntamente, incentivando a manutenção de ativos úteis e reduzindo custos. A implementação do TOTEX enfrenta desafios, mas a experiência internacional aponta que flexibilidade contratual é essencial. Assim, propôs-se ajustar a **Subcláusula Décima Segunda** para permitir o cálculo conjunto das Parcelas de Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custos Operacionais, na forma de Anuidade Regulatória (TOTEX), promovendo maior eficiência na gestão e incentivando a modernização tecnológica, sem prejudicar a qualidade do serviço.

270. A única contribuição foi para retirar a palavra TOTEX, por não ter sido definida no contrato, o que foi aceito.

II.5.6.8 –TARIFAS DIFERENCIADAS: FERRAMENTA PARA EFICIÊNCIA ECONÔMICA, FACILITAÇÃO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E INCLUSÃO ENERGÉTICA

(SUBCLÁUSULA VIGÉSIMA E VIGÉSIMA SEGUNDA DA CLÁUSULA SEXTA DO TERMO ADITIVO/ ALÍNEAS “D” E “E” DO INCISO XIV DO ART. 4º DO DECRETO /)

271. A isonomia tarifária, presente no contrato atual, restringe o uso da tarifa como instrumento para melhorar a prestação de serviços e a eficiência econômica.

272. O Decreto trouxe inovações na política tarifária ao estabelecer diretrizes para aprimorar as condições econômicas dos contratos, permitindo que: as tarifas homologadas pela ANEEL possam ser diferenciadas para áreas com alta complexidade em combate a perdas não técnicas e inadimplência; a ANEEL defina diferentes tipos de tarifas com base em critérios técnicos, locacionais e de qualidade, de forma transparente e não discriminatória.

273. Com a transição energética e o aumento do uso de tecnologia tanto pelas distribuidoras quanto pelos consumidores, a diferenciação tarifária se torna relevante para a alocação eficiente de custos e benefícios. Ela pode também promover a inclusão energética, reduzir investimentos necessários, otimizar recursos e combater perdas não técnicas e inadimplência. Tais efeitos já vêm sendo testados em *sandboxes* tarifários promovidos pela ANEEL. Para isso, sugeriu-se revisar o contrato atual, permitindo maior flexibilidade na aplicação de tarifas diferenciadas, alinhando os conceitos de diferenciação e isonomia tarifária.



274. Assim, propôs-se a inclusão da **Subcláusula Vigésima** que estabelece que a Receita Requerida será decomposta em tarifas a serem cobradas dos usuários, de acordo com a metodologia de estrutura tarifária aprovada pela ANEEL, considerando eventuais descontos tarifários previstos pela legislação setorial. Já a **Subcláusula Vigésima Segunda** permite a diferenciação tarifária com base em critérios técnicos, locacionais, de qualidade e custos específicos de atendimento aos diferentes segmentos de usuários, bem como para áreas com alta complexidade no combate às perdas não técnicas e inadimplência.

275. Observou-se, contudo, a preocupação das concessionárias com a falta de incentivo na regulação vigente de se criar estruturas tarifárias distintas porque a migração de consumidores para outras tarifas pode levar à perda de receitas pelas distribuidoras. O argumento foi considerado pertinente pelas áreas técnicas com a observação de que esse efeito de perda de receitas é transitório, até porque a receita requerida total para uma concessionária é sempre revisitada nas revisões tarifárias. Dessa forma, propôs-se a introdução de um **parágrafo único à Subcláusula Vigésima Segunda** prevendo que a regulação vai prever uma regra de transição.

276. Estas Subcláusulas passaram, assim, a apresentar a redação a seguir:

Subcláusula Vigésima – A Receita Requerida será decomposta em tarifas a serem cobradas dos consumidores e demais usuários, mediante metodologia de estrutura tarifária aprovada pela ANEEL, que considerará eventuais descontos tarifários definidos na legislação setorial.

(...)

Subcláusula Vigésima Segunda – A estrutura tarifária poderá permitir diferenciação tarifária considerando:

I – critérios técnicos, locacionais, de qualidade e custos específicos de atendimento aos distintos segmentos de consumidores e demais usuários; e

II – áreas de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e elevada inadimplência.

Parágrafo Único – Os efeitos sobre a receita da distribuidora decorrentes da transição para nova metodologia de estrutura tarifária serão tratados, conforme regulação.

II.5.7 – DA SUSTENTABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

(CLÁUSULA SÉTIMA DO TERMO ADITIVO/INCISO I DO ART. 4º E INCISO II DO ART. 5º DO DECRETO)

277. A NT 1.056/2024 discorreu sobre a importância da sustentabilidade econômico-financeira das concessões de distribuição de energia elétrica, cuja insolvência poderia causar



prejuízos significativos ao setor elétrico, afetando consumidores, geradores, transmissoras e outras entidades envolvidas. A ANEEL, por meio de sua função fiscalizatória, tem a responsabilidade de zelar por essa sustentabilidade, sendo que o Decreto nº 8.461/2015 e a Lei nº 12.783/2013 reforçam essa missão, quando exigiram cláusulas específicas para garantir a saúde financeira das distribuidoras. Na contramão desse espírito, as contribuições recebidas das distribuidoras implicavam um aumento da subjetividade para a definição e a apuração desses critérios de eficiência, e por esse motivo não foram acatadas.

278. A **Cláusula Sétima** obriga as distribuidoras a manterem a sustentabilidade econômico-financeira ao longo da concessão, gerenciando adequadamente custos e despesas, endividamento, investimentos e o pagamento de tributos e dividendos. No caso de descumprimento dos Critérios de Eficiência com relação à gestão econômico-financeira, haverá limitações no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio, além da imposição de restrições quanto a novos negócios jurídicos entre a concessionária e partes relacionadas. Além disso, as distribuidoras devem manter esse compromisso registrado em seus atos constitutivos.

279. A proposta atual de apuração do critério de eficiência na gestão econômico-financeira remete à regulação da ANEEL, atualmente especificada na Resolução Normativa nº 948/2021, que determina que um descumprimento inicial dos critérios de eficiência pode levar à limitação de pagamento de proventos ao acionista e de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas, que possibilita, também, que eventuais descumprimentos do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira possam ser revertidos mediante aportes de capital, atendidas condicionantes estabelecidas na norma. Por sua vez, dois descumprimentos consecutivos enseja a abertura de processo de caducidade, como previsto no **inciso II do art. 5º do Decreto**. Tais diretrizes estão refletidas na **Subcláusula Décima Segunda da Cláusula Décima Segunda** da minuta contratual.

280. As contribuições pediram a inclusão de dispositivo para eventual alteração legal de percentual de pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, aplicável nos casos de descumprimento de limites de indicadores de desempenho.

281. Considerando que a limitação de pagamento de dividendos deve constar em estatuto, entende-se que há conformidade tanto com § 1º quanto com o 2º do art. 202 da Lei 6.404/1976 e apenas uma eventual alteração legal que estabeleça um percentual mínimo obrigatório a despeito



daquele já definido em estatuto social, incorreria em alteração contratual e normativa. Desta forma, a contribuição foi acatada parcialmente com o acréscimo de parágrafo na Subcláusula Segunda:

Parágrafo PrimeiroÚnico – O ato constitutivo alterado deverá ser enviado à ANEEL em até 180 dias da data de assinatura deste Termo Aditivo.

Parágrafo Segundo – O percentual a que se refere o Inciso I desta Subcláusula poderá ser modificado, nos termos da regulamentação aplicável, caso legislação superveniente estabeleça percentual de dividendo obrigatório, observados os § 1º e 2º do art. 202 da Lei nº 6.404, de 1976, com redação dada pela Lei nº 10.303, de 2001.

II.5.8 – DA GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA

(CLÁUSULA OITAVA DO TERMO ADITIVO/INCISO XIII DO ART. 4º DO DECRETO)

282. A premissa de fortalecimento da governança corporativa no segmento de distribuição está presente nos contratos de concessões desde 2015, diante da diretriz trazida no Decreto nº 8.461/2015.

283. Diante dessa previsão normativa, a ANEEL regulamentou o tema por meio da REN 787/2017, posteriormente revogada pela REN 948/2021. A referida Resolução estabelece que a avaliação da qualidade dos sistemas de governança das concessionárias deve abranger duas dimensões: (i) a governança corporativa clássica, que visa aprimorar a gestão empresarial, promovendo transparência, equidade e responsabilidade administrativa para maximizar os interesses dos acionistas e garantir sustentabilidade a longo prazo; e (ii) a conformidade regulatória, que avalia o nível de aderência às normas vigentes e sinaliza o comportamento do setor de distribuição, especialmente no envio de informações ao Regulador sobre os serviços prestados aos consumidores.

284. As contribuições recebidas para o tema sugeriram alterar a redação, de modo a acrescentar que a distribuidora se obriga a observar, além da regulação da ANEEL, as normas complementares aprovadas pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados - ANPD, pois seria necessário considerar toda a legislação e regulamentação aplicável sobre privacidade e proteção de dados pessoais, que igualmente determinam regras e padrões de governança corporativa. Tais contribuições não foram acatadas, pois a Subcláusula Quinta da Cláusula Terceira já explicita a necessidade de observância de toda legislação relacionada à proteção de dados.

285. Desta forma, não houve alteração na referida Cláusula Oitava.

II.5.9 – DA FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO, DAS PENALIDADES, DA INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO



Autenticar documento em <https://camarasempapel.cmsandre.sp.gov.br/autenticidade> com o identificador 3100370034003300360039003A00540052004100, Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001, que institui a Infra-estrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.

(CLÁUSULAS NONA, DÉCIMA E DÉCIMA PRIMEIRA DO TERMO ADITIVO)

286. As contribuições recebidas nestas cláusulas foram no sentido de trazer um detalhamento que as áreas técnicas entenderam que deve ser remetido à regulação.

287. Exemplo de contribuição nesta linha para a Cláusula Nona foi a de exigir que a distribuidora disponibilize “**em tempo real aos entes públicos indicados pela ANEEL**”, sempre que solicitado, acesso remoto a todos os sistemas utilizados para a prestação dos serviços, pelo período que se fizer necessário e nos prazos requisitados. Conquanto se possa considerar intuitivamente desejável esse acesso irrestrito de entes públicos aos dados em tempo real dos concessionários de energia, para possibilitar a coordenação desses na prestação de serviços à sociedade, pude escutar de diversos agentes³⁸ sua preocupação relativa à segurança cibernética da operação das redes de distribuição, muitas hoje operadas remotamente, com elevado grau de automação. Há distribuidoras, por exemplo, em que o sistema de operação ocorre em rede fisicamente apartada (da rede da empresa que contenha todos seus demais dados) e à qual o acesso é bastante restrito, inclusive para a alta liderança da companhia, com vistas a protegê-la do ataque de hackers, uma vez que o acesso desses a um sistema de operação de distribuição pode ensejar danos para a sociedade inestimáveis, e talvez não comparáveis, em termos de proporções, a outros serviços públicos prestados por redes, como saneamento e distribuição de gás natural. Neste sentido, uma tal obrigação deveria ser precedida de análise de impacto regulatório e de amplo debate com a sociedade, cabendo escutar também, o Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, responsável por disciplinar o tratamento a ser dado a infraestruturas críticas no país.

288. Outras contribuições vieram no sentido de determinar à distribuidora manter “*portal de transparência, com padrão mínimo de informações, de fácil acesso e compreensão por parte da população em geral contendo informações relativas às metas dos serviços regulados, constando mensalmente as metas previstas, assim como quais foram alcançadas e quais não cumpriram a meta mínima estabelecida. A Aneel deverá indicar quais indicadores devem constar no referido portal, podendo a distribuidora incluir outros indicadores por sua iniciativa ou a pedido do Conselho de Consumidores.*”

³⁸ SEI nº 0053661 – Reunião realizada com a CPFL para tratar temas afetos a CP 32/2024, que trata da resiliência de redes.



289. Para a Cláusula Décima, teve sugestão de constar que a multa seja majorada em caso de reincidência no período de 5 anos subsequentes à aplicação da primeira sanção.

290. A exemplo da discussão em curso na CP 32/2024, sobre resiliência de redes, em que a proposta de regulação especifica obrigações de prestação de informações à sociedade, com penalidades cabíveis no casos de descumprimento, entendo, em concordância com a área técnica, que tais detalhamentos são matéria de regulação, não devendo constar no Termo Aditivo.

II.5.10 – DA EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS (CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA DO TERMO ADITIVO)

291. A Cláusula Décima Segunda do Termo Aditivo possui além do *caput*, 12 subcláusulas.

292. Foram recebidas 62 contribuições, das quais 29 propuseram detalhamentos sobre os ativos a serem indenizados, em caso de extinção da concessão.

293. Tais pedidos abordaram temas como: a metodologia de cálculo, ativos em construção, enquadramento de ativos não elétricos como vinculados ao serviço concedido, e inclusão de saldos remanescentes de insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em caso de extinção. A área técnica entendeu que as contribuições não deveriam ser aceitas, pois as Subcláusulas são suficientes para estabelecer as premissas da indenização, considerando os bens essenciais para a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, conforme o Decreto, legislação superveniente, e regulamentações.

294. Não obstante, foram promovidos aprimoramentos redacionais na **Subcláusula Quinta**, que trata da extinção por encampação, para esclarecer que as demais subcláusulas que trazem diretrizes para o cálculo da indenização se aplicam nesse caso também. Assim propus ajuste na redação proposta pelas áreas:

Subcláusula Quinta– Para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização considerando as diretrizes contidas nas Subcláusulas Segunda, Terceira e Quarta dessa Cláusula das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela DISTRIBUIDORA para garantir a prestação do serviço público adequado.

295. Quanto à Subcláusula Oitava, que trata da possibilidade de a distribuidora apresentar plano de transferência do controle societário anteriormente à instauração pela ANEEL de processo administrativo, em face do descumprimento das condições de prorrogação, cabe esclarecer que o



texto submetido à Consulta Pública se referia ao contrato das concessões de distribuição vincendas de 2015, cuja Cláusula Décima Oitava - Condições de Prorrogação previa carência para o atingimento dos Critérios de Eficiência dispostos nos Anexos II e III da referida minuta. Em 2016 foi publicada a Lei nº 13.360, que define, em seu art. 4º-C, "*que concessionário, permissionário ou autorizatário de serviços e instalações de energia elétrica poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga, conforme regulação da Aneel*".

296. Considerando que as concessões do processo ora em discussão não dispõem de carência, nos termos do Decreto nº 12.068/2024, e que o direito de apresentação de plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga, conforme regulação da ANEEL, está assegurado em lei, concordo com a perda de objeto da subcláusula oitava, que foi excluída da versão final da minuta.

II.5.10.1 – DO PROCESSO DE CADUCIDADE

(SUBCLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA DA CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA DO TERMO ADITIVO/ART. 5º DO DECRETO)

297. De acordo com o Decreto, o Termo Aditivo ao contrato de concessão deve contemplar situações que possam levar à abertura de processo de caducidade, caso o serviço não seja prestado de forma adequada, e deve estabelecer, no mínimo, que o não cumprimento dos limites anuais globais dos indicadores de continuidade coletivos de frequência e duração ou dos critérios de eficiência na gestão econômico-financeira, por 2 anos consecutivos, resultará na abertura do processo de caducidade.

298. Além disso, o Decreto (**art. 5º, §1º**) autoriza a ANEEL a estabelecer critérios adicionais ou mais rigorosos para garantir que o serviço de distribuição esteja alinhado com as exigências tecnológicas, regulatórias e comerciais do setor elétrico durante a vigência do contrato, após consulta pública, com análise de impacto regulatório, e terão período de carência de 3 anos antes de entrarem em vigor. O descumprimento desses critérios por 2 anos consecutivos resultará em processo de caducidade, conforme regulação da ANEEL e o direito à ampla defesa.

299. Sobre os Critérios de Eficiência com relação à Continuidade e, principalmente, à Gestão Econômico-Financeira foram recebidas 14 contribuições, mas a maioria de mesmo conteúdo, propondo tratamento específico para os casos de descumprimento em que, alegadamente, não haveria ação ou omissão da distribuidora. Tal sugestão traz subjetividade à apuração dos critérios, o que não é desejável. A objetividade é uma das premissas da apuração do



critério de eficiência na gestão econômico-financeira (seguindo os mesmos moldes da prorrogação de 2015).

300. Ainda, quando da verificação preliminar do descumprimento do critério econômico-financeiro, a ANEEL oficia as distribuidoras, de modo que estas possam apresentar suas considerações ao cálculo apurado, sendo garantida, também, a devida instrução do processo administrativo, assegurado à distribuidora o direito a ampla defesa e ao contraditório.

301. Outras contribuições sugeriram mecanismos para aumentar a geração de caixa operacional bruta (LAJIDA) no Critério de Eficiência Econômico-Financeiro, como a exclusão de elementos não recorrentes, adição de efeitos dos reposicionamentos tarifários e das necessidades de expansão da concessão. Também foi sugerido permitir a apresentação de plano de recuperação, com a exigência de aporte adicional de LAJIDA apenas após inadimplência contínua. No entanto, essas propostas e conceitos, que já foram discutidos no processo de prorrogação de 2015, não foram aceitos. Ademais, a formulação e apuração do critério econômico-financeiro no atual termo aditivo são remetidas à regulação.

302. Algumas contribuições versaram sobre a substituição do termo “indicadores” por “critérios”, por ser mais abrangente e aderente ao caput da subcláusula, o que foi aceito. No entanto, as áreas técnicas reforçaram que a alteração não afasta a objetividade da análise, sujeita à regulamentação da ANEEL. Solicitaram, ainda, a inclusão do efeito dos reposicionamentos tarifários ou dos parâmetros de regulação econômica na apuração do critério, nos moldes que seria previsto no art. 2º do Decreto 12.068/2024. Quanto a este último ponto, as áreas técnicas pontuaram que o referido dispositivo, previsto no § 8º do art. 2º do referido Decreto se aplica nos casos em que uma distribuidora não cumpra as exigências para a prorrogação, não se estendendo às diretrizes para o termo aditivo ao contrato de concessão, dispostas nos artigos 4º, 5º e 6º do Decreto.

303. Desta forma, a redação da Subcláusula Décima Segunda foi renumerada, devido à exclusão da Subcláusula Oitava, e alterada apenas para receber a contribuição da troca da palavra “indicadores” por “critérios”, conforme texto a seguir:

Subcláusula Décima ~~Terceira~~ Segunda – O descumprimento pela DISTRIBUIDORA, por dois anos consecutivos dos critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento ou à gestão econômico-financeira, implicará a abertura do processo de caducidade, conforme



regulação da ANEEL, respeitadas as disposições deste CONTRATO, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Parágrafo Primeiro – A ANEEL estabelecerá os indicadores critérios de que trata o caput desta Subcláusula, sendo que, para o critério econômico-financeiro, observar-se-á, dentre outros, a necessidade de LAJIDA positivo, de capacidade de realização de investimentos mínimos, de gerenciamento da dívida e da possibilidade de cumprimento por meio de aporte de capital, conforme regulação da ANEEL.

Parágrafo Segundo – A ANEEL poderá definir critérios adicionais ou requisitos mais restritivos que impliquem a abertura de processo de caducidade, com vistas a propiciar que a DISTRIBUIDORA preste o serviço público de distribuição de energia elétrica de forma compatível com a realidade tecnológica, regulatória e comercial do setor elétrico durante toda a vigência do contrato de concessão.

Parágrafo Terceiro – A aplicação do disposto no Parágrafo Segundo deverá ser precedida de processo de consulta pública, elaboração de análise de impacto regulatório e carência mínima de três anos para início da vigência da apuração de qualquer critério adicional ou requisito mais restritivo que venha a ser definido pela ANEEL.

II.5.11 – DOS COMPROMISSOS DO(S) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) SOCIETÁRIO(S) (CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA DO TERMO ADITIVO)

304. As contribuições recebidas sobre essa cláusula propuseram aprimoramentos da redação, de modo a esclarecer as obrigações dos sócios controladores em virtude da transferência de controle, o que foi aceito, para deixar mais explícito que é necessária a anuência prévia da ANEEL em caso de eventual de transferência de ações que resultem em transferência de controle societário. Reforça-se que tal disposição deve constar do estatuto social da concessionária, de modo que seja não sejam transferidas, cedidas ou alienadas ações em quantidade ou condições que impliquem a transferência do controle acionário sem a prévia anuência. As alterações foram feitas no caput e na subcláusula primeira:

O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) obriga(m)-se a não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que ~~fazem parte~~ impliquem a transferência do grupo de controle acionário, sem a prévia concordância da ANEEL.

Subcláusula Primeira – *O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) declara(m) aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições deste CONTRATO, obrigando-se a manter nos atos constitutivos da DISTRIBUIDORA disposição no sentido de não transferir, ceder ou, de qualquer forma, alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que ~~fazem parte do bloco de~~ impliquem a transferência do controle acionário sem a prévia anuência da ANEEL.*



II.5.12 – DA CONSULTA AOS CONSUMIDORES E DEMAIS USUÁRIOS

(CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA DO TERMO ADITIVO)

305. A Cláusula Décima Quarta abordou especificamente a obrigação das distribuidoras de consultar as partes interessadas relevantes na elaboração do plano de investimentos para cada ciclo tarifário, de que trata o parágrafo 1º do art. 6º do Decreto.

306. Contudo, antes de examinar as contribuições específicas sobre este tema, é importante destacar que a relação entre a distribuidora com os consumidores e demais usuários se estende por diversas partes do Termo Aditivo.

307. Isto decorre da interpretação do Decreto, especialmente dos **artigos 4º e 17**, que revela a preocupação do Poder Concedente com as necessidades dos usuários. O Decreto, no **art. 4º**, estabelece diretrizes mínimas para o contrato de concessão, incluindo: (a) satisfação dos usuários, com indicadores de tempo de atendimento e pesquisas de opinião; (b) investimentos prudentes; (c) obrigação de publicar indicadores de qualidade do serviço, com ênfase em interrupções percebidas pelos usuários; (d) incentivos à gestão eficiente dos custos operacionais e de capital; e (e) modernização das técnicas, equipamentos e instalações.

308. Além disso, em seu **art. 17**, institui a Rede Nacional dos Consumidores de Energia Elétrica (Renacon), instituição de natureza colaborativa e adesão voluntária, com o objetivo de incentivar a atuação em rede dos Conselhos de Consumidores e promover a harmonização na análise das questões relacionadas à prestação do serviço e que atuará em colaboração com a ANEEL e a Secretaria Nacional do Consumidor do Ministério da Justiça. A composição, competência e funcionamento da Renacon, incluindo a criação de um colegiado para coordenar suas ações, dependerá de ato do Ministro de Estado de Minas e Energia.

309. Entendo que essas diretrizes refletem a intenção de aumentar a visibilidade das necessidades dos usuários e a transparência na relação com a distribuidora, bem como fortalecer o vínculo entre eles por meio de informações sobre qualidade e conexão ao sistema.

310. Uma análise mais detalhada das diretrizes indica que o Poder Concedente busca tornar o contrato e a atuação da distribuidora mais alinhados às necessidades dos consumidores e demais usuários, promovendo maior transparência em suas ações e fortalecendo a relação da distribuidora com esse público.

311. Nessa linha, como aprimoramento adicional, foi incluído dispositivo específico (**Cláusula Terceira, Inc. XXI**) que estabelece que a distribuidora deve criar e manter em sua área de



concessão o Conselho de Consumidores, observada a legislação e a regulação da ANEEL. Tal medida torna explícita uma obrigação a que distribuidora já se vincula, de acordo com a Lei nº 8.631/1993.

312. Em relação à Cláusula Décima Quarta, objeto deste item, a NT 1506/2024 abordou a proposta de Consulta aos Usuários como uma medida para fortalecer o engajamento dos consumidores no setor de distribuição de energia elétrica, o que entendi como medida importante desde o início das reflexões sobre o tema.

313. Não se trata de medida inovadora no setor elétrico, visto que o artigo 20 da REN 1.000/2021 prevê a realização de consulta para edição ou alteração de normas ou padrões técnicos; o artigo 382 da REN 1.000/2021 prevê a consulta aos Conselhos de Consumidores para implantação de solução de atendimento com metodologias interativas de comunicação audiovisual no posto de atendimento presencial; e a REN 963/2021 prevê que seja apresentado ao Conselho de Consumidores, dentre outros assuntos, o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), com propostas de reconfiguração de conjuntos e limite de continuidade, agenda de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e plano de investimento tecnológico.

314. Em resumo, o texto propôs ampliar a participação dos consumidores nas decisões sobre investimentos e regulamentos, melhorar a transparência e otimizar a alocação de recursos no setor elétrico, especialmente para promover a inclusão energética e reduzir desigualdades.

315. Sobre o tema, foram recebidas 16 contribuições, cujo resumo e considerações apresento a seguir.

316. As 5 contribuições realizadas por distribuidoras e pela ABRADEE foram unânimes em sugerir a exclusão dessa Cláusula Décima Quarta, justificando se tratar de inclusão de comando regulatório que extrapola as diretrizes do Decreto. O texto original da Cláusula Décima Quarta apresentava a seguinte redação:

O objetivo das consultas é induzir efetiva cooperação e compartilhamento de informações entre DISTRIBUIDORA e partes interessadas relevantes, de forma a assegurar que os diversos interesses dos usuários sejam levados em consideração nas ações da concessionária.

Subcláusula Primeira - A DISTRIBUIDORA deverá consultar as partes interessadas relevantes, pelo menos, ao seguinte:

I - elaboração de plano de investimento para cada ciclo tarifário contendo as ações dispostas nos itens XVIII, XIX e XX da Cláusula Terceira deste contrato;

II - demais temas previstos em regulação da ANEEL.

Subcláusula Segunda - A DISTRIBUIDORA deve estabelecer processo estruturado para condução da Consulta aos Usuários, identificando as partes interessadas em cada ação e que promova sua efetividade, conforme regulamento.



317. As contribuições não foram aceitas pelas áreas, pois o Decreto, ao estabelecer em seu artigo 4º que "A Aneel definirá a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, que contemplará as condições previstas neste Decreto, e deverá conter cláusulas que assegurem, no mínimo", define pontos essenciais que as cláusulas contratuais devem abordar. Portanto, isso permite que outras propostas, alinhadas a diretrizes do próprio Decreto, como a satisfação dos usuários, investimentos prudentes e a modernização das técnicas, também sejam tratadas adequadamente.

318. As 4 contribuições recebidas pelos Conselhos de Consumidores foram unânimes ao sugerir que as únicas partes relevantes no processo de consulta aos usuários sejam exclusivamente os próprios Conselhos de Consumidores. As áreas técnicas ao analisarem essas contribuições, entenderam que os Conselhos de Consumidores devem por óbvio ser sempre consultados, mas não de forma exclusiva, e propuseram acatamento parcial da contribuição, de forma a deixar explícita a obrigatoriedade de o Conselho ser uma das partes interessadas relevantes.

319. Sobre o assunto, considero importante registrar que os Conselhos de Consumidores contribuem com uma visão mais geral e ponderada sobre o setor elétrico já que neles estão representadas todas as classes de consumo, quando as demais partes interessadas poderão contribuir com a indicação de prioridades e visão mais específica e local de quem será afetado diretamente pela ação da distribuidora ou com a representação de interesses de atividades econômicas específicas. Penso que isso se torna mais evidente nas áreas de concessão maiores ou que apresentem mais diversidade do público atendido.

320. Acredito, ainda, que ouvir outros atores fortalece o processo de participação pública da ANEEL, razão pela qual acompanho o entendimento das áreas. Com isso, foram propostas alterações no que diz respeito ao escopo, ao objeto de entrega e à necessidade de regulação.

321. Com relação ao escopo, cumpre lembrar que a intenção da Consulta Pública a ser realizada pelas distribuidoras foi trazer mais legitimidade para o uso das receitas acessórias próprias e complementares e dos valores arrecadados referentes à ultrapassagem da demanda e ao excedente de reativos (UDEROR). Dessa forma, a NT 1.056/2024 previu que, como a distribuidora passará a se utilizar de recursos financeiros que outrora eram devolvidos aos consumidores, em ações que já fazem parte do objeto da concessão, seria no mínimo prudente que os usuários que serão impactados pelas ações colaborem na formulação do plano, trazendo suas necessidades e



prioridades. A consulta, ao se tornar cláusula contratual, tem a intenção de engajar os consumidores de forma estruturada. O processo deve ser transparente, iterativo e público, garantindo a participação de diversos grupos de consumidores.

322. Quanto ao objeto de entrega, e com o intuito de ampliar a autonomia da distribuidora na gestão de seu negócio e no processo de consulta aos usuários, prevê-se a entrega de um Plano de Ações, que não estará atrelado unicamente a um Plano de Investimentos. O entendimento é que o Plano de Ações pode envolver práticas e medidas que independem de investimentos pela distribuidora, e que a distribuidora poderá escolher a forma de apresentação a seus usuários dos investimentos que serão realizados na sua área de concessão.

323. Por fim, no que se refere à necessidade de regulação da matéria pela ANEEL, após a análise das contribuições recebidas na CP, as áreas entenderam que os setores regulados já contam com material suficiente que trate dos mecanismos de promoção de ações de engajamento do consumidor, não sendo necessário a criação de uma norma setorial sobre o tema. A grande gama de material internacional e nacional disponível sobre o tema já possibilita que as distribuidoras adotem essas práticas, podendo escolher o modelo que melhor atende a sua área de concessão. Além disso, muitas vezes, o processo de nova regulamentação é extenso, e aguardar a regulamentação da matéria poderia atrasar a implementação dessas medidas tão relevantes.

324. Reforço, no entanto, que a não regulamentação das formas de engajamento não impedem as distribuidoras de implementar essas práticas e constantemente revisar sua atuação sobre o tema, tampouco impede que a matéria seja objeto de regulamentação futura pela ANEEL.

325. Foi sugerida a revisão do texto que trata da matéria, de forma a tornar mais explícita a autonomia das distribuidoras quando da adoção dessas ações; e, também foram aceitas as contribuições que indicaram a necessidade de se observar aspectos regionais no processo de consulta, que deve considerar as especificidades regionais, sociais e econômicas de cada região.

326. Como conclusão, a redação final da Cláusula Décima Quarta é apresentada da seguinte forma:

CLÁUSULA DECIMA QUARTA – CONSULTA AOS CONSUMIDORES E DEMAIS USUÁRIOS

O objetivo das consultas é induzir efetiva cooperação e compartilhamento de informações entre DISTRIBUIDORA e partes interessadas relevantes, de forma a assegurar que os diversos interesses dos consumidores e demais usuários sejam levados em consideração nas ações da concessionária DISTRIBUIDORA.



Subcláusula Primeira - A DISTRIBUIDORA deverá consultar as partes interessadas relevantes, incluindo o Conselho de Consumidores, pelo menos, ao seguinte:

I - elaboração de ~~plano~~ Plano de investimento para Ação a cada ciclo tarifário ~~contendo~~ para as ações dispostas nos itens XVIII, XIX e XX da Cláusula Terceira deste contrato;

II - demais temas ~~previstos~~ poderão ser tratados em regulação da ANEEL.

Subcláusula Segunda - A DISTRIBUIDORA deve estabelecer processo estruturado para condução da Consulta aos Consumidores e demais Usuários, identificando as partes interessadas em cada ação e ~~que promova~~ região e promovendo sua efetividade, ~~conforme regulamento~~.

Parágrafo Primeiro – Todo o processo, incluindo os objetivos, etapas, interação com consumidores e usuários e resultados, deverá ser divulgado desde o seu início, de forma transparente, acessível e efetiva.

Parágrafo Segundo – A Consulta aos Consumidores e demais Usuários é um instrumento de apoio ao processo de tomada de decisão da DISTRIBUIDORA, sem prejuízo do disposto no caput da Cláusula Segunda.

II.5.13 – DA ALOCAÇÃO DE RISCOS

(CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA DO TERMO ADITIVO/INCISO XII DO ART. 4º DO DECRETO)

327. O Decreto estabelece que os contratos de concessão devem conter **cláusula sobre a alocação de riscos** entre o poder concedente e as concessionárias, garantindo segurança jurídica e incentivando a boa gestão do contrato.

328. A cláusula de alocação de riscos visa garantir maior segurança jurídica e eficiência na gestão contratual, assegurando que as partes arquem com os riscos que melhor podem controlar e influenciar, além de prever ajustes para mudanças econômicas e tecnológicas ao longo da concessão. Assim, é fundamental que a cláusula de risco contemple a possibilidade de opção pelo regime econômico, em função da previsão trazida pelo Decreto de flexibilizações à cláusula econômica dos contratos.

329. A alocação eficiente de riscos contratuais pode reduzir os custos da concessão e, consequentemente, do serviço. A Lei nº 8.987/95 estabelece que a concessão de serviço público é por conta e risco da concessionária, mas é necessário ponderar a alocação de riscos para evitar o aumento de custos e a deterioração da qualidade do serviço. Assim, alguns riscos devem ser atribuídos ao Poder Concedente, pois os riscos devem ser alocados à parte que tem maior capacidade de gerenciá-los.



330. A regulação discricionária da ANEEL permite reequilíbrios periódicos à distribuidora, por meio das revisões tarifárias periódicas, alinhando-se os custos eficientes às tarifas, o que dá mais flexibilidade ao setor para se adaptar a mudanças e incertezas, diferentemente da regulação puramente contratual. Portanto, percebe-se redução de risco para a concessionária com a previsão de revisões tarifárias periódicas.

331. Além das revisões periódicas, existe a possibilidade das revisões tarifárias extraordinárias nos contratos de distribuição de energia elétrica, que permitem ajustes em casos de desequilíbrio econômico-financeiro, representando mais uma forma de compartilhamento de risco com o Poder Concedente. É importante destacar que a RTE ou recomposição do equilíbrio pode ser feita também em favor do Poder Concedente.

332. Utilizando-se os conceitos acima, a Cláusula de alocação de riscos foi organizada de forma a refletir a legislação vigente e os diferentes tipos de risco. A **Subcláusula Primeira** define os riscos alocados à distribuidora, não sendo uma lista exaustiva, e reflete o que estabelece a Lei das Concessões. A **Subcláusula Segunda** trata dos riscos alocados ao Poder Concedente. A **Subcláusula Terceira** trata do compartilhamento de riscos em casos de força maior, com base na regulação, especialmente para eventos climáticos severos. A **Subcláusula Quarta** trata do risco de mercado no regime de regulação econômica "b", permitindo maior flexibilidade no contrato, de que trata a **Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta**.

333. Para a **Subcláusula Primeira**, algumas contribuições sugeriram que o texto aumenta a percepção de risco e mencionaram a Lei nº 14.133/21 (Lei de Licitações), que se aplica subsidiariamente às concessões. Também houve proposta de tratamento para os riscos residuais, que surgem devido à incompletude do contrato. A concessionária, por ter mais conhecimento sobre seu negócio, tem maior capacidade de lidar com esses riscos de forma mais eficiente e com menor custo à sociedade. Repassar esses riscos ao Poder Concedente poderia aumentar o custo da concessão, já que este não tem todo o conhecimento do negócio, e, portanto, tem menos possibilidade de se antecipar ao risco.

334. A Revisão Tarifária Extraordinária passou para o **Parágrafo único da Cláusula**, pois pode ser aplicada tanto para riscos alocados ao Poder Concedente quanto à distribuidora, conforme regulação.



335. Algumas contribuições sugeriram o compartilhamento com o Poder Concedente de riscos que atualmente são exclusivos da distribuidora, com limites para o efeito econômico máximo a ser suportado pela distribuidora. Os riscos mencionados são: i) mercado e estrutura tarifária; ii) gestão técnica, operacional e de custos de capital do negócio concedido; e iii) alteração de modalidades tarifárias.

336. Quanto aos dois primeiros, fazem parte do regime de *price cap*, com revisões tarifárias periódicas já permitindo o compartilhamento desses riscos. A possibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária não altera essa alocação de riscos, que continuam sendo responsabilidade da distribuidora, exceto em casos de desequilíbrio econômico-financeiro severo. Quanto ao risco de alteração de modalidades tarifárias, foi aceito o tratamento dos efeitos sobre a receita na transição para nova estrutura tarifária, conforme a **Subcláusula Vigésima Segunda da Cláusula Sexta**, conforme regulação da ANEEL.

337. Algumas contribuições expressaram preocupação com o risco que trata da não prestação do serviço adequado de distribuição, alegando que a redação é muito ampla e pode prejudicar o direito das distribuidoras ao reequilíbrio econômico-financeiro devido a alterações unilaterais sobre a qualidade do serviço. No entanto, esclarece-se que a regulação discricionária já prevê o reequilíbrio do contrato por meio das revisões tarifárias periódicas, e, em casos de desequilíbrio econômico-financeiro severo, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) pode ser aplicada.

338. Em relação ao risco quanto ao surgimento de concorrência na abertura ao ambiente competitivo, foi feita alteração da redação pela área técnica para melhor esclarecer as dúvidas de interpretação a respeito dos serviços mencionados.

339. As contribuições sugeriram possibilitar pleitos de revisar parâmetros de acordo com as características específicas da concessão durante as revisões tarifárias, o que deve ser discutido nas metodologias dos parâmetros.

340. Quanto à **Subcláusula Segunda**, algumas contribuições sugeriram um inciso exclusivo para tratar dos efeitos econômicos de descontos ou compensações tarifárias, mas o inciso III já cobre esse aspecto. No inciso V, sobre alterações unilaterais do contrato, a regulação prevê o reequilíbrio econômico-financeiro em momentos específicos, mas nem sempre é possível realizar o reequilíbrio imediatamente. Nesse sentido, o caput da Subcláusula Segunda faz menção à



regulação, tratando os riscos cuja avaliação para reequilíbrio não esteja sujeita à consideração de critérios de severidade.

341. Algumas contribuições sugeriram que as consequências econômico-financeiras relacionadas a áreas de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e à inadimplência sejam consideradas risco do Poder Concedente. No entanto, o Decreto nº 12.068/24 estabelece que os níveis regulatórios de perdas e receitas irrecuperáveis devem refletir o desempenho da distribuidora no combate às perdas, tornando essa questão matéria de regulação.

342. Outras contribuições trouxeram que os efeitos de vandalismos e furtos de equipamentos seriam também risco do Poder concedente. Tais ações são eventos típicos que fazem parte da área de concessão da qual a distribuidora faz parte, e que a distribuidora tem mais poder de antecipação para se preparar a tais ações sobre sua rede e equipamentos do que o Poder Concedente.

343. Para a **Subcláusula Terceira**, foram recebidas diversas contribuições no sentido de alocar o risco em casos de força maior ou caso fortuito apenas ao Poder Concedente ou definir limitações à responsabilidade da Distribuidora.

344. Cumpre observar que casos fortuitos e de força maior têm baixa probabilidade de ocorrência, mas podem ter grande impacto. A precificação desse risco pela concessionária pode aumentar os custos para a sociedade, por isso, é adequado dar tratamento a este risco via regulação, numa discussão em que se pondere os interesses da sociedade. Recentes experiências, como a REN 1.092, de 2024, destacam a flexibilização das regras de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica em situações extraordinárias, como a calamidade pública no Rio Grande do Sul. A REN reconheceu o evento como caso fortuito e força maior, ajustando responsabilidades e flexibilidades para as distribuidoras.

345. Dessa forma, só se reforça que o serviço deve ser prestado de forma adequada, adaptável à situação prática, deixando claro que a regulação (resoluções e ações fiscalizatórias) deverá tratar as situações que eventualmente ocorram de forma imprevisível e inevitável.

346. Uma regulação que saiba reconhecer as excepcionalidades de certas situações não é contraditória com uma maior exigência em termos do serviço prestado por concessionários mesmo em situações excepcionais, o que reflete a crescente demanda por um atendimento melhor, especialmente devido a recentes eventos climáticos extremos no Brasil. Neste sentido, me parece



bastante adequado deixar que a alocação de risco em casos de força maior ou caso fortuito observe a regulação pertinente.

347. A Subcláusula Quarta trata da alocação do risco de mercado no caso de escolha do regime de regulação econômica tipo "b". Esse regime visa oferecer flexibilidade ao contrato, permitindo adaptação à evolução do setor de distribuição. Enquanto o regime atual de *price cap* aloca o risco de mercado à distribuidora, a alternativa seria transferir esse risco ao Poder Concedente ou compartilhá-lo com ele, conforme abordado na Cláusula Sexta.

348. Feitas as explicações sobre a alocação de riscos, esta Cláusula sofreu os seguintes ajustes:

Os riscos decorrentes da execução da concessão serão alocados ao Poder Concedente ou à Concessionária, nos termos ~~das Subcláusulas Primeira e Segunda~~ desta Cláusula.

Parágrafo Único - a ANEEL poderá proceder à revisão tarifária extraordinária, conforme subcláusula Décima Sexta da Cláusula Sexta, observando as seguintes condições: i) a capacidade de gestão da DISTRIBUIDORA e do Poder Concedente sobre o risco identificado e suas consequências; ii) significância do risco materializado em relação à situação econômico-financeira do contrato ao longo da sua duração; e iii) apresentação de ações de prevenção, quando for o caso, e de mitigação do risco materializado por parte da distribuidora.

Subcláusula Primeira – ~~Com exceção das hipóteses previstas neste Contrato de Concessão, a Concessionária~~ do disposto na Subcláusula Segunda, a DISTRIBUIDORA é integral e exclusivamente responsável ~~por todos os~~ pelos riscos relacionados à Concessão, inclusive, mas sem limitação, pelos seguintes riscos:

~~I – variação de mercado sobre o valor de Parcela B entre as revisões tarifárias periódicas; observado o disposto na Subcláusula Vigésima Terceira da Cláusula Sexta;~~

~~II – variação nos custos de conexão e de uso das instalações de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica e de compra de energia em relação aos custos eficientes ou regulatórios;~~

~~III – efeitos decorrentes da~~ não prestação do serviço adequado de distribuição, conforme a regulação;

~~IV – surgimento de concorrência na~~ abertura ao ambiente competitivo da prestação de serviços ~~era caracterizados como monopólio natural~~ inicialmente por ela prestados, não ensejando ressarcimentos;

~~V - de estrutura tarifária, autorizada pela ANEEL, inclusive aquela ajustada às realidades da concessão, de acordo com a subcláusula Vigésima Primeira~~ Segunda da Cláusula Sexta, não ensejando pleitos compensatórios em caso frustração da receita intencionada, ressalvado o que consta na Subcláusula Décima ~~Sétima~~ Oitava da Cláusula Sexta;

~~VI - gestão econômico-financeira, técnica e operacional do negócio concedido.~~



~~**Parágrafo Único** – a ANEEL poderá proceder à revisão tarifária extraordinária, conforme subcláusula Décima Quinta da Cláusula Sexta, observando: i) a capacidade de gestão da DISTRIBUIDORA e do Poder Concedente sobre o risco identificado e suas consequências; ii) significância do risco materializado em relação a situação econômico-financeira do contrato ao longo da sua duração; e iii) apresentação de ações de prevenção, quando for o caso, e de mitigação do risco materializado por parte da distribuidora.~~

Subcláusula Segunda - ~~a Concessionária não~~ O Poder Concedente é responsável pelos seguintes riscos relacionados à Concessão, ~~cujas responsabilidades são do Poder Concedente~~, nos termos da regulação:

I – variação nos custos de encargos setoriais, garantidas as neutralidades sobre as receitas conforme Subcláusula Décima ~~Sétima~~ Oitava da Cláusula Sexta;

II – variação nos custos eficientes ou regulatórios dos demais itens da Parcela A, garantidas as neutralidades sobre as receitas eficientes ou regulatórias conforme Subcláusula Décima ~~Sétima~~ Oitava da Cláusula Sexta;

III - criação, alteração ou extinção de tributos, encargos legais ou benefícios tarifários pelo Poder Concedente, excetuada a legislação dos tributos sobre renda, ~~preservando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato~~ quando comprovado seu impacto;

IV - decisão arbitral, judicial ou administrativa que impeça ou impossibilite a ~~concessionária de DISTRIBUIDORA de faturar e/ou~~ cobrar as tarifas homologadas pela Aneel, ~~causando desequilíbrio desde que tal decisão resulte em impacto significativo e comprovado no equilíbrio econômico-financeiro comprovado, exceto nos casos da concessão, salvo hipóteses em que a Concessionária tiver DISTRIBUIDORA tenha~~ dado causa ~~a tal~~ à decisão ou não ~~atuou diligentemente sobre a decisão~~ tenha adotado as medidas razoáveis e diligentes para mitigar seus efeitos;

V - alteração unilateral do contrato que afete o seu equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela DISTRIBUIDORA; e

VI - indenização ~~dos ativos regulatórios não amortizados ao termo do Contrato~~ em caso de extinção da Concessão, nos termos da Cláusula Décima Segunda.

Subcláusula Terceira – ~~a~~ na ocorrência de eventos de força maior ou caso fortuito será ~~tratada nos termos da~~ observada a regulação pertinente, sendo responsabilidade da DISTRIBUIDORA a prestação do serviço adequado nas condições possíveis.

Subcláusula Quarta – os riscos da variação de mercado sobre o valor de Parcela B entre as revisões tarifárias periódicas e de estrutura tarifária serão compartilhados ou alocados integralmente ao Poder Concedente, caso a DISTRIBUIDORA opte pelo regime de regulação econômica do tipo b) definido na Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta.

349. Entendo que a redação desta cláusula deixa claro a alocação dos riscos entre o Poder Concedente e as concessionárias, seguindo a diretriz do Decreto 12.068/24.



350. A Subcláusula Segunda elencava riscos que não são assumidos pela Distribuidora e foi ajustada para elencar os mesmos riscos (com ajustes redacionais) que serão assumidos pelo Poder Concedente, acatando as contribuições recebidas de distribuidoras e da ABRADEE, e em linha com o que determina o Decreto (inciso XII do art. 4º), que trata da divisão de riscos entre concessionários e Poder Concedente.

351. Não obstante, é importante deixar consignado que a assunção da matriz de risco pelo Poder Concedente é feita “nos termos da regulação”. Portanto, por ser parte signatário do contrato, o Poder Concedente pode, de forma legítima, repassar tais riscos à tarifa, como já tem sido feito de forma ordinária.

II.5.14 – DO MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO (CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA DO TERMO ADITIVO)

352. Foram recebidas quatro contribuições sugerindo a inclusão de cláusula arbitral para resolução amigável de divergências contratuais, com base em redação usada por outras agências reguladoras. O Parecer da PF apontou que a Administração Pública tem discricionariedade para optar ou não pela arbitragem, e que a ANEEL deve avaliar sua conveniência e oportunidade. Citou que a arbitragem oferece vantagens, como maior celeridade e especialização, e um alto índice de cumprimento voluntário das sentenças. Contudo, apresenta desvantagens, como elevados custos, sendo necessário avaliar as limitações orçamentárias, e a renúncia de prerrogativas processuais. Diante disso, as áreas recomendaram não acatar as contribuições e manter a redação atual da Cláusula Décima Sexta, sem alterações, conforme texto a seguir:

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação de dispositivos do presente CONTRATO, a DISTRIBUIDORA poderá solicitar às áreas organizacionais da ANEEL afetas ao assunto a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

Subcláusula Única – *Para dirimir as dúvidas não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no caput desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.*

II.5.15 – DA DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA (CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA DO TERMO ADITIVO)



353. Foi recebida uma contribuição para esta cláusula, propondo aumentar a delegação de competências aos Estados e Municípios. Entretanto, a Lei nº 9.427/1996 permite a descentralização da execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, apenas para os Estados e para o Distrito Federal, não abrangendo os entes municipais.

354. Adicionalmente, a manutenção de acordo de interesse, convênio e contrato de metas depende de interesse mútuo entre a ANEEL e o estado a ser descentralizado. Além disso, é necessário que a Agência Reguladora Estadual cumpra os requisitos previstos na Resolução Normativa ANEEL nº 914/2021.

355. Assim, o texto abaixo foi mantido:

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL poderá delegar ao Estado de XXXXXX competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização e mediação dos serviços públicos de energia elétrica prestados pela DISTRIBUIDORA.

Subcláusula Única – A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação.

II.5.16 – DAS DEMAIS DISPOSIÇÕES

(CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA DO TERMO ADITIVO)

356. A proposta de Cláusula Décima Oitava submetida à CP trouxe dispositivos propondo a obrigação de renúncia por parte da distribuidora de propositura de ações judiciais de qualquer natureza decorrentes da ação objeto do termo aditivo, bem como solicitando a comprovação da desistência de todas as ações que conflitassem com o termo, além da renúncia de direitos preexistentes contra a União, decorrentes de eventos anteriores à assinatura do Termo Aditivo.

357. Outro dispositivo proposto foi a exigência, para a celebração do termo aditivo, do recolhimento das multas com trânsito em julgado administrativo, decorrentes de ação fiscalizatória da ANEEL. Atualmente, há cerca de R\$ 944 milhões em multas não pagas entre as 19 distribuidoras.

358. Foram recebidas 42 contribuições que, em resumo, propuseram: a manutenção do texto proposto; a modificação da palavra “rescinde” do caput; a exclusão das subcláusulas segunda, terceira, quarta, quinta e sexta; a inclusão de obrigação de pagamento de valores devidos, decorrentes de processos administrativos com trânsito em julgado administrativo; o tratamento de aspectos previstos na privatização das concessionárias.



359. Por se tratar de aspecto eminentemente jurídico, as áreas solicitam manifestação da Procuradoria Federal.

360. Em seu Parecer Jurídico, destaca a Procuradoria que o art. 2º do Decreto nº 12.068, de 2024, estabelece que a prorrogação das concessões fica condicionada à expressa aceitação, por parte da concessionária, das condições estabelecidas no referido Decreto e das demais disposições previstas no Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Assim, opina a PFANEEL que *“nesse contexto, é juridicamente possível impor, como condição para a prorrogação, a renúncia ao direito de ajuizar ações judiciais que visem questionar essas diretrizes e condicionantes, uma vez que se trata de um ato voluntário, em que a concessionária pode optar por não aderir caso discorde das exigências”*.

361. Transcrevo excertos do Parecer que reforma essa possibilidade:

74. Dessa forma, a prorrogação das concessões não constitui um direito subjetivo da concessionária, mas um ato vinculado ao cumprimento das condições expressamente previstas no Decreto e no termo aditivo. A exigência de aceitação expressa e sem reservas reforça a natureza consensual da prorrogação, vinculando a concessionária às condições pactuadas.

75. Essa imposição encontra respaldo nos princípios da segurança jurídica e da boa-fé objetiva, especialmente na vedação ao comportamento contraditório (venire contra factum proprium). O objetivo é evitar que a concessionária, após aceitar formalmente as condições da prorrogação, adote postura contrária ao que foi pactuado, comprometendo a estabilidade regulatória e a previsibilidade do regime jurídico das concessões. A exigência de renúncia, portanto, está alinhada à necessidade de coerência entre o compromisso assumido no termo aditivo e a conduta posterior da concessionária.

76. Além disso, conduta diversa da concessionária poderia implicar questionamento da própria validade da prorrogação, uma vez que a aceitação irrestrita das condições estabelecidas é pressuposto essencial para sua efetivação.

77. Portanto, inexistente violação ao art. 5º, XXXV, da CF/88, até porque a judicialização é possível, porém com as consequências acima descritas.

78. Assim, como decorrência lógica do Decreto e da autonomia da vontade, é possível estabelecer a renúncia ao ajuizamento de ações judiciais, desde que vinculada às condições expressamente previstas no próprio Decreto e refletidas no termo aditivo ao contrato de concessão.

362. No mesmo sentido foi a manifestação da Procuradoria Federal quanto à exigência da desistência de todas as ações de qualquer natureza existentes antes da assinatura do termo aditivo e que conflitem com o termo, inclusive as ajuizadas por associação representativa de classe da qual a distribuidora faça parte, concluindo tal exigência ser compatível com a aceitação expressa e sem reservas da prorrogação consensual, vinculando a concessionária às condições pactuadas.



363. Exemplo de ação judicial em curso, que vai de encontro à diretriz estabelecida no Decreto, é o mandado de segurança (1003013-87.2021.4.01.0000) impetrado ABRADDEE, por ocasião da publicação da REN nº 888/2020, solicitando o reconhecimento da ilegitimidade e abusividade da regulação da ANEEL, o que foi negado pelo Poder Judiciário. Na sequência, a ABRADDEE apresentou recurso de apelação e conseguiu um efeito suspensivo sobre a REN nº 888/2020, sendo que o processo ainda aguarda julgamento. Trata-se de descumprimento do assentado no art. 4º, inciso XI, alínea “b”, do Decreto que prevê expressamente que a minuta de Termo Aditivo deve conter cláusula que assegure que *“a arrecadação de tributos na fatura de energia elétrica decorrente de obrigação constitucional ou legal não será considerada atividade empresarial ou fonte de receitas alternativas, complementares e acessórias”*.

364. Nesse sentido, nada mais natural que o Concessionário de Serviço Público não possa questionar na justiça o próprio objeto do Contrato de Concessão. Caso contrário, a finalidade última da prestação de um serviço público por meio de um concessionário restaria prejudicada. O Poder Concedente, quando delega ao concessionário a prestação do serviço, formaliza por meio do Contrato de Concessão as ações a serem tomadas por esse concessionário para atingir o interesse público e a prestação adequada do serviço. Na hipótese de se poder questionar as diretrizes do Poder Concedente, estariam comprometidos interesse público e a própria razão de se delegar a prestação do serviço ao concessionário.

365. A PFANEEL esclareceu que, para garantir a validade da cláusula de renúncia, é essencial que seu objeto seja claramente delimitado, restringindo-se às ações que questionem especificamente as diretrizes do poder concedente e as disposições previstas no termo aditivo fundadas nessas diretrizes (aquelas dispostas no Decreto 12.068/2024). Por outro lado, a ANEEL não pode impor uma renúncia genérica ou desvinculada desses termos, sob pena de extrapolar os limites normativos que fundamentam sua atuação.

366. Por outro lado, o alcance dessa cláusula de renúncia, mesmo que delimitada, foi esclarecido pelo Procurado Geral junto à ANEEL, em videoconferência³⁹ realizada com os presidentes das distribuidoras para a apresentação da proposta de contrato pelas áreas técnicas da ANEEL contida na NT 05/2025. Na ocasião ele explicou que a cláusula não afasta o direito de as concessionárias defenderem a interpretação que entenderem adequada para as cláusulas

³⁹ SEI nº 0054282.



contratuais e condições do Decreto, seja em âmbito administrativo, seja em âmbito judicial. O que a renúncia afasta é a pretensão das distribuidoras de invalidar ou tornar sem efeito as cláusulas contratuais ou as condições que foram expressamente aceitas. Mesmo nesse caso, a palavra final acerca do alcance da renúncia caberá ao Poder Judiciário.

367. Além disso, entendeu a PFANEEL que a subcláusula que exigia a renúncia de **direitos preexistentes** contra a União, decorrentes de eventos anteriores à assinatura do Termo Aditivo, se enquadra neste contexto: *“Isto porque a referida subcláusula, diferentemente das anteriormente analisadas, propõe “renuncia, em caráter irrevogável e irretratável, a eventuais direitos preexistentes contra a União relativos à concessão, decorrentes de eventos anteriores à assinatura deste TERMO ADITIVO”.*

368. Já com relação à exigência do pagamento de multas, como condição para a prorrogação, a PFANEEL opinou que dependeria de fundamento legal ou autorização expressa do Poder Concedente, o que não aconteceu, pelo menos, via Decreto 12.068, de 2024.

369. Desta forma, foram agrupadas as subcláusulas segunda, terceira e quarta em duas subcláusulas com nova redação, de modo a deixar clara a orientação da PFANEEL que as exigências se restringem às ações que questionam especificamente as diretrizes do Poder Concedente e as disposições previstas no termo aditivo. Também foram excluídas as subcláusulas quinta e sexta. Portanto, a redação final da Cláusula Décima Oitava ficou da seguinte forma:

A celebração deste TERMO ADITIVO rescinde para todos os efeitos as cláusulas e subcláusulas do Contrato de Concessão nº XX/XX-ANEEL, de XX de xxxxx de XXXX, e dos demais aditivos assinados anteriormente a este TERMO ADITIVO.

Subcláusula Primeira – *A DISTRIBUIDORA aceita na assinatura deste TERMO ADITIVO as condições de prorrogação estabelecidas no presente instrumento jurídico, bem como as disposições do Decreto 12.068, de 20 de junho de 2024.*

Subcláusula Segunda *A DISTRIBUIDORA, de forma expressa e irrevogável, renuncia ao direito sobre o que se funda as ações, de qualquer natureza, que visem questionar as cláusulas do presente Termo Aditivo bem como as condições do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.*

Subcláusula Terceira - *A DISTRIBUIDORA, de forma expressa e irrevogável, se compromete a desistir de eventuais ações judiciais individuais e a abster-se de promover a execução ou valer-se dos efeitos de decisões judiciais proferidas em ações ajuizadas por entidades associativas, em representação, cujo(s) direito(s) sobre os quais se funde a ação contrarie(m) as cláusulas do presente Termo Aditivo ou as condições do Decreto nº 12.068, de 2024.*



~~Subcláusula Segunda – A DISTRIBUIDORA declara a total e irrestrita renúncia à propositura de ações de qualquer natureza decorrentes da relação objeto do presente termo, exceto às previstas na Cláusula Décima Quarta e nas hipóteses em que for necessário garantir a ampla defesa e o contraditório.~~

~~Subcláusula Terceira – A DISTRIBUIDORA declara ter desistido de todas as ações de qualquer natureza existentes antes da assinatura deste TERMO ADITIVO e que conflitem com o presente termo, inclusive as ajuizadas por associação representativa de classe da qual a DISTRIBUIDORA faça parte.~~

~~Subcláusula Quarta – A DISTRIBUIDORA renuncia, em caráter irrevogável e irretratável, a eventuais direitos preexistentes contra a União relativos à concessão, decorrentes de eventos anteriores à assinatura deste TERMO ADITIVO.~~

~~Subcláusula Quinta – A desistência de que trata esta Cláusula deve ser comprovada por meio da apresentação de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea “c” do inciso III do caput do art. 487, do Código de Processo Civil.~~

~~Subcláusula Sexta – A DISTRIBUIDORA declara ter recolhido todas as multas com trânsito em julgado administrativo decorrentes de ação fiscalizatória da ANEEL.~~

370. Em relação à Subcláusula Sexta, excluída por falta de exigência fundamento legal ou autorização expressa do Poder Concedente, cabe fazer algumas ponderações.

371. O Contrato de Concessão disciplina as penalidades aplicáveis aos concessionários na hipótese de descumprimento das condições pactuadas. O Poder Concedente deve, por intermédio da ANEEL, aplicar multas sempre que não houver a prestação do serviço nas condições pactuadas, desde que respeitado o devido processo administrativo, que ofereça ao concessionário o contraditório e a ampla defesa. As multas não são um fim em si mesmo, mas sim um instrumento para incentivar a prestação do serviço nas condições contratadas porque penalizam aqueles que não o fazem. Ou seja, visam promover o *compliance* com as condições contratadas em benefício dos consumidores quando não recebem o serviço nas condições pactuadas.

372. Pois bem, as diretrizes constantes do Decreto nº 12.068, de 2024, revelam enorme preocupação do Poder Concedente com a melhoria da qualidade. Há diretrizes no sentido de universalizar o serviço, aumentar a satisfação dos consumidores, atingir indicadores de continuidade dentro dos limites definidos pela ANEEL na maior parte dos conjuntos elétricos, melhor recomposição do serviço quando da ocorrência de eventos climáticos extremos, maior resiliência das redes de distribuição, além da obrigação de robustecer o nível de atendimento em áreas rurais.



373. O *compliance* com essas regras depende, dentre outros fatores, da percepção do concessionário de que, ao não cumprir com as condições pactuadas, será efetivamente penalizado. No entanto, é uma realidade do setor que grande parte das multas aplicadas pela ANEEL é judicializada e tem sua exigibilidade suspensa, gerando uma percepção de impunidade ao não cumprir as condições contratadas o que, em última instância, prejudica os consumidores e o interesse público.

374. Paradigmático é o recente caso da Enel São Paulo. Diante do evento climático ocorrido em novembro de 2023, a ANEEL aplicou a maior multa já aplicada a uma distribuidora, no valor de R\$ 165,81 milhões. A multa foi judicializada e até o momento não foi paga e, em outubro de 2024, diante de novo evento climático, verificou-se, mais uma vez, um desempenho insatisfatório na recomposição do serviço, o que levou à emissão de um Termo de Intimação que pode levar à recomendação de caducidade da concessão. Ou seja, o não pagamento das multas por decisão judicial tem gerado uma percepção de impunidade que faz com que não haja a devida resposta das distribuidoras para as necessidades de melhoria apontadas pela fiscalização da ANEEL.

375. Não se trata de um caso isolado, o Grupo Enel possui R\$ 603 milhões em multas aplicadas pela ANEEL que estão suspensas por decisão judicial. Somando-se todas as distribuidoras que passarão pelo processo de renovação das concessões, são R\$ 944 milhões em multas não recolhidas o que, certamente prejudica a capacidade de a ANEEL exigir o cumprimento de seus regulamentos, em prejuízo da sociedade. Não há *enforcement* da regulação e dos contratos de concessão sem a força da fiscalização.

376. Diante desse contexto, a fim de melhor atender os objetivos de melhoria da qualidade constantes do Decreto editado pelo Poder Concedente, entendo pertinente recomendar ao Poder Concedente que avalie a conveniência e oportunidade de incluir, dentre as condições para a assinatura do contrato de concessão, o compromisso de quitação das multas já transitadas em julgado em âmbito administrativo em até 180 dias contados da prorrogação das concessões, com a desistências das respectivas ações judiciais, nos termos da **Subcláusula Sexta da Cláusula Décima Oitava** da minuta de contrato colocado em consulta pública.

II.5.19 – DA PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO TERMO ADITIVO (CLÁUSULA DÉCIMA NONA DO TERMO ADITIVO)

377. Não foram recebidas contribuições nesta cláusula que manteve a seguinte redação:



O presente TERMO ADITIVO será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes do Ministério de Minas e Energia, da DISTRIBUIDORA e do(s) ACIONISTA(S) CONTROLADOR(ES) (ou SÓCIO(S) QUOTISTA(S)), juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais.

II.5.20 – DAS CONDIÇÕES DE MANUTENÇÃO CONTRATUAL

(CLÁUSULA VIGÉSIMA DO TERMO ADITIVO)

378. Esta cláusula recebeu contribuição para que fosse inserida subcláusula prevendo a possibilidade de apresentação de plano de resultados ao MME para o caso de não cumprimento das exigências para a prorrogação contratual antecipada referentes ao critério da continuidade do fornecimento. Entretanto, o art. 11 do Decreto trata dos requisitos para a prorrogação contratual antecipada, etapa anterior à celebração do Termo Aditivo, não cabendo sua inclusão no escopo do contrato. Além disso, conforme Decreto, cabe ao MME definir as condições e metas do Plano de Resultados.

379. Desta forma, manteve-se a redação da cláusula com pequeno ajuste de redação:

Como alternativa ao não cumprimento das exigências para a prorrogação contratual definidas no Decreto nº 12.068, de 2024, referentes ao critério de eficiência com relação a gestão econômico-financeira, a DISTRIBUIDORA deverá promover aporte de capital necessário à sustentabilidade econômica e financeira da concessão, na forma e montante definidos nessa Cláusula.

Subcláusula Primeira - *O aporte de capital será de, no mínimo, R\$ XXX ([...] bilhão(ões), [...] milhão(ões), [...] mil, [...] real(is) e [...] centavo(s).*

I – o aporte de capital deverá ser em Caixa ou Equivalentes de Caixa ou pela conversão de Empréstimos Passivos, em contrapartida de Integralização de Capital Social ou de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, no prazo de noventa dias, contado da celebração do termo aditivo ao contrato de concessão.

II - o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital deverá ser registrado na conta contábil 2405.1 - Recursos Destinados a Aumento de Capital - Adiantamento, não podendo haver devolução dos recursos ao(s) Sócio(s) Controlador(es), devendo ser convertido em Capital Social em até 90 dias.

Subcláusula Segunda - *A não efetivação do aporte de capital no prazo estabelecido no ~~inciso~~ inciso I da Subcláusula Primeira:*

I - tornará sem efeito o termo aditivo ao contrato de concessão; e



II - implicará a concordância, por parte da DISTRIBUIDORA, com a prorrogação da concessão nas condições vigentes quando da apresentação do requerimento de que trata o art. 7º do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, por até vinte e quatro meses, contados do respectivo termo contratual, a critério do Poder concedente, para a realização da licitação de que trata o art. 13 do mesmo Decreto.

II.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

380. Com a proposta deste voto cumpre-se o prazo inicialmente acordado no meu voto de abertura da CP 27/2024, de aprovação final do Termo Aditivo até o final do primeiro bimestre de 2025, com tempo suficiente para o tratamento da primeira concessão, que vence em 17 de julho de 2025, da EDP Espírito Santo.

381. Mas, mais do que isso, com a aprovação dessa minuta de contrato concluímos um trabalho árduo e intenso, que envolveu mais de 80 servidores e colaboradores, entre técnicos, especialistas, procuradores, assessores e diretores da ANEEL, num exercício de escuta, de estudos e de interações com diversos interessados no tema: consumidores e seus conselhos, empresas, associações, outros agentes setoriais, além de especialistas nacionais e internacionais, agências reguladoras estaduais, poder concedente e órgãos de controle. Nesse período foram realizadas incontáveis reuniões com público interno e externo, e analisadas mais de 1.000 contribuições recebidas por escrito.

382. E eu, enquanto relatora de um processo de tamanha relevância para a sociedade brasileira, para os consumidores e para o setor elétrico pelos próximos 30 anos, pelo menos, não posso deixar de registrar o meu agradecimento à comprometida equipe da ANEEL e a todos os envolvidos, e minha satisfação de entregarmos para a sociedade um contrato moderno e ponderado, flexível para acomodar as mudanças do setor nas próximas décadas com base no contínuo aprimoramento regulatório, mas com segurança jurídica necessária para as partes que o assinam.

383. Por fim, correndo o risco de deixar de mencionar diversos aprimoramentos inovadores contidos na minuta que submeto à aprovação do Colegiado, concluo este voto reiterando o compromisso da ANEEL com a inovação nas práticas regulatórias.



384. Depois de 27 anos de regulação finalmente construímos um contrato de concessão de serviço público de distribuição com matriz de risco, o que já é uma realidade em outros segmentos, como transmissão de energia, e em outros setores.

385. O menu de contratos e o tratamento dado às áreas com severas restrições operativas (ASRO), por sua vez, incorporam uma atenção do regulador às especificidades das áreas de concessão, honrando a diversidade de realidades enfrentadas pelos brasileiros neste país de dimensão continental e a diretriz de construção de um contrato adaptável à evolução do mundo.

386. Mas o que é mais importante: o contrato proposto atualiza a relação do concessionário com o consumidor de energia elétrica, hoje muito mais exigente, informado e empoderado. O reforço aos instrumentos de consulta, de informação e de atendimento ao consumidor, em linha com as diretrizes do Poder Concedente, contribuirá sobremaneira para o objetivo que lastreia todas as concessões de serviços públicos da União desde a edição da lei das concessões em 1995: a da prestação de um serviço adequado que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

III – DIREITO

387. O presente voto tem amparo legal nos seguintes dispositivos legais e normativos: Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; Lei 12.767, de 27 de dezembro de 2012; Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018; Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015; Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

IV – DISPOSITIVO

388. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.902208/2024-34, voto por:

- a) aprovar o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica com vistas à prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; e



- b) recomendar ao Poder Concedente que avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, dentre as condições para a assinatura do contrato de concessão, o compromisso de quitação das multas já transitadas em julgado em âmbito administrativo em até 180 dias contados da prorrogação das concessões, com a desistências das respectivas ações judiciais.

Brasília, 25 de fevereiro de 2025.

(Assinado digitalmente)
AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA
Diretora

