FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS
Fundada em 25/Fev./1964 - Carta Sindical de 29/Dez./1965
SDS - Ed. Eldorado - Sala 106/109 - Brasília - DF
Tel/Fax: (61)3225.2288 - CEP 70392-901
Home page: www.fne.org.br E-mail: fneng@fne.org.br

Carta FNE 371/2023

Brasília, 21 de novembro de 2023.

FUNDAÇÃO DE PROTEÇÃO E DE DEFESA DO CONSUMIDOR – PROCON SP
A/C Sr. Luiz Orsatti Filho
Diretor Técnico

Representação

A FNE — FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS, associação civil inscrita no CNPJ/MF sob o n. 92.675.339/0001-06, sita na SDS, Bloco “d”, Edifício Eldorado, salas 106/109, sem número, Asa Sul, Brasília, Distrito Federal, CEP 70392-901, representada por seu Diretor Presidente, MURILO CELSO DE CAMPOS PINHEIRO, tendo tomado conhecimento que, em decorrência de eventos climáticos adversos e severos, ocorridos no dia 3 de novembro passado, houve exagerada e prolongada demora no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de milhares de consumidores em diversas cidades, notadamente do Estado de São Paulo, e os inúmeros prejuízos causados aos consumidores, que não são reconhecidos para serem ressarcidos pelas Distribuidoras de energia elétrica e pela própria ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, veio a constatar que em pelo menos duas disposições constantes dos Contratos de Concessão, firmados pela União (Poder Concedente) junto as Concessionárias Distribuidoras, não vem sendo cumpridas. Se percebe que atos administrativos e regulatórios da Agência Reguladora conflitam com tais disposições dos Contratos de Concessão, relativas a obrigação de manter e melhorar os indicadores de qualidade e de ressarcir os consumidores dos danos em geral decorrentes da concessão. Nossa expectativa é que esta Fundação possa alavancar providências junto a demais órgãos competentes em defesa dos consumidores e de interesses difusos para definição do que deve prevalecer, neste

caso sendo mantido e, de outro lado, os atos administrativos que porventura deverão ser revogados.

I – Contratos de Concessão

A nossa análise foi feita em três Contratos de Concessão:

- Contrato de Concessão nº 162/98, firmado em 15/06/1998 entre a União, representada pela ANEEL e a Eletropaulo.
- Contrato de Concessão nº 14/97, firmado em 20/11/1997 entre a União, representada pela Ministério de Minas e Energia e a CPFL.
- Contrato de Concessão nº 187/98, firmado em 27/08/1998 entre a União, representada pela ANEEL e a Elektro.

Tomamos como referência e apresentaremos dados do Contrato de Concessão nº 162/98, firmado com a Eletropaulo (sucessora Enel), mas tudo que iremos apresentar consta de igual forma nos demais Contratos de Concessão citados.

A Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica estabelece que:

> *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:*
>
> *...*
>
> *II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia*

elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

Assim, a ANEEL tanto pode estar atuando segundo suas atribuições próprias, como ela pode estar atuando em delegação do Poder Concedente e em nome da União.

Nossa tese é que existe uma hierarquia superior para as disposições administrativas do Contratos de Concessão, firmados em nome da União, em relação a atos administrativos da Agência Reguladora que os contrariem, que deveriam, portanto, serem considerados inválidos.

Existe uma segunda abordagem e podemos considerar como definitiva e inquestionável que o nosso ordenamento jurídico obedece ao Princípio da Supremacia da Constituição, ou seja, toda e qualquer expressão legislativa/normativa deve respeitar aos preceitos estampados em nossa Carta Magna. Assim, a Constituição Federal está no topo da pirâmide normativa, seguida pelas leis e, por fim, pelos atos administrativos, que são a base desta.

Iremos demonstrar que as duas disposições em questão dos Contratos de Concessão, que não vem sendo cumpridas pela ANEEL, se encontram em perfeita sintonia com a Constituição e obedecendo dispositivos e princípios básicos estabelecidos em leis específicas.

II – Contextualização

O que pode levar a Agência Reguladora a autorizar que os limites de continuidades, ou seja, a quantidade de horas e a quantidade de vezes que o usuário do serviço público pode ficar sem energia elétrica sejam expressivamente aumentados? O que pode levar a Agência Reguladora a não reconhecer a obrigação de ressarcimento de danos comprováveis que as Distribuidoras porventura tenham causado aos consumidores em função do serviço concedido?

A Agência Reguladora mantém canais abertos com as Distribuidoras e com os usuários do serviço público, realiza inúmeras Consultas Públicas, entretanto o desequilíbrio de forças é patente e as Distribuidoras acabam por fazer prevalecer seus pleitos e justificativas, mesmo ao arrepio da legislação, ocorrendo o que se denomina como captura e assim explicado pelo Jurista Marçal Justen Filho, em seu livro "O Direito das Agências Reguladoras Independentes", São Paulo, Dialética, 2002, pagina 371:

> *Observe-se que o fenômeno da captura não se relacione necessariamente com manifestação de corrupção no sentido próprio e estrito. É perfeitamente possível que a captura se processe de modo inconsciente, sem envolver transações indevidas ou outorga de vantagens reprováveis para os servidores estatais. Poderia aludir-se a uma espécie de comunhão cognitiva ou identidade de experiências, vinculando profissionais de área técnico-científicas determinadas. Os integrantes das agências e os profissionais do setor privado compartilham vivências e dificuldades comuns, o que pode produzir um processo dialético de identificação. Em última análise, a agência tem contatos muito mais próximos, de modo permanente, com as indústrias reguladas.*

Com a pressão das Distribuidoras junto à ANEEL que se iniciou a partir da Consulta Pública 038/2019 e a ausência de defensores dos consumidores, a ANEEL acabou por aceitar mudanças nos indicadores de continuidade para bem maior. O papel da Agência acaba se desviando de defender os interesses da sociedade e dos usuários do serviço público para defender os interesses de suas empresas reguladas.

III – Indicadores de Qualidade

A qualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica é aferida pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica com base nas disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras, através de indicadores de continuidade coletivos tais como DEC e FEC e individuais para cada unidade consumidora, definidos como DIC (duração em horas das interrupções), FIC (frequência das interrupções), DMIC (duração em horas de uma única interrupção) e DICRI (duração em horas de uma interrupção em “dias críticos”).

O “dia crítico” é assim considerado o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários é expurgado dos indicadores DIC, DMIC e FIC.

Os indicadores de continuidade DIC, DMIC e FIC se aplicam para “dias normais” e o indicador de continuidade DICRI se aplica unicamente para “dias críticos”.

Os indicadores de continuidade DIC, DMIC e FIC são definidos para Conjuntos Elétricos que são áreas geográficas servidas por cada subestação da Distribuidora.

Os indicadores de continuidades mensais, trimestrais e anuais foram criados pela Portaria DNAEE nº 46 de 17 de abril de 1978, sendo que a ANEEL publicou a Resolução nº 024 de 27 de janeiro de 2000, com algumas atualizações. O indicador de continuidade DICRI foi criado pela ANEEL em 2012.

O regulamento da ANEEL anterior que vigorou no ano de 2021 e o regulamento vigente desde 1º de janeiro de 2022 se encontram no Prodist – Procedimentos de Distribuição – Módulo 8, revisões 12 e 13 (cópias anexas).

Os limites de indicadores de continuidade individuais devem ser entendidos como a qualidade de serviços ainda aceitável. Violados estes limites de continuidade cabe compensação financeira aos consumidores.

Outro aspecto que corrobora com a fragilidade de uso de indicadores de continuidade é que necessariamente cada consumidor deve abrir um protocolo junto a Distribuidora. A partir da primeira reclamação protocolizada é que passa a contar os tempos dos indicadores. Tem dias que fica congestionada e inacessível a central de atendimento o que não pode ser aceitável.

IV – Manter e Melhorar os Indicadores de Qualidade

No Contrato de Concessão nº 162/98, Clausula Segunda, consta a disposição que foi descumprida pela ANEEL:

> *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.

O Contrato de Concessão inclui o Anexo III – Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica que é bastante extenso e detalhado, de onde vamos destacar uma pequena parte:

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.

Como iremos demonstrar, a ANEEL promoveu três afrouxamentos nos limites de continuidade individuais, ou seja, os deixou maiores e aquiesceu pior qualidade de serviço público prestado aos consumidores.

A Resolução Autorizativa nº 7.978, de 02 de julho de 2019 (cópia em anexo), apresenta para Conjuntos Elétricos, os DEC (horas) e os FEC (interrupções) para os anos de 2020, 2021, 2022 e 2023 definidos para a Eletropaulo mas a mudança que ocorreu a partir do início de 2022 não foi nestes indicadores de continuidade coletivos mas sim nos indicadores de continuidade individuais, justamente aqueles que de fato atingem os usuários dos serviços públicos e definem o nível de qualidade a que terão direito.

O primeiro afrouxamento nos limites de continuidade se deu com a mudanças das tabelas de conversão dos indicadores coletivos para indicadores de continuidade individuais.

Destacamos em anexo e em novas cópias as Tabelas 4 e 5 de conversão que fazem parte do Módulo 8 do Prodist. A Tabela 4 é relativa a baixa tensão em área urbana, e a Tabela 5 é relativa a baixa tensão em área não urbana. É possível demonstrar e comprovar o aumento nos limites dos indicadores de continuidade individual a partir de quaisquer DEC e FEC definidos para cada Conjunto Elétrico da Distribuidora. Poderão ser comparadas as Tabelas 4 e 5 que vigoravam até 2021, e as Tabelas 4 e 5 que se encontram em vigência desde o início de 2022. As conversões dos indicadores coletivos para os indicadores de continuidade individuais são diretas.

Apenas a título de exemplo, se entrarmos na Tabela 4 que vigorou até 2021, com DEC = 6, resultará em DIC = 4,59 horas e DMIC = 2,52 horas. Se entramos na mesma Tabela 4 com FEC = 4, resultará em FIC = 2,98 interrupções.

Comparativamente, se entrarmos na Tabela 4 vigente desde 2022, com os mesmos dados, ou seja, com DEC = 6, resultará em DIC = 7 horas e DMIC =

5 horas. Se entramos na mesma Tabela 4 com FEC = 4, resultará em FIC = 3 interrupções.

Se fizermos a comparação para qualquer valor de DEC, os valores de DIC e de DMIC obtidos através das tabelas de conversão serão sempre e significativamente maiores em relação aos indicadores de continuidade individual que vigoraram até o final de 2021.

Para o exemplo dado, isto significa que em um mês, expurgadas as interrupções com menos de 3 minutos de duração e as interrupções em “dias críticos”, o consumidor pode atingir, somando as interrupções no mês, até 7 horas sem energia elétrica, sem a Distribuidora ser penalizada e ter de pagar compensações financeiras. Para o indicador FIC o limite de 3 ocorrências, praticamente não se alterou.

Teve um segundo afrouxamento nas regras ainda muito mais expressivo concedido pela ANEEL que extinguiu os indicadores individuais trimestrais e anuais. Antes sempre existiu, além dos limites de continuidade mensais, os limites trimestrais que era equivalente a duas vezes os limites mensais e ainda os limites anuais que era equivalente a quatro vezes os limites mensais.

Esta forma que vem desde que foram criados os indicadores de continuidade em1978 de estabelecer limites mais folgados para a apuração mensal e mais rígidos para apuração trimestral e ainda mais rígidos para apuração anual tem sua razão lógica de ser ao se aceitar interrupções altas em um único mês, mas que não podem se repetir em meses seguintes em igual intensidade.

Portanto, antes, era mais comum, por serem relativamente bem menores, as Distribuidoras ultrapassarem os limites de continuidade trimestrais ou anuais. A ANEEL, contrariando o interesse público, acabou com eles, através da publicação da Resolução Normativa nº 925 de 16 de março de 2021 e da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, ambas com previsão de entrar em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022. Na prática, com a extinção, os limites anuais para os indicadores de continuidade DIC e FIC se triplicaram! De limite de 28 horas ao ano (valor já aumentado de 4,59 h para 7 h por mês) passou, na prática, para 84 horas por ano.

As “justificativas” que resultaram na aprovação pela Diretoria da ANEEL da Resolução Normativa nº 925 de 16 de março de 2021 se encontram no Voto do Relator (cópia em anexo). A extinção dos indicadores com limites trimestrais e anuais foi justificada de forma pífia como sendo uma simplificação na formulação das compensações, mas se trata na verdade de renúncia de gestão e controle da Agência Reguladora sobre a qualidade dos serviços prestados.

Desde o início de 2022, as Distribuidoras puderam passar a prestar um serviço de pior qualidade sem ter de pagar compensação financeira aos consumidores pois a chance de violar os limites de continuidade DIC, FIC e DMIC ficou bem menor.

Fica muito difícil qualquer compensação financeira de DIC e FIC que a Distribuidora tenha de creditar na fatura dos consumidores e isto sem contar que os valores a serem calculados de compensação são pouco significativos.

Temos ainda o terceiro afrouxamento, desta vez no indicador de continuidade em “dia crítico”, DICRI. Anteriormente, o limite do indicador DICRI tinha por definição para unidades atendidas em baixa tensão que deveria corresponder ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC, constantes das respectivas Tabelas.

Assim e a partir de início de 2022 o DICRI sofreu alteração do limite de continuidade de 12,22 horas para 13 horas em áreas urbanas e de 16,60 horas para 26 horas em áreas não urbanas. Trata-se de tratamento injusto e punitivo para unidades consumidoras não urbanas que em “dias críticos”. Não pode ser aceitável 26 horas para restabelecer energia elétrica em área rural.

V – “Manter e Melhorar” deve prevalecer ao “Piorar”

Em nosso entendimento, os atos administrativos que vieram a piorar os indicadores de qualidade devem ser revogados. É o caso de revogação da Resolução Normativa nº 925 de 16 de março de 2021 e da Resolução Normativa nº

956, de 7 de dezembro de 2021, no que se refere o Módulo 8 do Prodist, retornando a sua Revisão 12 e retornando com os indicadores de continuidade trimestrais e anuais.

O comando constitucional é o de manter o serviço adequado:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

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

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV ***- a obrigação de manter serviço adequado.***

A Lei nº 8.987, de 11 de fevereiro de 1995 (Lei das Concessões) estabelece em seus princípios básicos:

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

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, ***continuidade****,* ***eficiência****, segurança****,*** ***atualidade****, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.*

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a ***melhoria*** *e expansão do serviço...*

A ANEEL ao aumentar os limites de continuidade individuais encontra-se totalmente em desacordo com o Contrato de Concessão, com os

princípios básicos da Lei de Concessões e até com a própria Constituição. A obrigação legal como órgão fiscalizador é de exigir o cumprimento dos indicadores de continuidade e nunca de os flexibilizar para facilitar a sua não violação!

VI – Reparação de Danos Causados aos Consumidores

No Contrato de Concessão nº 162/98, Clausula Segunda, consta a disposição que vem sendo descumprida e afrontada pela ANEEL:

> *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**.*

No Contrato de Concessão nº 162/98, Clausula Quinta, consta ainda a disposição abaixo que reforça a obrigação de ressarcimento de danos em geral causados em decorrência da exploração de serviços:

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

> ...
>
> ***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;***

Acontece que a ANEEL não cumpre e até afronta as disposições do Contrato de Concessão e somente reconhece os ressarcimentos oriundos de danos elétricos, causados por oscilações e perturbações na rede elétrica da Distribuidora. Por exemplo, nega o ressarcimento de alimentos perecíveis estragados, improdutividade de dias que não puderam ser executados serviços em oficinas e toda uma gama de atividades que deixaram de ser executadas por interrupção prolongada no fornecimento de energia elétrica.

Por incrível que possa parecer, em regramento administrativo (Resolução Normativa nº 1000/2021) a Agência Reguladora proibiu que sequer fossem analisados reclamações de ressarcimento de danos diversos, tendo feito constar:

> *Art. 599. O disposto neste Capítulo aplica-se, exclusivamente, aos casos de dano elétrico causado a equipamento instalado em unidade consumidora do grupo B.*
>
> *§ 1º Não compete às agências estaduais conveniadas e à ANEEL analisar reclamações de ressarcimento de:*
>
> *I - danos elétricos não previstos no caput, a exemplo dos ocorridos em unidades consumidoras do Grupo A, danos morais e outros danos patrimoniais, inclusive danos emergentes e lucros cessantes; e*
>
> *II - casos que tenham decisão judicial transitada em julgado.*
>
> *§ 2º O disposto no § 1º não exclui a responsabilidade da distribuidora pelos danos.*

O artigo 599 da Resolução Normativa nº 1000/2021 deve ser revogado e reescrito para se adequar a legislação e ao Contrato de Concessão, possibilitando que todos os danos causados aos consumidores em função do serviço concedido possam estar sendo ressarcidos.

VII – A Reparação Deve Ser para Todos os Danos

Quando se compara as disposições sobre a reparação de danos causados do Contrato de Concessão, com a omissão dos atos normativos da ANEEL e mesmo a proibição citada, fica evidenciado que deve prevalecer o Contrato de Concessão por ter respaldo da Constituição e do CDC – Código de Defesa dos Consumidores (Lei n.º 8.078, de 11 de setembro de 1990).

Assim, a Constituição estabeleceu a obrigação de defesa do consumidor através do inciso XXXII do artigo 5º e do inciso V do artigo 170.

Por sua vez, o CDC, dentre outros dispositivos legais, estabeleceu que:

> *Art. 6º São direitos básicos do consumidor:*
>
> *...*
>
> *VII - o acesso aos órgãos judiciários e administrativos com vistas à prevenção ou reparação de danos patrimoniais e morais, individuais, coletivos ou difusos, assegurada a proteção Jurídica, administrativa e técnica aos necessitados;*
>
> *Art. 22. Os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais, contínuos.*
>
> *Parágrafo único. Nos casos de descumprimento, total ou parcial, das obrigações referidas neste artigo, serão as pessoas jurídicas compelidas a cumpri-las e a reparar os danos causados, na forma prevista neste código.*

Contrapondo ao acesso aos órgãos administrativos, a ANEEL cria barreiras para a reparação de danos patrimoniais, não admitindo sequer a avaliação se o ressarcimento seria devido ou não.

VIII – Conclusões

A elevação dos índices de continuidade, notadamente o DIC e o DMIC, além da extinção sem alguma razão técnica dos indicadores de continuidade trimestrais e anuais, além do aumento para 26 horas do tempo considerado aceitável para o consumidor rural fique sem energia elétrica em “dia crítico” corresponde a uma aquiescência de uma qualidade de serviço prestado absurdamente menor**. O que é mais relevante: a Agência Reguladora não poderia aceitar uma redução da qualidade do serviço prestado durante o prazo de concessão! Não poderia também eliminar formas de aferição de qualidade, com a extinção de indicadores de continuidade trimestrais e anuais!**

Onde está a responsabilidade objetiva da Concessionária que a ANEEL permite que não tenha de ressarcir por danos que comprovadamente pode ter causado?

A propalada autonomia das Agências Reguladoras não pode se transformar em salvo-conduto para desrespeitar disposições de Contrato de Concessão, dispositivos expressos em lei e até dispositivos constitucionais.

Esperamos que a Fundação de Proteção e de Defesa do Consumidor ´PROCON SP, em articulação com demais órgãos e entidades do Sistema Nacional de Defesa do Consumidor, possa estar tomando providências em relação a obrigatoriedade de enquadramento da ANEEL para que adeque seus atos administrativos ao Contrato de Concessão e em benefício dos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Eng. Murilo Celso de Campos Pinheiro
Presidente

ANEXOS

Doc. 1 – Contrato de Concessão nª 162/98 – Eletropaulo

Doc. 2 – Prodist Módulo 8 – Revisão 12 – revogada

Doc. 3 – Prodist Módulo 8 – Revisão 13 – vigente

Doc. 4 – Resolução ANEEL nº 7.978/2019 – DEC e FEC – Eletropaulo

Doc. 5 – Tabela 4 e Tabela 5 – Revisão 12 – revogada

Doc. 6 – Tabela 4 e Tabela 5 – Revisão 13 – vigente

Doc. 7 – Voto do Relator – Resolução Normativa nº 925/2021

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS
Fundada em 25/Fev./1964 - Carta Sindical de 29/Dez./1965
SDS - Ed. Eldorado - Sala 106/109 - Brasília - DF
Tel/Fax: (61)3225.2288 - CEP 70392-901
Home page: www.fne.org.br E-mail: fneng@fne.org.br

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS

ANEXOS

Doc. 1 – Contrato de Concessão nª 162/98 – Eletropaulo

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. 3° da Lei n° 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 n° 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 n° 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 n° 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% (cinqüenta 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 n° 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 n° 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 conseqüências 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 ¼ (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% (cinqüenta 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 subseqüentes, 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:

VPA_1 - 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;

RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB_0 - 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:

VPA_0 - 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 (RA_0) 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 à 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

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	Carapicuiba	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

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	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	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:

- **Etapa 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.

- **Etapa 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 Freqüência 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% - Freqüência 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 Freqüência 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 freqüência	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:

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 Gerador:	violação de padrão de qualidade que afeta um único 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 Gerador:	violação de padrão de qualidade que afeta um grupo de 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:

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

b) Para o FIC:

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

DICv = Duração de Interrupção Individual verificada, em horas por período;
DICp = Duração de Interrupção Individual padrão, em horas por período;
FICv = 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:

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

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:

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

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

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{INDv}{INDp} - k\right) \times DECp \times \frac{FM}{730h} \times k_{ei}$$

b) Para FMA e TMA

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{INDv}{INDp} - k\right) \times TMAp \times \frac{FM}{730h} \times k_{ei}$$

c) Para T80% ou T90%

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

INDv = Indicador verificado:
- DEC ou FEC para a expressão a;
- FMA ou TMA para a expressão b;
- T80% ou T90% para a expressão c;

INDp = 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 2 ª etapa e 1,00 para a 3 ª etapa;

DECp = DEC padrão, em horas por período;

TMAp = 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.

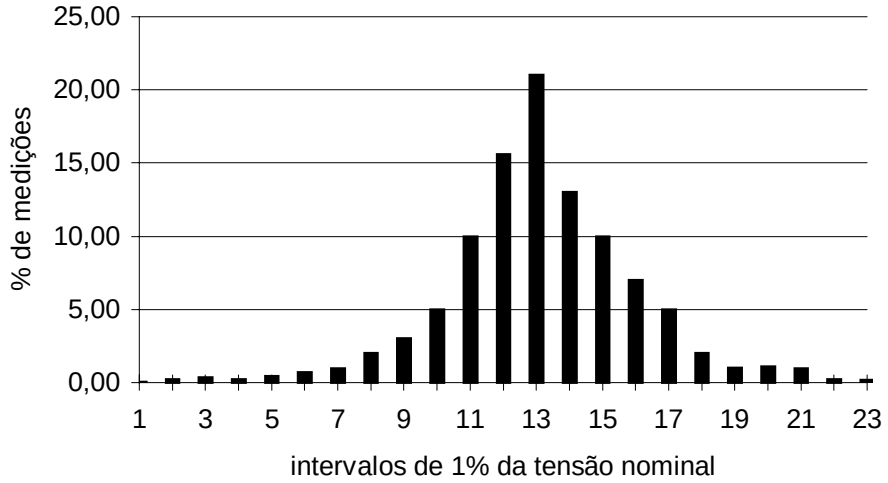
A título de exemplo, considere-se uma amostra de 1.000 consumidores, sendo que para cada consumidor são previstas 432 medições, correspondentes a 3 (três) dias de medição em intervalos de 10 (dez) minutos, o que resultaria em um total de 432.000 medições.

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:

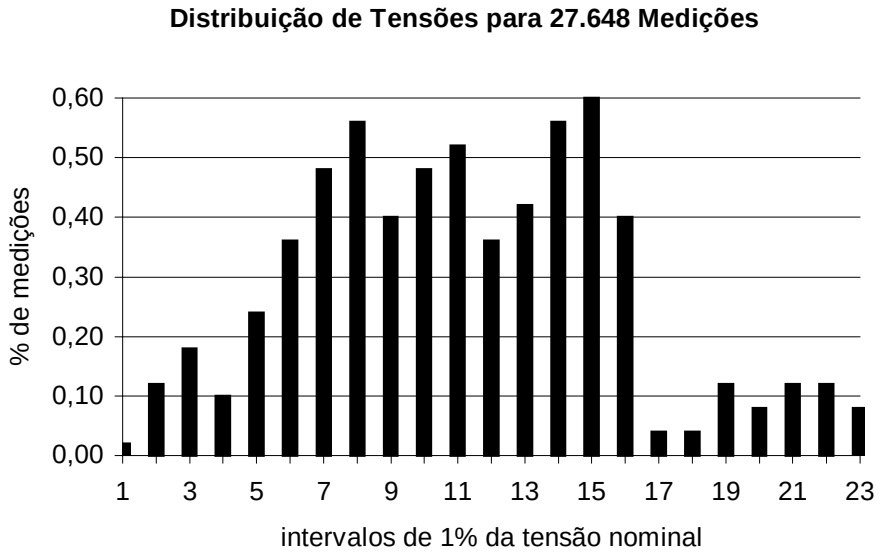
$$FEV = \frac{\text{nº de consumidores com desvio}}{\text{nº de consumidores medidos}} \times 100 = \frac{64}{1000} \times 100 = 6{,}4\%.$$

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.

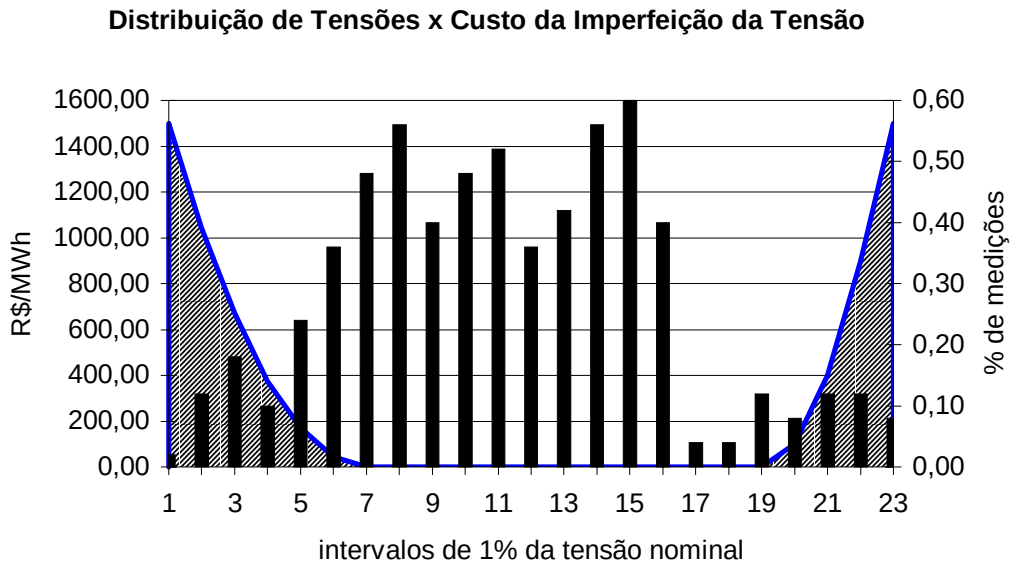


Admitindo-se, neste exemplo, que a Função Custo de Imperfeição de Tensão seja expressa pelos seguintes valores:

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% x 1.500,00 R$/MWh + 0,12% x 1.042,00 R$/MWh + 0,18% x 670,00 R$/MWh +
0,10% x 375,00 R$/MWh + 0,24% x 170,00 R$/MWh + 0,36% x 45,00 R$/MWh +
0,08% x 100,00 R$/MWh + 0,12% x 400,00 R$/MWh + 0,12% x 900,00 R$/MWh +
0,08% x 1.500,00 R$/MWh = 6,54 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:

R$ 2,00 por MWh x 6.000.000 MWh = 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:

Penalidade = FDT x FCIT x 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:

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

INT	=	Parte inteira do resultado da operação indicada entre parênteses;
INDv	=	Valor do indicador verificado para os itens constantes nas tabelas de padrões;
INDp	=	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	
2. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	0,036000
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:

a) 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;

b) realizar todas as ligações novas, obrigatoriamente, com a instalação de medição, excluindo-se casos específicos previstos na regulamentação;

c) fornecer ao consumidor, quando do pedido de serviços à ELETROPAULO METROPOLITANA, protocolo com os prazos regulamentares relativos aos serviços solicitados;

d) 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;

e) manter registros de reclamações dos consumidores, à disposição dos interessados;

f) 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.

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:

a) Quando o nível de tensão estiver em fase de correção.

b) 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.

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 acidental, 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:

$$FEV = \frac{ncf}{nct} \times 100, \text{ onde}$$

ncf = número de consumidores da amostra, que se encontram com tensão medida fora dos limites adequados, em período superior a 1% do período de medição.
nct = 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:

a) todos os consumidores da amostra;

b) 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 ± 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 efetuá-la, 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, excluída 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 TRANSFORMADOR	(12 N)
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, excluida 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 - FDT: % das Medições da Amostra Global

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 ≤ 80%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
80% < V ≤ 81%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
81% < V ≤ 82%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
---	XX,XXXX%	XX,XXXX%
---	XX,XXXX%	XX,XXXX%
105% < V ≤ 106%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
106% < V ≤ 107%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
107% < V ≤ 108%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
108% < V ≤ 109%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
109% < V ≤ 110%	XX,XXXX%	XX,XXXX%
V > 110%	XX,XXXX%	XX,XXXX%

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:

$$Ci = I/T \times Ct$$

Ci = 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:

a) horário da reclamação do consumidor ou percepção por parte da ELETROPAULO METROPOLITANA;

b) horário de manobra dos equipamentos que possuem sistema de sensoreamento 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 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:

FÓRMULA DE CÁLCULO: DEC = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Ca(i) x t(i)}{Ct}$ (h/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.

FÓRMULA DE CÁLCULO: FEC = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Ca(i)}{Ct}$ (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:

FÓRMULA DE CÁLCULO: DEP = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Pa(i) x t(i)}{Pt}$ (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.

FÓRMULA DE CÁLCULO: FEP = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Pa(i)}{Pt}$ (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:	Indicador:
[ ] Mês ____ de ____ [ ] ____ Trimestre de ____ 1 [ ] Anual: do mês: _____ até o mês: _____	DEC [ ] FEC [ ] DEP [ ] FEP [ ] 2

Universo	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:	Indicador:
[ ] Mês ____ de ____	DEC [ ]
[ ] ____ Trimestre de ____ 1	FEC [ ] 2
[ ] Anual: do mês: _____ até o mês: _____	

Universo 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).

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:

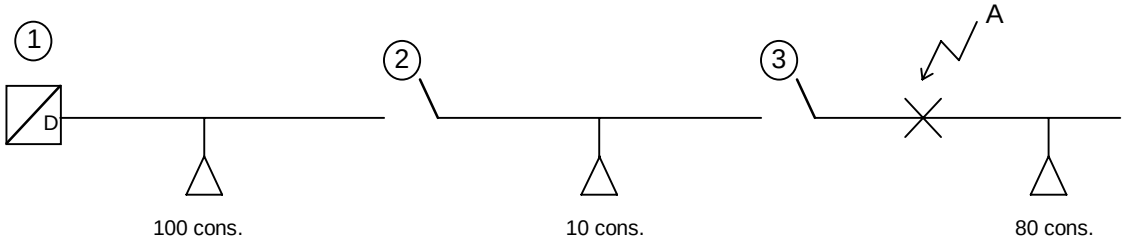
  manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

  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 términos 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 improcedente 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.

$$TMA = \frac{\sum_{i=1}^{n} ta(i)}{n} \text{ onde}$$

TMA = valor médio, em minutos e décimos de minutos
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.

$$FMA = \frac{n}{N} xA \text{, onde}$$

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%.

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		
Universo Considerado	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: [ ] Mês ____ de ____ **1** [ ] Anual: do mês: _____ até o mês: _____		Indicador: T80 %	Concessionária [ ] Rural [ ] **2** Urbano [ ]
Universo 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

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.
- 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																						

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;

- 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:

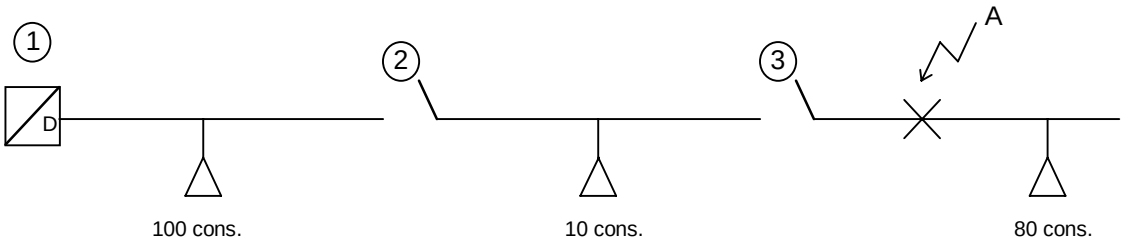
  manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

  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 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

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																					

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.

$$TML = \sum \frac{di}{n} \text{ onde}$$

d_i = dias úteis transcorridos entre a solicitação do consumidor i e a sua efetiva ligação, 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

$TMR = \sum \frac{di}{n}$ 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.

$TME = \sum \frac{di}{n}$ 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.

$TMS = \sum \frac{di}{n}$ onde

d = 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.

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS
Fundada em 25/Fev./1964 - Carta Sindical de 29/Dez./1965
SDS - Ed. Eldorado - Sala 106/109 - Brasília - DF
Tel/Fax: (61)3225.2288 - CEP 70392-901
Home page: www.fne.org.br E-mail: fneng@fne.org.br

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS

Doc. 2 – Prodist Módulo 8 – Revisão 12 – revogada

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	03/08/2020 a 31/12/2020
12	Revisão 12 (após realização da AP 28/2018 e da AP 60/2018)	Resolução Normativa nº 863/2019 e Resolução Normativa nº 871/2020	A partir de 01/01/2021

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 23
10 PROCEDIMENTOS DE GESTÃO DAS RECLAMAÇÕES ASSOCIADAS À QUALIDADE DO PRODUTO 31
11 ESTUDOS ESPECÍFICOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA PARA ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 40
ANEXO I: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente 41
SEÇÃO 8.2 - QUALIDADE DO SERVIÇO 44
1 OBJETIVO 44
2 CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS 44
3 SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS ACESSANTES 45
4 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS 46
5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 51
6 INDICADORES DE CONTINUIDADE PARA TRANSMISSORAS DETENTORAS DE DIT E DISTRIBUIDORAS ACESSADAS POR OUTRAS DISTRIBUIDORAS 70
ANEXO I: Limites de Continuidade Individual 79
ANEXO II: Lista de Fatos Geradores 84
SEÇÃO 8.3 – QUALIDADE DO TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES 86
1 OBJETIVO 86

2 METODOLOGIA DE ESTABELECIMENTO DOS LIMITES DO INDICADOR DE QUALIDADE FER – FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE RECLAMAÇÃO 86
3 FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS MÍNIMAS E MÁXIMAS POR GRUPO 87
4 FIXAÇÃO DAS REFERÊNCIAS POR DISTRIBUIDORA 87
5 ESTABELECIMENTO DOS LIMITES 88

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

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 - INTRODUÇAO;

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 Foram alterados os itens 2.5.1.4, 2.5.1.7, 2.5.2.2, 9.2.1, 9.3.1, 9.3.2, 9.3.2.1, 9.3.3.2, 9.3.4, 9.3.5, 9.3.6, 9.3.7.1, 9.3.8.1, 9.3.8.2, 9.3.8.4, 10.3.3.2, 10.3.3.3, 10.3.3.4 e 10.3.3.5 da Seção 8.1; 5.6.3.5 da Seção 8.2

4.2 Foram inseridos os itens 2.2.3, 2.5.2.3, 9.1.1, 9.1.1.1, 9.3.2.2, 9.3.2.3, 9.3.2.4, 9.3.3.3, 9.3.4.1, 9.3.6.1, 9.3.7.1.1, 9.3.7.1.2 e 9.3.7.2 da Seção 8.1.

4.3 Foram excluídos os itens 9.1.1, 9.1.2, 9.1.3, 9.1.3.1, 9.1.3.2, 9.1.4, 9.1.5, 9.1.12, 9.1.12.1, 9.1.12.2, 9.1.13, 9.1.14, 9.1.15, 9.1.16, 9.1.16.1, 9.3.7.2, 9.3.7.3, 9.5 e 9.5.1 da Seção 8.1.

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.

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.

2.2.3 A partir de 1º de janeiro de 2023, distribuidora deve possuir a certificação do processo de medição, coleta dos dados, apuração dos indicadores e das compensações relacionadas à tensão em regime permanente, para as modalidades descritas no item 9.2.1, com base nas normas da Orgalização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000.

2.3 Caracterização dos fenômenos e parâmetros

2.3.1 Com relação aos valores de referência:

a) 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;

b) 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;

c) 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) 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;

b) 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) 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 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:

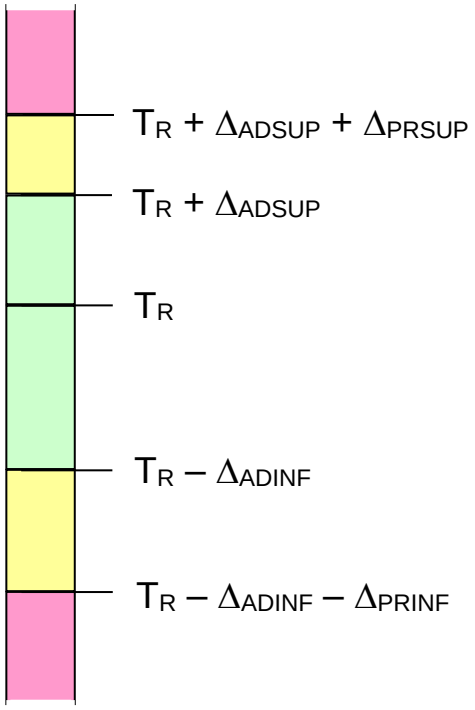


Figura 1– Faixas de Tensão em Relação à de Referência

sendo:

a) Tensão de Referência (TR);

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 9.1.6.2. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

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, 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:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%]$$

em que *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:

a) cada conjunto de 1008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC;

b) são considerados todos os conjuntos de 1008 leituras válidas cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil;

c) 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, 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:

N_C = total de unidades consumidoras com DRC, não nulo; e

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

2.5.2.2 Com base nas medições amostrais efetuadas, serão 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.

2.5.2.3 Com base nas medições amostrais efetuadas, a ANEEL calculará indicadores coletivos DRP e DRC a partir de medidas de posição (percentis) obtidas das medições individuais, com vistas à publicação detalhada dos resultados das medições amostrais.

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:

$$\text{Valor} = \left[\left(\frac{\text{DRP} - \text{DRP}_{\text{limite}}}{100}\right).k_1 + \left(\frac{\text{DRC} - \text{DRC}_{\text{limite}}}{100}\right).k_2\right].\text{EUSD}$$

sendo:

$k_1 = 0$, se DRP ≤ DRP_{limite};

$k_1 = 3$, se DRP > DRP_{limite};

$k_2 = 0$, se DRC ≤ 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).

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:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad ou \quad \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

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 do 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.

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	hmáx
Ordem harmônica mínima	hmin
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	DTT95%
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_3$95%

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.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h\max} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

sendo:
h = todas as ordens harmônicas de 2 até hmáx.
hmáx = conforme a classe A ou S.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \text{ x } 100$$

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, ...).
hp = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \text{ x } 100$$

sendo:
h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 (h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37,...).
hi = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \text{ x } 100$$

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**		
	Vn ≤ 1,0 kV	**1,0 kV < Vn < 69 kV**	**69 kV ≤ Vn < 230kV**
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT_P95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT_I95%	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3$95%	6,5%	5,0%	3,0%

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_3$95% 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 120º 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:

$$\mathrm{FD\%} = 100\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}$$

sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^{\ 4} + V_{bc}^{\ 4} + V_{ca}^{\ 4}}{\left(V_{ab}^{\ 2} + V_{bc}^{\ 2} + V_{ca}^{\ 2}\right)^2}$$

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**	
	Vn ≤ 1,0 kV	**1 kV < Vn < 230kV**
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.

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.

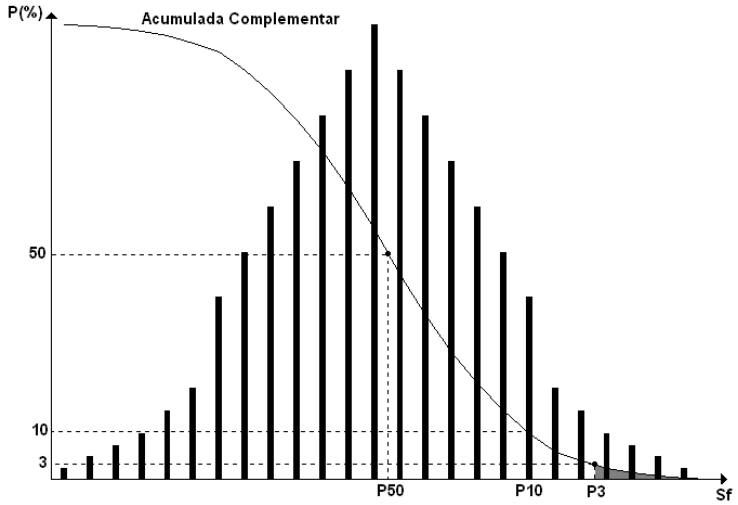


Figura 2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação.

6.2.3 Complementarmente, a Plt corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de Pst, como estabelecido pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12}\left(P_{st_i}\right)^3}$$

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;

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

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.

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.

<table>
<tr><th rowspan="2">Amplitude (pu)</th><th colspan="7">Duração</th></tr>
<tr><th>[16,67 ms - 100 ms]</th><th>(100 ms - 300 ms]</th><th>(300 ms - 600 ms]</th><th>(600 ms - 1 seg]</th><th>(1 seg - 3 seg]</th><th>(3 seg - 1 min]</th><th>(1 min - 3 min)</th></tr>
<tr><td>> 1,15</td><td colspan="3" rowspan="2">REGIÃO H</td><td colspan="4" rowspan="2">REGIÃO I</td></tr>
<tr><td>(1,10 - 1,15]</td></tr>
<tr><td>(0,85 - 0,90]</td><td colspan="3" rowspan="2">REGIÃO A</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>(0,80 - 0,85]</td><td colspan="4" rowspan="2">REGIÃO G</td></tr>
<tr><td>(0,70 - 0,80]</td><td rowspan="2">REGIÃO B</td><td colspan="2" rowspan="4">REGIÃO D</td></tr>
<tr><td>(0,60 - 0,70]</td><td colspan="4" rowspan="6">REGIÃO F</td></tr>
<tr><td>(0,50 - 0,60]</td><td rowspan="2">REGIÃO C</td></tr>
<tr><td>(0,40 - 0,50]</td></tr>
<tr><td>(0,30 - 0,40]</td><td colspan="3" rowspan="4">REGIÃO E</td></tr>
<tr><td>(0,20 - 0,30]</td></tr>
<tr><td>(0,10 - 0,20]</td></tr>
<tr><td>< 0,10</td></tr>
</table>

8.2.5 O Fator de Impacto, para caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^{I} \left(f_{ei} \times fp_i \right)}{FI_{BASE}}$$

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.

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 Os instrumentos de medição devem atender aos requisitos mínimos da Seção 5.2 do Módulo 5 do PRODIST.

9.1.1.1 A partir de 2021, os instrumentos de medição para as medições amostrais de tensão em regime permanente deverão atender aos seguintes requisitos:

a) Para unidades consumidoras do SDBT, obriga-se a utilização de sistemas de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 3.3.2 da Seção 5.1 do Módulo 5, os quais devem calcular os indicadores DRP e DRC internamente e disponibilizá-los ao consumidor por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora.

b) Para unidades consumidoras do SDMT, devem ser utilizados sistemas de medição capazes de efetuar medições de tensão em regime permanente em conformidade com as disposições desta Seção e do Módulo 5.

9.1.2 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 sejam expurgadas conforme item 9.1.6.1. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

9.1.3 Após a aquisição de 1008 registros válidos de medição, deve ser obtido um conjunto de valores para FD%, DTT%, DTT_p%, DTT_i%, DTT_3% e Pst que, devidamente tratados, conduzirá aos valores dos indicadores estatísticos FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95% e Pst95%.

9.1.4 Os indicadores FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95% e Pst95% serão associados a um mês civil cuja referência será aquele no qual se deu o término da medição de 1008 leituras válidas.

9.1.5 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.

9.1.6 Critérios de expurgo no conjunto de leituras

9.1.6.1 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.

9.1.6.2 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.

9.1.7 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).

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.

9.2 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 unidades consumidoras de BT com funcionalidades adicionais 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 e no Módulo 5.

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 partir de 2021, serão adotados sistemas de medição permanente para as medições amostrais de tensão, de acordo com o estabeledido no item 9.1.1.1.

9.3.2 A ANEEL realizará o sorteio da amostra das unidades consumidoras de cada distribuidora para fins de medição no mês de outubro de cada ano, por meio de critério estatístico aleatório, a partir das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras – BDGD.

9.3.2.1 A unidade consumidora sorteada passará a compor a base de medições amostrais da distribuidora e será monitorada de forma permanente.

9.3.2.2 A base de medições amostrais da distribuidora será ampliada a cada ano, com adição das novas unidades consumidoras sorteadas, mantendo-se unidades sorteadas nos anos anteriores.

9.3.2.3 A unidade consumidora sorteada que já possuir medição permanente passará a compor a base de medições amostrais da distribuidora a partir do primeiro mês do trimestre correspondente.

9.3.2.4 Até o mês de setembro de cada ano, a distribuidora deverá solicitar à ANEEL a substituição da unidade consumidora da base de medições amostrais, mediante novo sorteio, quando do encerramento da relação contratual entre a distribuidora e o consumidor.

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 passará a ter seus níveis de tensão monitorados permanentemente, compondo a base de medições amostrais da distribuidora 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.

9.3.3.3 Na comunicação de que tratra o item anterior, a distribuidora deve informar também ao consumidor do SDBT sobre os demais recursos disponíveis no sistema de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 3.3.2 da Seção 5.1 do Módulo 5, tais como a possibilidade de adesão à modalidade tarifária branca e o registro das interrupções de curta e longa duração, entre outros.

9.3.4 A distribuidora deve efetuar, para cada uma das unidades consumidoras pertencentes à amostra, dentro do trimestre correspondente, a instalação do sistema de medição de que trata o item 9.1.1.1 para a medição mensal dos indicadores DRP e DRC. A partir destas medições devem ser calculados os índices coletivos.

9.3.4.1 Os indicadores DRP e DRC mensais das medições amostrais deverão ser calculados de acordo com o procedimento descrito no item 2.5.1.6.

9.3.5 Fica a critério da distribuidora, com base no quantitativo trimestral, a definição do número de unidades consumidoras que terão a medição instalada em um determinado mês, devendo a distribuidora garantir para cada unidade consumidora o registro de pelo menos um conjunto de 1008 leituras válidas antes do fim do trimestre correspondente.

9.3.6 Para o ano de 2021, 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

9.3.6.1 A partir de 2022, deverá ser acrescido trimestralmente à base de medições amostrais o quantitativo definido na tabela seguinte, além das substituições previstas no item 9.3.2.4:

Tabela 13 - Tabela da Dimensão da Amostra Trimestral a partir do ano 2022

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	**Dimensão da amostra (unidades consumidoras)**	**Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)**
$N \leq 10.000$	3	4
$10.000 < N \leq 30.000$	4	5
$30.000 < N \leq 100.000$	7	8
$100.000 < N \leq 300.000$	10	11
$300.000 < N \leq 600.000$	14	15
$600.000 < N \leq 1.200.000$	18	20
$1.200.000 < N \leq 2.000.000$	24	26
$2.000.000 < N \leq 3.000.000$	30	33
$N > 3.000.000$	34	37

9.3.7 Do registro dos dados de medições amostrais.

9.3.7.1 Para as medições amostrais realizadas até o ano de 2020, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) 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;

b) período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);

c) valores apurados de DRP e DRC;

d) valores máximo e mínimo das tensões de leitura;

e) 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;

f) 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;

g) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;

h) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada;

i) 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;

9.3.7.1.1 As alíneas “d”, “e”, “f” e “i” são se aplicam às medições permanentes de BT, por meio do sistema de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 3.3.2 da Seção 5.1 do Módulo 5.

9.3.7.1.2 Deverão ser registrados também, caso existam, os seguintes dados:

a) providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão;

b) período da nova medição; e

c) histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização dos níveis de tensão.

9.3.7.2 Para as medições amostrais realizadas a partir do ano 2021, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante da BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Móculo 6 do PRODIST;

b) período de observação de cada conjunto de 1008 leituras válidas (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);

c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1008 leituras válidas;

d) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;

e) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada; e

f) providênicas para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão, caso existam.

9.3.7.3 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.

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, de acordo com os prazos constantes do Módulo 6 do PRODIST.

9.3.8.2 Até o final de 2020, 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 Os indicadores coletivos são calculados 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:

a) código identificador do acessante, que deve equivaler ao constante do BDGD informado pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;

b) coordenadas geográficas do ponto de medição permanente;

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.

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.

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 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;

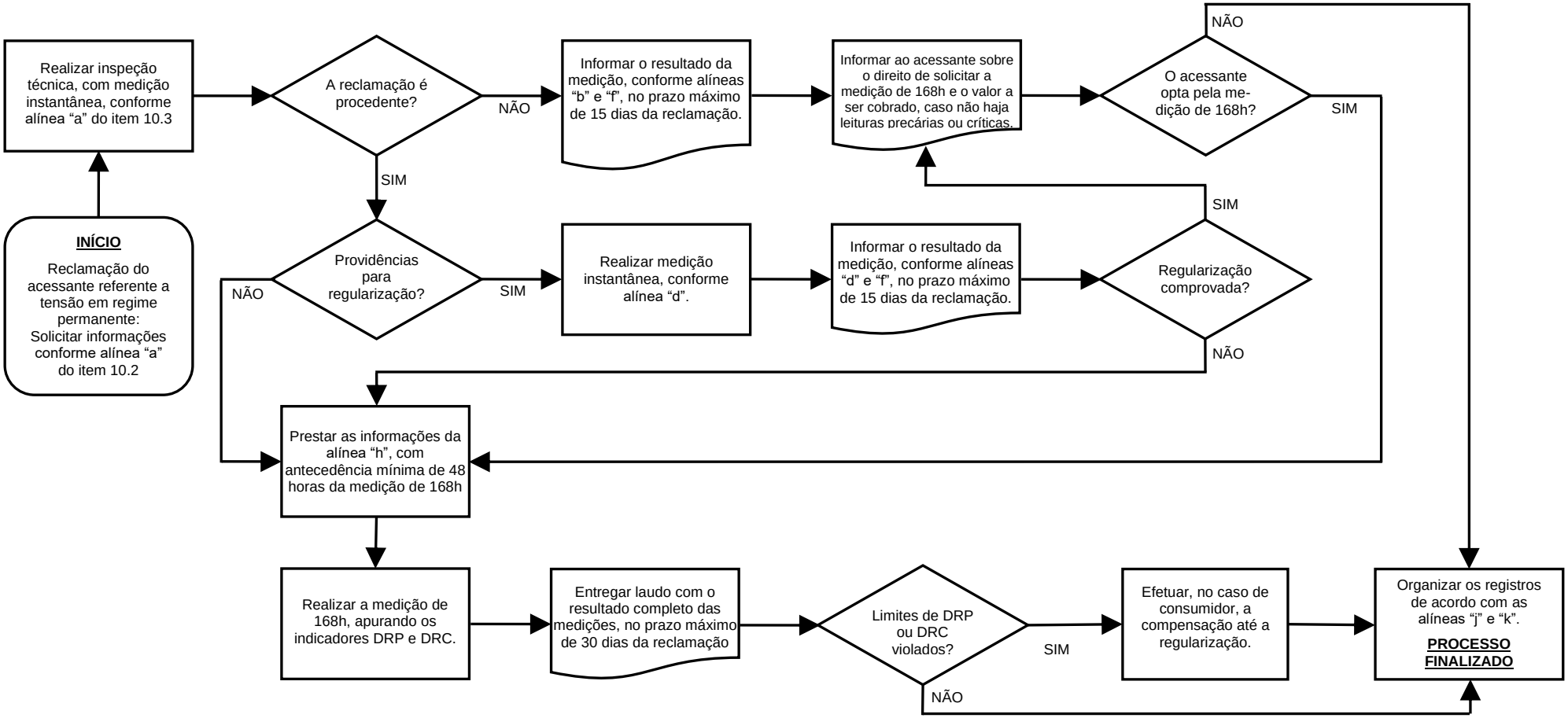
j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo número de protocolo, datas da reclamação do acessante e aviso da distribuidora ao reclamante sobre a realização da medição de tensão, data e horário das medições instantâneas e os valores 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.

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE MEDICÃO DE TENSÃO POR RECLAMACÃO DE ACESSANTE SEM MEDICÃO PERMANENTE



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;

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 2.5.1.6 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, 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, 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, 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 geoelétrica, 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 formar 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:

i. a reclamação com base nas informações prestadas pelo acessante;
ii. as informações disponíveis do sistema de distribuição;
iii. os registros das medições, caso o acessante possua medição permanente; e
iv. outras informações disponíveis;

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:

i. inspeção da rede de distribuição e do ponto de conexão;
ii. verificação da conformidade da instalação do acessante com o parecer de acesso, estudos e projetos aprovados;
iii. 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:

i. detalhamento das análises de identificação do problema;
ii. relatório de medição, quando disponível conforme alínea “h”;
iii. as alternativas para solução ou mitigação do problema;
iv. as ações de atuação por parte da distribuidora e seus respectivos prazos;
v. 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:

i. os valores dos respectivos indicadores e os resultados das medições;
ii. os limites e valor de referência existentes no regulamento;
iii. o relatório previsto na alínea “f”, somente para o(s) fenômeno(s) causador(es) do problema;
iv. 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						
2						

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)
3						
4						
5						
...						
...						

(1) data de ocorrência do evento de VTCD no formato *dd/mmm/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:

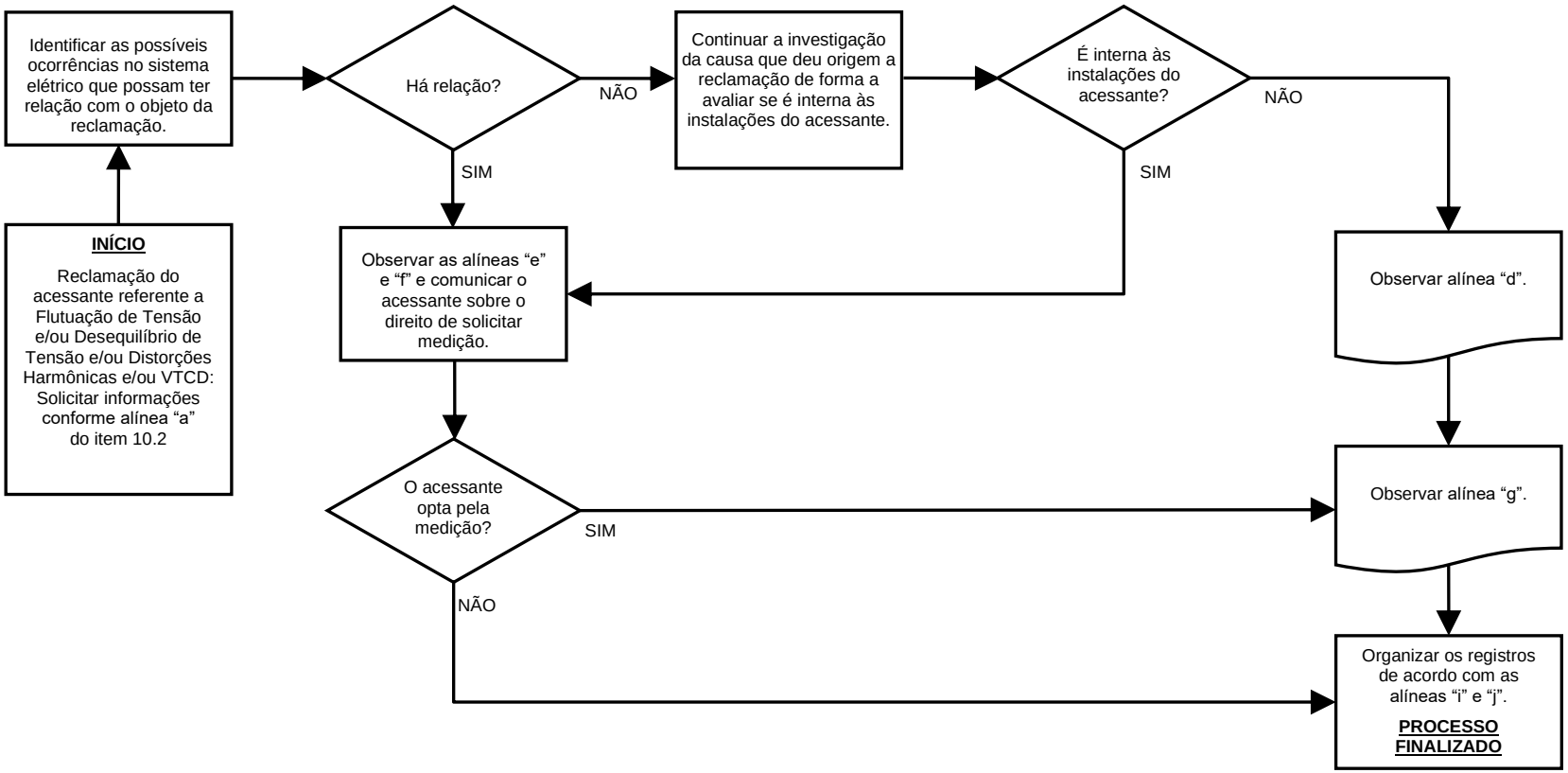
a) investigar a origem dos distúrbios incidentes no barramento do sistema de distribuição em que o acessante reclamante se conecta;

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.

FLUXOGRAMA DA GESTÃO DA RECLAMAÇÃO DE ACESSANTE REFERENTE A FLUTUAÇÃO DE TENSÃO E/OU DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO E/OU DISTORÇÕES HARMÔNICAS E/ OU VTCD.



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.

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≤TL≤1,05TR
Precária	0,93TR≤TL<0,95TR ou 1,05TR<TL≤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≤TL≤1,05TR
Precária	0,90TR≤TL<0,95TR ou 1,05TR<TL≤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≤TL≤1,05TR
Precária	0,90TR≤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≤TL≤231)/(117≤TL≤133)
Precária	(191≤TL<202 ou 231<TL≤233)/ (110≤TL<117 ou 133<TL≤135)
Crítica	(TL<191 ou TL>233)/(TL<110 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≤TL≤399)/(202≤TL≤231)
Precária	(331≤TL<350 ou 399<TL≤403)/ (191≤TL<202 ou 231<TL≤233)
Crítica	(TL<331 ou TL>403)/(TL<191 ou TL>233)

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≤TL≤267)/(117≤TL≤133)
Precária	(221≤TL<234 ou 267<TL≤269)/ (110≤TL<117 ou 133<TL≤135)
Crítica	(TL<221 ou TL>269)/(TL<110 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≤TL≤462)/(202≤TL≤231)
Precária	(383≤TL<405 ou 462<TL≤466)/ (191≤TL<202 ou 231<TL≤233)
Crítica	(TL<383 ou TL>466)/(TL<191 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≤TL≤218)/(110≤TL≤126)
Precária	(181≤TL<191 ou 218<TL≤220)/ (104≤TL<110 ou 126<TL≤ 127)
Crítica	(TL<181 ou TL>220)/(TL<104 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≤TL≤242)/(106≤TL≤ 121)
Precária	(200≤TL<212) ou (242<TL≤ 244)/ (100≤TL<106 ou 121<TL≤ 122)
Crítica	(TL<200 ou TL>244)/(TL<100 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≤TL≤252)/(110≤TL≤126)
Precária	(209≤TL<221 ou 252<TL≤254)/ (104≤TL<110 ou 126<TL≤127)
Crítica	(TL<209 ou TL>254)/(TL<104 ou TL>127)

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≤TL≤231)/(101≤TL≤116)
Precária	(191≤TL<202 ou 231<TL≤233)/ (96≤TL<101 ou 116<TL≤117)
Crítica	(TL<191 ou TL>233)/(TL<96 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≤TL≤1,05TN
Precária	0,87TN≤TL<0,92TN ou 1,05TN<TL≤1,06TN
Crítica	TL<0,87TN ou TL>1,06TN

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. 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.

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:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$$

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 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 improcedente, 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;

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.

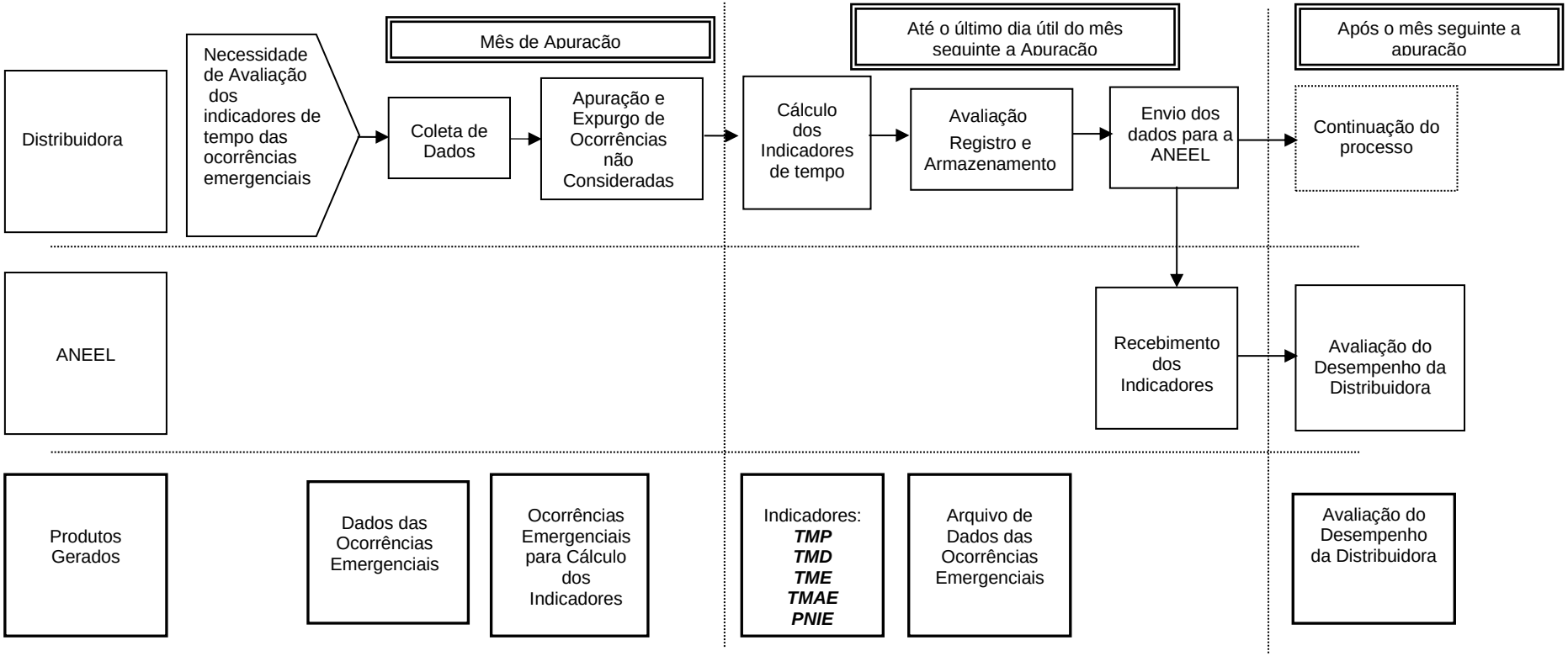
4.7.4 As informações relativas de cada ocorrência emergencial deverão ser armazenadas, em formulários próprios, por um período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos acessantes, e estar disponibilizadas em meio magnético ou digital.

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

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS TEMPOS DAS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS



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:

$$DICRI = t_{crítico}$$

onde:

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

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por 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;

Cc = 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 individuais 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:

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

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$$

onde:

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

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

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

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

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.

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:

i. 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;

ii. 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;

iii. 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;

iv. 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:

i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;

iii. Interrupção em Situação de Emergência;

iv. 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;

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.

5.6.2.3 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.

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:

i. 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;

ii. 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;

iii. 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;

iv. DEC_{ipc} e FEC_{ipc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;

v. DEC_{xpc} e FEC_{xpc} – *DEC* ou *FEC* devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;

vi. 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.

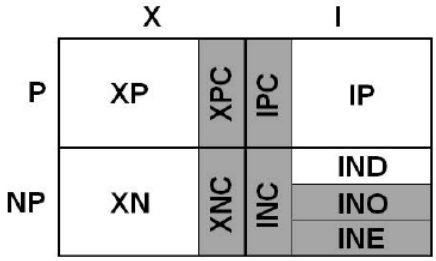


Figura 1 – Estratificação das interrupções de longa duração.

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.

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 exime 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.

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 o item 3.3.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 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:

a) 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;

b) 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;

c) 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;

d) 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.

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:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^{3}\left[DEC_n \cdot Cc_n\right]}{Cc_{MED_TRIM}} \qquad FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^{3}\left[FEC_n \cdot Cc_n\right]}{Cc_{MED_TRIM}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12}\left[DEC_n \cdot Cc_n\right]}{Cc_{MED_ANUAL}} \qquad FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12}\left[FEC_n \cdot Cc_n\right]}{Cc_{MED_ANUAL}}$$

onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com 2 (duas) casas decimais;

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:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[DEC_i \cdot Cc_i\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_i}$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[DEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[DEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

$$FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[FEC_i \cdot Cc_i\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_i}$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED_TRIM_i}\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_TRIM_i}}$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{M}\left[FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED_ANUAL_i}\right]}{\sum_{i=1}^{M} Cc_{MED_ANUAL_i}}$$

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;

$Cc_{MED_Anual_i}$ = 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:

a) cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto dos limites;

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

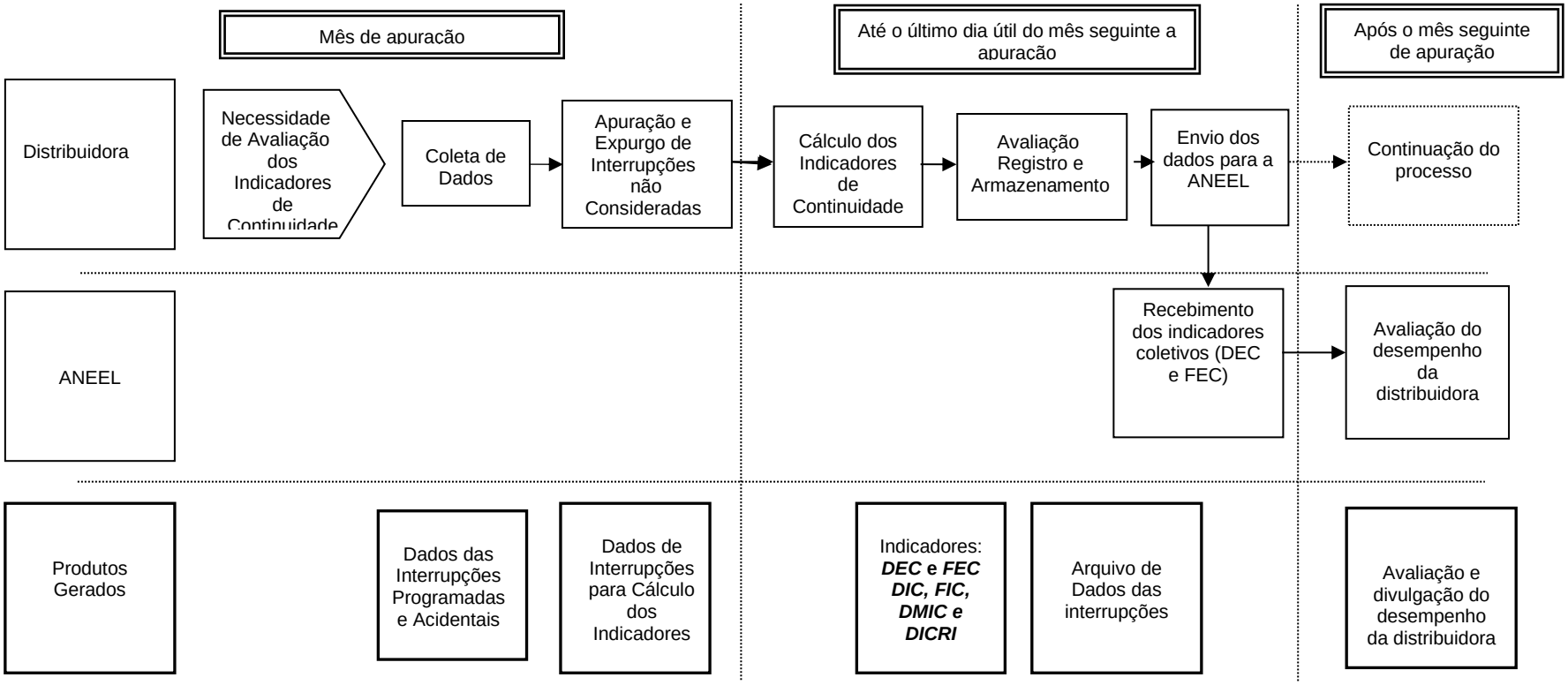
d) apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras.

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:

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE APURAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE



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:

a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;

b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;

c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e

d) 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.

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:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$$

b) Para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$$

c) Para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1 \right) DICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$$

d) Para o DICRI:

$$Valor = \left(\frac{DICRIv}{DICRIp} - 1 \right) DICRIp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$$

Onde:

DICv = 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;

DICp = 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;

DMICv = 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;

DMICp = 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;

FICv = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FICp = 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;

DICRIv = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRIp = 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;

i. *EUSDmédio* = 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:

i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;

ii. 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:

a) 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.

b) 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;

c) 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:

a) o valor mínimo da compensação no caso de violação do limite do indicador de continuidade individual será R$ 0,01 (um centavo de real);

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;

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:

i. código único do evento, definido pela distribuidora;
ii. 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;
iii. código único das interrupções de longa duração decorrentes do evento, definido pela distribuidora;
iv. código único do decreto (quando houver), definido pela distribuidora;
v. 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:

i. código único do relatório;
ii. informações sobre o Decreto de Calamidade Pública ou Situação de Emergência (se houver);
iii. descrição detalhada do evento, incluindo mapa geoelétrico e diagrama unifilar da região afetada;
iv. descrição dos danos causados ao sistema elétrico, incluindo a relação dos equipamentos danificados e sua importância para o sistema;
v. relato técnico sobre a intervenção realizada com as ações da distribuidora para restabelecimento do sistema, incluindo o contingente de técnicos utilizados nos serviços;
vi. tempo médio de preparação, de deslocamento e de execução das equipes;
vii. número de unidades consumidoras atingidas;
viii. município(s) atingido(s);
ix. subestação(ões) atingida(s);
x. quantidade de interrupções associadas ao evento;
xi. data e hora do início da primeira interrupção;
xii. data e hora do término da última interrupção;
xiii. média da duração das interrupções;
xiv. duração da interrupção mais longa;
xv. soma do CHI das interrupções associadas ao evento;
xvi. 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.

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*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. DECxpc e FECxpc;
vi. DECxnc e FECxnc.

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 EUSDmédio; 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.

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:

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.

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:

i. 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;

ii. 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;

iii. 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

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:

i. 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

ii. 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:

$$VBdic = \left[\frac{DICv - DICp}{DICp} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

$$VBfic = \left[\frac{FICv - FICp}{FICp} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

$$VBdmic = \left[\frac{DMICv - DMICp}{DMICp} \right] \cdot RDIT \cdot kei$$

onde:

VBdic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VBfic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VBdmic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DICv = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DICp = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

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:

$$RDIT = \frac{RAPcomp \cdot MUSTcont}{MUSTtotal \cdot NPCC} + \sum_{i=1}^{N} \frac{RAPexcl_i}{NPCE_i}$$

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;

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:

i. no caso de violação de limite mensal, a 50% do valor da "RDIT";
ii. 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;
iii. 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:

$$VBdic = \left[\left(\frac{DICv}{DICp} - 1\right) \cdot DICp\right] \cdot \left(\frac{EUSDmédio}{730}\right) \cdot kei$$

$$VBfic = \left[\left(\frac{FICv}{FICp} - 1\right) \cdot DICp\right] \cdot \left(\frac{EUSDmédio}{730}\right) \cdot kei$$

$$VBdmic = \left[\left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1\right) \cdot DMICp\right] \cdot \left(\frac{EUSDmédio}{730}\right) \cdot kei$$

onde:

VBdic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VBfic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador FIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

VBdmic = valor bruto da compensação em razão de ultrapassagem correspondente ao indicador DMIC no ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente;

DICv = valor apurado do DIC do ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DICp = valor limite do DIC do ponto de conexão, estabelecido no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

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;

EUSDmédio = 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:

i. 5 (cinco) vezes o valor do “EUSDmédio” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite mensal;
ii. 8 (oito) vezes o valor do “EUSDmédio” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite trimestral;
iii. 20 (vinte) vezes o valor do “EUSDmédio” associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite anual.

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:

i. identificação da interrupção;
ii. datas (dia, mês e ano) e horários (hora, minuto e segundo) do início e do término da interrupção;
iii. datas (dia, mês e ano) e horários (hora, minuto e segundo) programadas para o início e término da interrupção, quando couber;
iv. pontos de conexão envolvidos;
v. fato gerador da interrupção, conforme Anexo II;
vi. agente responsável pelo pedido de desligamento, quando couber; e
vii. 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:

i. identificação do ponto de conexão, da tensão contratada e do acessante;
ii. período de apuração;
iii. valor apurado dos indicadores DIC, FIC e DMIC;
iv. valor do “EUSDmédio” considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão entre distribuidora;
v. valor do “RDIT” considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão em DIT; e
vi. 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.

ANEXO I: Limites de Continuidade Individual

Tabela 1Sistema	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora ou Central Geradora						
	Unidades Consumidoras ou Centrais Geradoras com Faixa de Tensão Contratada Tensão ≥ 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

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

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

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

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

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
			Abalroamento
			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

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	-

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 quatros 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:

Limite Superior = Q3 + 1,5*(Q3 – Q1)

Limite Inferior = Q1 – 1,5*(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:

a) Fixação das referências mínimas e máximas por grupo;

b) Fixação das referências por distribuidora; e

c) 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

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.

a) para o 1º ano subsequente à revisão, o valor da referência individual corresponderá à 120% sobre o maior valor histórico da distribuidora;

b) 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

c) 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.

Doc. 3 – Prodist Módulo 8 – Revisão 13 – vigente

ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Seção 8.0
Introdução

Conteúdo

1. Além desta seção introdutória, este módulo está estruturado da seguinte forma:

a) Seção 8.1 – Qualidade do produto: define a terminologia, caracteriza os fenômenos, estabelece os indicadores e limites ou valores de referência, além de definir a metodologia de medição e a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e transitório;

b) 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 de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades;

c) Seção 8.3 – Qualidade comercial: define os procedimentos para a apuração dos indicadores de reclamações, de atendimento telefônico e de cumprimentos dos prazos, e estabelece a metodologia para estabelecimento dos limites do indicador FER;

d) Seção 8.4 – Segurança do trabalho e instalações: estabelece as condições de acompanhamento da segurança do trabalho e das instalações; e

e) Anexos.

Objetivos

2. Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição, no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial.

3. Definir os fenômenos relacionados à qualidade do produto, aqui entendidos como aqueles relativos à conformidade da onda de tensão em regime permanente e transitório, estabelecendo seus indicadores, valores de referência, metodologia de medição e gestão das reclamações.

4. Definir fenômenos relacionados à qualidade do serviço, aqui entendidos como aqueles relativos à continuidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecendo a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

5. Estabelecer os procedimentos relacionados à apuração da qualidade comercial, aqui entendida como sendo a qualidade do atendimento telefônico, do tratamento das reclamações e outras demandas, e do cumprimento dos prazos;

6. Estabelecer os procedimentos para apuração e encaminhamento das informações relativas a acidentes do trabalho e a acidentes com terceiros.

7. Estabelecer os procedimentos para a realização da compensação e o envio dos relatórios de acompanhamento à ANEEL.

Aplicabilidade

8. Os procedimentos definidos neste módulo devem ser observados por:

a) consumidores;

b) centrais geradoras;

c) distribuidoras;

d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;

e) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT; e

f) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

9. Os procedimentos de qualidade do fornecimento de energia elétrica definidos neste módulo aplicam-se 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 nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

10. 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 celebram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST devem também observar o disposto nos Procedimentos de Rede.

11. A distribuidora deve disponibilizar, sempre que solicitado, as informações sobre a qualidade do serviço prestada ao usuário, as quais são mantidas pela Distribuidora conforme as determinações deste Módulo.

Seção 8.1
Qualidade do Produto

Caracterização dos fenômenos que afetam a onda de tensão

12. Os seguintes fenômenos associados à qualidade do produto são tratados nesta Seção 8.1:

a) fenômenos de regime permanente:

i. variações de tensão em regime permanente;

ii. fator de potência;

iii. harmônicos;

iv. desequilíbrio de tensão;

v. flutuação de tensão; e

vi. variação de frequência.

b) fenômenos de regime transitório:

i. variações de tensão de curta duração – VTCD.

Variações de tensão em regime permanente

13. A conformidade de tensão em regime permanente 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.

14. A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas atuais para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados, conforme definições desta Seção 8.1.

15. 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 89.

16. A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão com a Rede de Distribuição – pontos de conexão entre distribuidoras e entre distribuidoras e unidades consumidoras – por meio dos indicadores estabelecidos neste Módulo.

17. A partir de 1º de janeiro de 2023, distribuidora deve possuir a certificação do processo de medição, coleta dos dados, apuração dos indicadores e das compensações relacionadas à tensão em regime permanente, para as modalidades descritas no item 89, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

18. Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, que deve ser a nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão.

19. 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 de referência.

20. Os valores nominais de tensão devem ser fixados em função do planejamento do sistema de distribuição, de modo que haja compatibilidade com os níveis de tensão do projeto dos equipamentos elétricos de uso final.

21. Com relação às tensões contratadas entre distribuidoras:

a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação igual ou superior a 230 kV deve ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão; e

b) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

22. Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora:

a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos usuários atendidos em tensão nominal de operação igual ou superior a 2,3 kV deve situar-se entre 95% e 105% 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”, pode ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados, desde que em comum acordo entre as partes; e

c) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos usuários atendidos em tensão inferior a 2,3 kV deve ser a tensão nominal do sistema.

23. As tensões de atendimento referidas na alínea “a” do item 22, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Tabelas 1, 2 e 3 do Anexo 8.A;

24. As tensões de atendimento referidas na alínea “c” do item 22, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas 4 a 11 constantes do Anexo 8.A.

25. A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (TR), conforme Figura 1 a seguir:

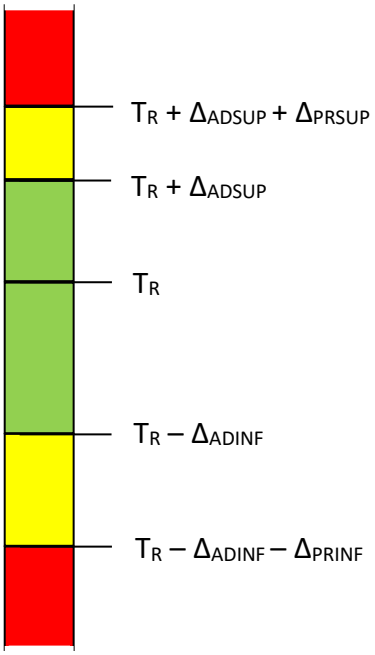


Figura 1 – Faixas de tensão em relação à de referência

sendo:

T_R: Tensão de Referência;

Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre ($T_R - \Delta_{ADINF}$) e ($T_R + \Delta_{ADSUP}$);

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre ($T_R + \Delta_{ADSUP}$) e ($T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$) ou intervalo entre ($T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$) e ($T_R - \Delta_{ADINF}$); e

Faixas Críticas de Tensão: valores acima de ($T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$) ou abaixo de ($T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$).

26. Indicadores individuais de tensão em regime permanente.

26.1. Os indicadores individuais de tensão em regime permanente são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC, os quais devem estar associados a um mês civil.

26.2. Para a composição dos indicadores individuais deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 87.

26.3. No intuito de obter-se 1.008 leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados para substituir as leituras expurgadas, sempre consecutivamente.

26.4. As leituras devem ser obtidas de acordo com o especificado nos itens 79 a 88.

26.5. Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados os indicadores DRP e DRC, de acordo com as seguintes equações:

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

Equação 1 – Cálculo do DRP

$$DRC = \frac{nlc}{1.008} \times 100\ [\%]$$

Equação 2 – Cálculo do DRC

em que:

nlp = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária; e

nlc = maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

26.6. Para os usuários com medição permanente, deve ser observado o seguinte procedimento:

a) cada conjunto de 1.008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC;

b) são considerados todos os conjuntos de 1.008 leituras válidas cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil; e

c) os valores de DRP e DRC a serem considerados para o mês civil correspondem à média dos valores calculados dentre todos os conjuntos de 1.008 leituras válidas.

26.7. Para as medições eventuais, o mês civil de referência da medição de tensão é aquele no qual se deu o término da medição de 168 horas.

26.8. Os indicadores DRP e DRC mensais de todos os usuários com medição permanente devem ser mantidos por no mínimo 10 anos.

27. Indicadores coletivos de tensão em regime permanente.

27.1. Os indicadores coletivos de tensão em regime permanente são o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC, a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente – DRP_E e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente – DRC_E.

27.2. Com base nas medições amostrais efetuadas, são calculados os indicadores coletivos ICC, DRP_E e DRC_E, de acordo com as equações a seguir:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \times 100\ [\%]$$

Equação 3 – Cálculo do ICC

$$DRP_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRP_i}{N_L} \ [\%]$$

Equação 4 – Cálculo DRP_E

$$DRC_E = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{DRC_i}{N_L} \ [\%]$$

Equação 5 – Cálculo DRC_E

em que:

N_C = total de unidades consumidoras com indicador individual DRC diferente de 0 (zero);

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição;

DRP_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica individual da unidade consumidora (i);

27.3. Com base nos indicadores individuais DRP e DRC obtidos nas medições amostrais efetuadas, a ANEEL calcula medidas de posição (percentis), com vistas à publicação detalhada do desempenho da distribuidora sob a ótica da qualidade da tensão em regime permanente.

28. Os limites para os indicadores individuais de tensão em regime permanente são os seguintes:

a) DRP_{Limite}: 3%; e

b) DRC_{Limite}: 0,5%.

28.1. A distribuidora deve compensar os titulares das unidades consumidoras que, de acordo com as medições, estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC, assim como os titulares das unidades consumidoras atendidas pelo mesmo ponto de conexão.

29. Para o cálculo da compensação deve ser utilizada a seguinte equação:

$$Comp_{tensão} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100}\right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100}\right) \times k_2\right] \times EUSD$$

Equação 6 – Cálculo da compensação por violação de DRP ou DRC

sendo:

$k_1 = 0$, 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, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor do DRP expresso em percentual, apurado na última medição;

DRP_{limite} = 3%;

DRC = valor do DRC expresso em percentual, apurado na última medição;

DRC_{limite} = 0,5%; e

EUSD = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última

medição.

30. A compensação deve ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRP_{limite} ou o indicador DRC for superior ao DRC_{limite}.

31. O valor da compensação deve ser creditado na fatura emitida no prazo máximo de 2 meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação.

32. Nos casos em que o valor da compensação exceder o valor a ser faturado, o crédito remanescente deve ser realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo crédito possível em cada ciclo, ou ainda, quando do encerramento contratual, pago de acordo com a opção do consumidor por meio de depósito em conta-corrente, cheque nominal ou ordem de pagamento.

33. A compensação pela violação dos indicadores DRP e DRC é devida ao titular da unidade consumidora no mês de referência da medição que constatou a violação, devendo ser mantida nos meses subsequentes até a regularização da tensão, a ser comprovada por nova medição.

34. Caso haja troca de titularidade da unidade consumidora em um mês cuja compensação é devida, a distribuidora deve creditar o valor integralmente ao novo titular da unidade consumidora, que passará a recebê-lo nos meses subsequentes, até a regularização da tensão, a ser comprovada por nova medição.

35. A compensação devida ao consumidor, conforme critério estabelecido nesta Seção 8.1, não isenta a distribuidora de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.

36. No caso de inadimplência, podem ser deduzidos da compensação os débitos vencidos do consumidor e demais usuários a favor da distribuidora que não sejam objeto de contestação administrativa ou judicial.

37. 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 devem ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

Fator de Potência

38. O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa ou das respectivas energias, utilizando-se as seguintes equações:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Equação 7 – Cálculo do fator de potência

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

Equação 8 – Cálculo alternativo do fator de potência

sendo:

fp = fator de potência;

P = potência ativa;

Q = potência reativa;

EA = energia ativa; e

ER = energia reativa.

39. O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória, no caso de unidades consumidoras atendidas pelo Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT e pelo Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT e nas conexões entre distribuidoras, observando o disposto em regulamentação.

40. A distribuidora deve manter, em meio eletrônico, o resultado das medições de fator de potência, pelo período mínimo de 10 anos.

41. Para unidade consumidora do Grupo A ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

42. Para central geradora, o fator de potência deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Distorções Harmônicas

43. As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

44. Os indicadores de distorções harmônicas são os seguintes:

Tabela 1 – Indicadores de distorções harmônicas

Descrição	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%
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT95%
Valor do indicador DTT_P% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT_p95%
Valor do indicador DTT_I% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	DTT_i95%
Valor do indicador DTT_3% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_3$95%

45. As equações para o cálculo dos indicadores DIT_h%, DTT%, DTT_p%, DTT_i% e DTT_3% são as seguintes:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100\ [\%]$$

Equação 9 – Cálculo da $DIT_h\%$

sendo:

V_h = tensão harmônica de ordem h;

h = ordem harmônica individual; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100\ [\%]$$

Equação 10 – Cálculo da DTT%

sendo:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max}.

h_{max} = ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);

V_h = tensão harmônica de ordem h; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100\ [\%]$$

Equação 11 – Cálculo da $DTT_p\%$

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;

V_h = tensão harmônica de ordem h; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100\ [\%]$$

Equação 12 - Cálculo da $DTT_i\%$

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;

V_h = tensão harmônica de ordem h; e

V_1 = tensão fundamental medida.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100\ [\%]$$

Equação 13 – Cálculo da $DTT_3\%$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 (h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39,...);

h_3 = máxima ordem harmônica múltipla de 3;

V_h = tensão harmônica de ordem h; e

V_1 = tensão fundamental medida.

46. Os limites para os indicadores das distorções harmônicas totais constam na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	**Tensão nominal (V_n)**		
	V_n < 2,3 kV	**2,3 kV ≤ V_n < 69 kV**	**69 kV ≤ V_n < 230kV**
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT_p95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT_i95%	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3$95%	6,5%	5,0%	3,0%

47. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

48. No caso de medições realizadas utilizando-se Transformador de Potencial – TP com conexão do tipo V ou delta aberto, os limites permitidos para o indicador $DTT_3$95% devem corresponder a 50% dos respectivos valores indicados na Tabela 2.

Desequilíbrio de tensão

49. 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, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

50. O indicador de desequilíbrio de tensão a ser comparado com os limites é o FD95%, que representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FD% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

51. A equação para o cálculo do indicador FD% é:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100\ [\%]$$

Equação 14 – Cálculo do FD%

sendo:

FD% = fator de desequilíbrio de tensão;

V- = magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental; e

V+ = magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

52. Alternativamente, pode-se utilizar a equação a seguir, que conduz a resultados em consonância com a equação anterior:

$$FD\% = 100\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}\ [\%]$$

Equação 15 – Cálculo alternativo do FD%

em que o valor de β é obtido pela seguinte equação:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

Equação 16 – Cálculo de β para obtenção do FD%

sendo:

V_{ab}, V_{bc} e V_{ca} = magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

53. Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão FD95% estão apresentados na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	**Tensão nominal (V_n)**	
	V_n < 2,3 kV	**2,3 kV ≤ V_n < 230kV**
FD95%	3,0%	2,0%

54. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Flutuação de tensão

55. A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea.

56. 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.

57. Os indicadores de flutuação de tensão são o P_{st}, o P_{lt} e o P_{st}95%.

58. O indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos.

59. O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas.

60. O indicador P_{st}95% representa o valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

61. A equação para o cálculo do indicador P_{st} é:

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

Equação 17 – Cálculo do Pst

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**.

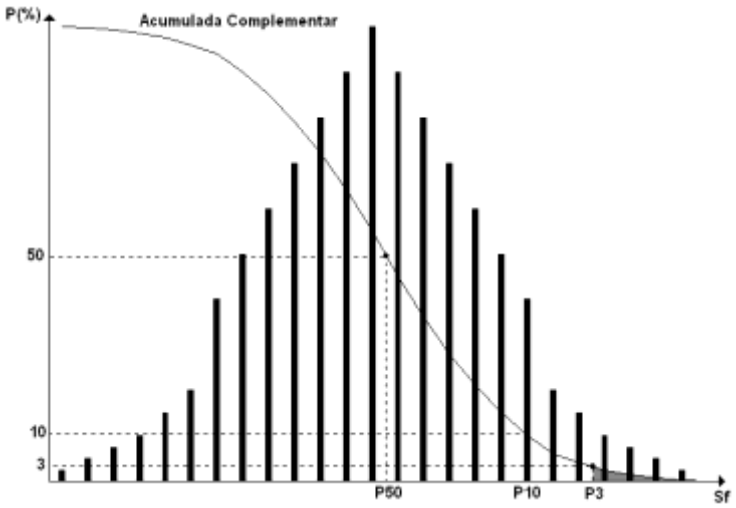


Figura 2 – Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação

62. O P_{lt} corresponde a um valor representativo de 12 amostras consecutivas de P_{st}, como estabelecido pela equação a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12}\left(P_{st_i}\right)^3}$$

Equação 18 – Cálculo P_{lt}

63. A Tabela 4 fornece os limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão.

Tabela 4 – Limites para flutuação de tensão

Indicador	**Tensão nominal (V_n)**		
	V_n < 2,3 kV	**2,3 kV ≤ V_n < 69 kV**	**69 kV ≤ V_n < 230 kV**
P_{st}95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

64. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Variação de frequência

65. O sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas 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.

66. 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 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

67. 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;

b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e

c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Variação de tensão de curta duração – VTCD

68. Variações de tensão de curta duração – VTCD são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos.

69. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD

Classificação	**Denominação**	**Duração da Variação**	**Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência**
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

69.1. No caso dos sistemas de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST, considera-se que há Interrupção Momentânea de Tensão ou Interrupção Temporária de Tensão sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

70. Os indicadores de VTCD são 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 e Fator de Impacto base – FI_{BASE}.

71. As equações para o cálculo dos indicadores associados com as variações de tensão de curta duração, V_e , Δt_e e f_e são as seguintes:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100\ [\%]$$

Equação 19 – Cálculo do V_e

sendo:

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volts); e

V_{ref} = tensão de referência (em Volts).

$$\Delta t_e = t_f - t_i$$

Equação 20 – Cálculo do Δt_e

sendo:

Δte = duração do evento de VTCD (em milissegundos);

tf = instante final do evento de VTCD; e

ti = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n$$

Equação 21 – Cálculo do f_e

sendo:

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD; e

n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

72. O registro dos eventos de variação de tensão de curta duração, em termos de duração e amplitude, deve ser realizado conforme estratificação apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – 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							

73. A Tabela 7 apresenta a estratificação da Tabela 6 em 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 7 – 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***						
(0,80 - 0,85]				**REGIÃO *G***			
(0,70 - 0,80]	**REGIÃO *B***	**REGIÃO *D***					
(0,60 - 0,70]							

<table>
<tr><td>(0,50 - 0,60]</td><td rowspan="2">REGIÃO C</td><td></td><td rowspan="6">REGIÃO F</td></tr>
<tr><td>(0,40 - 0,50]</td><td></td></tr>
<tr><td>(0,30 - 0,40]</td><td colspan="2" rowspan="4">REGIÃO E</td></tr>
<tr><td>(0,20 - 0,30]</td></tr>
<tr><td>(0,10 - 0,20]</td></tr>
<tr><td>≤ 0,10</td></tr>
</table>

74. O indicador Fator de Impacto – FI, que caracteriza a severidade da incidência de eventos de VTCD, é calculado conforme a seguinte equação:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^{I}(f_{ei} \times fpond_i)}{FI_{BASE}}$$

Equação 22 – Cálculo do FI

sendo:

f_{ei} = frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apurada 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;

$fpond_i$ = 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 dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

75. O Fator de Ponderação – fpond para cada região de sensibilidade e o Fator de Impacto base – FI_{BASE} são indicados na Tabela 8.

Tabela 8 – Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal (V_n)

<table>
<tr><th rowspan="2">Região de Sensibilidade</th><th rowspan="2">Fator de Ponderação (fpond)</th><th colspan="2">Fator de Impacto Base (FI_{BASE})</th></tr>
<tr><th>2,3 kV ≤ V_n < 69 kV</th><th>69 kV ≤ V_n < 230kV</th></tr>
<tr><td>A</td><td>0,00</td><td rowspan="9">2,13</td><td rowspan="9">1,42</td></tr>
<tr><td>B</td><td>0,04</td></tr>
<tr><td>C</td><td>0,07</td></tr>
<tr><td>D</td><td>0,15</td></tr>
<tr><td>E</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>F</td><td>0,36</td></tr>
<tr><td>G</td><td>0,07</td></tr>
<tr><td>H</td><td>0,02</td></tr>
<tr><td>I</td><td>0,04</td></tr>
</table>

76. No planejamento do sistema de distribuição, utiliza-se o valor de referência para os indicadores de VTCD como parâmetro de comparação.

77. O valor de referência do indicador Fator de Impacto – FI para o SDMT e o SDAT, apurado por medição apropriada no período de 30 dias consecutivos, é de 1,0 pu.

78. Para o SDBT não são estabelecidos valores de referência para VTCD.

Instrumentação e metodologia de medição da qualidade do produto

79. Os instrumentos de medição devem atender aos requisitos mínimos da Seção 5.2 do Módulo 5 do PRODIST.

80. Os instrumentos utilizados para as medições amostrais de tensão em regime permanente devem atender aos seguintes requisitos:

a) Para unidades consumidoras do SDBT, obriga-se a utilização de sistemas de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST, os quais devem, adicionalmente aos requisitos estabelecidos no Módulo 5:

i. calcular os indicadores DRP e DRC internamente; e

ii. Disponibilizar os indicadores DRP e DRC ao consumidor por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora.

b) Para unidades consumidoras do SDMT, devem ser utilizados sistemas de medição capazes de efetuar medições de tensão em regime permanente em conformidade com as disposições desta Seção 8.1 e do Módulo 5 do PRODIST.

81. Para gerar os indicadores de distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 86.

82. No intuito de se obter 1.008 leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

83. Após a aquisição de 1.008 registros válidos de medição, deve ser obtido um conjunto de valores para FD%, DTT%, DTT_p%, DTT_i%, DTT_3% e P_{st} que, devidamente tratado, conduzirá aos valores dos indicadores estatísticos FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95% e P_{st}95%.

84. Os indicadores FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95% e P_{st}95% são associados ao mês civil no qual se deu o término da medição de 1.008 leituras válidas.

85. O indicador FI deve ser associado ao mês civil no qual se deu o término da medição e, no caso de medição permanente, deve ser apurado em cada mês do calendário civil.

86. Para as medições de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão, na ocorrência de VTCD ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas.

87. 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 minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas, sendo opcional o expurgo de intervalos com variações momentâneas de tensão.

88. Para a medição das VTCD devem ser considerados os seguintes procedimentos:

a) a detecção e a caracterização dos eventos de VTCD devem 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 equação:

$$V_{sr(n)} = 0{,}9967 \times V_{sr(n-1)} + 0{,}0033 \times V_{(12RMS)}$$

Equação 23 – Cálculo do $V_{sr(n)}$

sendo:

$V_{sr(n)}$ = valor calculado da tensão de referência;

$V_{sr(n-1)}$ = valor prévio da tensão de referência; e

$V_{(12RMS)}$ = valor da tensão eficaz média de 12 ciclos mais recentes.

b) em um determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento, com os eventos simultâneos sendo primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases);

c) eventos consecutivos, em um período de 3 minutos, no mesmo ponto, devem ser agregados compondo um único evento (agregação temporal);

d) o afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de 3 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; e

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.

89. 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 unidades consumidoras de BT com funcionalidades adicionais ou para os casos em que o usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção 8.1 e no Módulo 5 do PRODIST.

90. As distorções harmônicas de tensão, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e as VTCD devem 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 usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT ou por determinação da ANEEL; e

b) permanente, nos casos em que o usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção 8.1.

Critérios para a medição amostral de tensão em regime permanente

91. Para as medições amostrais de tensão devem ser adotados sistemas de medição permanente, de acordo com o estabelecido no item 80.

92. O sorteio da amostra das unidades consumidoras de cada distribuidora para fins de medição será realizado pela ANEEL no mês de outubro de cada ano, por meio de critério estatístico aleatório, a partir das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras – BDGD.

93. A unidade consumidora sorteada passa a compor a base de medições amostrais da distribuidora e deve ser monitorada de forma permanente.

94. A base de medições amostrais da distribuidora será ampliada a cada ano, com adição das novas unidades consumidoras sorteadas, mantendo-se as unidades sorteadas nos anos anteriores.

95. A unidade consumidora sorteada que já possuir medição permanente passará a compor a base de medições amostrais da distribuidora a partir do primeiro mês do trimestre correspondente.

96. Até o mês de setembro de cada ano, a distribuidora deve solicitar à ANEEL a substituição da unidade consumidora da base de medições amostrais, mediante novo sorteio, quando do encerramento da relação contratual entre a distribuidora e o consumidor.

97. A relação das unidades consumidoras da amostra definida, acrescida de uma margem de segurança para contornar eventuais problemas de impossibilidade de medição, será enviada às distribuidoras em quantitativos trimestrais, com antecedência mínima de 60 dias em relação à data de início das medições.

97.1. A distribuidora deve registrar de forma individual os motivos que comprovem a impossibilidade da medição, para fins de fiscalização da ANEEL.

98. A distribuidora deve comunicar ao consumidor, por meio de comunicação auditável, que sua unidade consumidora passará a ter seus níveis de tensão monitorados permanentemente, compondo a base de medições amostrais, informando:

a) o seu direito ao recebimento de uma compensação nos casos de violação dos limites dos indicadores DRP e DRC; e

b) as funcionalidades adicionais disponíveis no sistema de medição de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5, tais como a possibilidade de adesão à modalidade tarifária branca e o registro das interrupções de curta e longa duração, entre outros.

99. A distribuidora deve efetuar, para cada uma das unidades consumidoras pertencentes à amostra, dentro do trimestre correspondente, a instalação do sistema de medição de que trata o item 80 para a medição mensal dos indicadores DRP e DRC.

100. Os indicadores DRP e DRC mensais das medições amostrais devem ser calculados de acordo com o procedimento descrito no item 26.6.

101. Fica a critério da distribuidora, com base no quantitativo trimestral, a definição do número de unidades consumidoras que terão a medição instalada em cada mês, devendo, contudo, garantir o registro de pelo menos um conjunto de 1.008 leituras válidas para cada unidade consumidora até o fim do trimestre correspondente.

102. Para o ano de 2021, as medições em cada trimestre devem abranger, no mínimo, a dimensão da amostra definida na tabela seguinte:

Tabela 9 – Dimensão da amostra trimestral de 2021

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	**Dimensão da amostra (unidades consumidoras)**	**Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)**
N ≤ 10.000	26	30
10.000 < N ≤ 30.000	36	42
30.000 < N ≤ 100.000	60	66
100.000 < N ≤ 300.000	84	93
300.000 < N ≤ 600.000	120	132
600.000 < N ≤ 1.200.000	156	172
1.200.000 < N ≤ 2.000.000	210	231
2.000.000 < N ≤ 3.000.000	270	297
N > 3.000.000	300	330

103. A partir de 2022, deve ser acrescido trimestralmente à base de medições amostrais o quantitativo definido na Tabela 10, além das substituições previstas no item 96:

Tabela 10 – Dimensão da amostra trimestral a partir do ano 2022

Número total de unidades consumidoras da distribuidora	**Dimensão da amostra (unidades consumidoras)**	**Dimensão da amostra com a margem de segurança (unidades consumidoras)**
N ≤ 10.000	3	4
10.000 < N ≤ 30.000	4	5
30.000 < N ≤ 100.000	7	8
100.000 < N ≤ 300.000	10	11
300.000 < N ≤ 600.000	14	15
600.000 < N ≤ 1.200.000	18	20
1.200.000 < N ≤ 2.000.000	24	26
2.000.000 < N ≤ 3.000.000	30	33
N > 3.000.000	34	37

104. Para as medições amostrais realizadas até o ano de 2020, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante da BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;

b) período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);

c) valores apurados de DRP e DRC;

d) valores máximo e mínimo das tensões de leitura;

e) tabela de medição com todas as 1.008 leituras válidas de tensão em regime permanente e com os registros de intervalos expurgados do período de medição;

f) histograma de tensão, por unidade de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 pu a 1,20 pu e com uma discretização mínima de 40 intervalos;

g) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;

h) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada;

i) 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;

j) eventuais providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão;

k) período da nova medição, se houver; e

l) histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização dos níveis de tensão, caso tenha havido violação.

105. As alíneas “d”, “e”, “f” e “i” do item 104 não se aplicam às medições permanentes de BT, por meio do sistema de medição com funcionalidades adicionais de que trata o item 16.2 da Seção 5.1 do Módulo 5 do PRODIST.

106. Para as medições amostrais realizadas a partir do ano 2021, a distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do processo específico da unidade consumidora, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) código identificador da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido, que deve equivaler ao constante da BDGD informada pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;

b) período de observação de cada conjunto de 1.008 leituras válidas (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);

c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1.008 leituras válidas;

d) coordenadas geográficas da unidade consumidora ou coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas as unidades consumidoras;

e) tipo de ligação e fases do circuito de baixa tensão (A, B ou C) nas quais a unidade consumidora está conectada; e

f) providências para a regularização dos níveis de tensão e data de conclusão, caso existam.

107. Os dados de que tratam os itens 104 e 106 devem estar disponíveis, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

108. A distribuidora deve enviar à ANEEL os valores dos indicadores DRP e DRC obtidos das medições amostrais, de acordo com os prazos constantes do Módulo 6 do PRODIST.

109. 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.

110. Os indicadores coletivos são calculados pela ANEEL, a partir dos indicadores individuais enviados pela distribuidora.

Critérios para a medição permanente da qualidade da energia elétrica

111. O usuário 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 trata este Módulo.

112. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora, devendo a diferença de custo entre o sistema de medição descrito no item 111 e o sistema de medição convencional ser de responsabilidade do usuário interessado.

113. O sistema de medição deve ser instalado pela distribuidora no prazo de até 60 dias a partir da solicitação do usuário e conforme critérios estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

114. Quando o usuário possuir Sistema de Medição para Faturamento – SMF com funcionalidades que monitorem a qualidade da energia, este deve ser utilizado preferencialmente, desde que seus protocolos de medição atendam aos critérios técnicos estabelecidos nesta Seção 8.1 e no Módulo 5 do PRODIST.

115. A distribuidora deve efetuar, para cada um dos pontos de medição permanente, a apuração dos indicadores relacionados à qualidade do produto e à qualidade do serviço.

116. A distribuidora deve manter registro em sistema informatizado do ponto de medição permanente, contendo obrigatoriamente os seguintes dados:

a) código identificador do usuário, que deve equivaler ao constante do BDGD informado pela distribuidora, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST;

b) coordenadas geográficas do ponto de medição permanente;

c) histórico dos indicadores individuais DRP e DRC, associados a cada conjunto de 1.008 leituras válidas;

d) histórico dos indicadores DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95%, FD95% e P_{st}95%, associados a cada conjunto de 1.008 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 6, associados a cada período de 30 dias;

g) parâmetros de qualidade do serviço, conforme estabelecido na Seção 8.2.

117. A distribuidora deve disponibilizar todas as informações obtidas da medição permanente ao usuário, em até 10 dias após a solicitação.

118. Os dados de que trata o item 116 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

Procedimentos de gestão das reclamações associadas à qualidade do produto

119. A distribuidora deve possuir equipes capacitadas e quantidade de medidores compatíveis com o número de reclamações associadas à qualidade do produto.

120. Quando da reclamação associada à qualidade do produto, a distribuidora deve:

a) solicitar no mínimo as seguintes informações:

i. identificação do usuário;

ii. descrição do problema verificado pelo usuário;

iii. dia(s) da semana e horário(s) em que o problema foi verificado; e

iv. meio de comunicação auditável de preferência do usuário, dentre os oferecidos pela distribuidora, para recebimento das informações relativas ao processo de reclamação, devendo constar a opção de comunicação por escrito.

b) Para usuário conectado ao SDBT, a continuidade do processo deve dar-se conforme definido nos itens 121 ou 123, de acordo com o sistema de medição da unidade consumidora;

c) Para usuário conectado ao SDMT ou ao SDAT, de acordo com as informações recebidas conforme alínea "a", a distribuidora deve analisar o caso e, em comum acordo com o usuário, definir a continuidade do processo observando o estabelecido:

i. nos itens 121 ou 123, de acordo com o sistema de medição da unidade consumidora, caso o problema seja de tensão em regime permanente; ou

ii. no item 131, no caso de problemas relacionados a outros fenômenos de qualidade do produto.

121. Quando da reclamação de usuário que não possua medição permanente associada à qualidade da tensão em regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do usuário 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 e devendo incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 minutos entre elas;

b) caso a inspeção técnica conclua que a reclamação é improcedente, comunicar ao usuário o resultado da medição instantânea de que trata a alínea "a", no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, informando-o:

i. seu direito de solicitar, no prazo de 5 dias, a medição de 168 horas, conforme estabelecido na alínea "h"; e

ii. 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 de que trata a alínea "a" e não havendo a possibilidade de regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, instalar equipamento de medição, no ponto de conexão, para apurar os indicadores DRP e DRC conforme definido no item 26 e prestar as informações estabelecidas na alínea "h";

d) a distribuidora deve repetir a medição instantânea definida na alínea "a" quando adotar providências para a regularização dos níveis de tensão durante a inspeção técnica, comunicando ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, o resultado da nova medição instantânea e as providências tomadas para regularização do problema;

e) ainda que a medição de que trata a alínea "d" comprove a regularização do problema, a distribuidora deve informar ao usuário o seu direito de solicitar, no prazo de 5 dias, a medição de 168 horas, 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 usuário, 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 26 e prestar as informações conforme estabelece a alínea “h”;

h) informar ao usuário, com antecedência mínima de 48 horas da realização da medição pelo período mínimo de 168 horas:

i. a data e o horário de início da medição de tensão;
ii. seu direito de acompanhar a instalação do equipamento de medição;
iii. a faixa de valores adequados para aquela unidade consumidora;
iv. o direito do consumidor de receber uma compensação caso haja violação dos limites de DRP e DRC; e
v. o prazo de entrega do laudo técnico do resultado da medição, o qual deve ser de 30 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 usuário;

j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo:

i. número de protocolo;
ii. datas da reclamação do usuário e aviso da distribuidora ao reclamante sobre a realização da medição de tensão;
iii. data e horário das medições instantâneas e os valores registrados;
iv. período da medição de 168 horas;
v. valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
vi. o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados;
vii. valores apurados de DRP e DRC;
viii. valor do serviço pago pelo usuário;
ix. providências para a regularização e a respectiva data de conclusão;
x. período da nova medição, caso seja realizada;
xi. data de comunicação ao usuário do resultado da apuração;
xii. memorial de cálculo da estimativa de queda de tensão, quando da medição fora do ponto de conexão; e
xiii. no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento.

122. Os dados de que trata a alínea “j” do item 121 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

123. Quando a reclamação provier de usuário que possua medição permanente, associada à qualidade da tensão de regime permanente no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) efetuar inspeção técnica até o ponto de conexão do usuário para avaliar a procedência da reclamação, em dia cuja característica da curva de carga é equivalente à do dia em que o problema foi verificado, respeitando o horário informado pelo usuário, devendo incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 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 usuário o resultado da medição de que trata a alínea "a", no prazo máximo de 15 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 usuário, em no máximo de 15 dias a partir da data da reclamação, 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;

d) a distribuidora deve repetir a medição instantânea definida na alínea "a" quando adotar providências para a regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, comunicando ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da reclamação, o resultado da medição e as providências tomadas para regularização;

e) informar ao usuário, nos comunicados citados nas alíneas "b", "c" e "d", a data e o horário de início da medição instantânea, os valores de tensão medidos, as faixas de valores adequados, precários e críticos para aquele usuário e, no caso de consumidor, o seu direito de receber uma compensação caso haja violação dos limites dos indicadores DRP e DRC mensais apurados;

f) caso o resultado da medição referenciada na alínea "d" apresente valores nas faixas de tensão precária ou crítica, comunicar ao usuário, no prazo máximo de 15 dias a partir da data da reclamação, o resultado da medição de que trata a alínea "a", as providências a serem tomadas pela distribuidora e o prazo estimado para a regularização;

g) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações sobre não-conformidade de tensão, incluindo:

i. número de protocolo;

ii. data da reclamação do usuário;

iii. data e horário das medições instantâneas e os valores registrados;

iv. valores apurados de DRP e DRC das últimas quatro medições armazenadas no medidor na data da medição instantânea;

v. providências para a regularização e respectiva data de conclusão;

vi. data de comunicação ao usuário do resultado da medição; e

vii. no caso de consumidor, o valor da compensação e o respectivo mês de pagamento.

124. Os dados de que trata a alínea "g" do item 123 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

125. Caso as medições de tensão indiquem valor de DRP superior ao DRP_{limite}, ou valor de DRC superior ao DRC_{limite}, estabelecidos no item 28, a distribuidora deve regularizar a tensão de atendimento, sem prejuízo do pagamento de compensação de que trata o item 29 e das sanções cabíveis pela fiscalização da ANEEL.

126. 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 26.6 forem inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite}.

127. A regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual, deve ser comprovada por nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, e o resultado comunicado, por escrito, ao usuário, no prazo de até 30 dias após o término da nova medição.

128. Deve ser considerado como mês da efetiva regularização do nível de tensão, para os casos de medição eventual, aquele correspondente ao término da nova medição e que apresente valores de DRP e DRC inferiores aos valores de DRP_{limite} e DRC_{limite}.

129. Quando a regularização do nível de tensão ocorrer no mesmo mês em que foi constatada a violação, para os casos de medição eventual, o consumidor fará jus à compensação de que trata o item 29, referente a este mês, para a qual deverão ser considerados os indicadores DRP e DRC obtidos da medição que constatou a violação.

130. Caso haja reclamações com a mesma abrangência geoelétrica, que sejam reincidentes e não transgridam os limites de DRP e DRC, a distribuidora deve observar ao disposto no item 133 e, em seguida, atuar de formar a solucionar ou mitigar a causa do problema.

131. Quando da reclamação do usuário associada a distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão ou VTCD no ponto de conexão, a distribuidora deve observar o item 120, e:

a) identificar as possíveis ocorrências no sistema elétrico que possam ter relação com o objeto da reclamação, analisando:

i. a reclamação com base nas informações prestadas pelo usuário;

ii. as informações disponíveis do sistema de distribuição;

iii. os registros das medições, caso o usuário possua medição permanente; e

iv. outras informações disponíveis.

b) caso não seja identificada a 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 usuário, podendo realizar as seguintes análises:

i. inspeção da rede de distribuição e do ponto de conexão;

ii. verificação da conformidade da instalação do usuário com o orçamento prévio, estudos e projetos aprovados; e

iii. visita ao usuário 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 usuário 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, instalar equipamento de medição no ponto de conexão, conforme alínea “g”;

e) considerar a necessidade e a viabilidade técnica e econômica das possíveis alternativas de solução ou mitigação do problema associado à reclamação, avaliando também ações a serem desenvolvidas por parte do usuário, quando for o caso;

f) encaminhar ao usuário, no prazo de 30 dias a partir da reclamação ou do final da medição, relatório contendo no mínimo as seguintes informações:

i. detalhamento das análises de identificação do problema;

ii. relatório de medição, quando disponível conforme alínea “i”;

iii. alternativas para solução ou mitigação do problema;

iv. ações de atuação por parte da distribuidora e seus respectivos prazos; e

v. ações de atuação por parte do usuário.

g) realizar medição de no mínimo 30 dias para a apuração dos indicadores da qualidade do produto e, caso a medição decorra do exercício do direito de escolha do usuário previsto na alínea “c”, este deve ser informado do valor a ser cobrado pelo serviço;

h) finalizada a medição de que trata a alínea “g”, seguir procedimento da alínea “i” ou, quando for o caso, rever o processo conforme alíneas “e” e “f”;

i) os resultados da medição tratada na alínea “g” devem compor um relatório padronizado, a ser entregue no prazo máximo de 30 dias após o final da medição, contendo ao menos:

i. os valores dos respectivos indicadores e os resultados das medições;

ii. os limites e valor de referência existentes no regulamento;

iii. o relatório previsto na alínea “f”, somente para o(s) fenômeno(s) causador(es) do problema; e

iv. quando for o caso, o detalhamento de todos os eventos de VTCD registrados no período de monitoramento, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – 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						
2						
3						
4						
5						
...						
...						

(1) data de ocorrência do evento de VTCD no formato *dd/mmm/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 71;

(4) a duração do evento deve ser calculada conforme indicado no item 71;

(5) o tipo do evento de VTCD deve corresponder à terminologia indicada na Tabela 5;

(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 8.C deste Módulo.

j) organizar registros, em arquivos individualizados, das reclamações relativas a problemas com a qualidade do produto, incluindo:

i. número de protocolo;

ii. data da reclamação do usuário;

iii. data e horário de início e fim das medições e os valores registrados;

iv. informações trocadas entre as partes;

v. o conjunto das leituras efetuadas, inclusive com os intervalos expurgados;

vi. valores dos indicadores de FD95%, DTT95%, DTT_p95%, DTT_i95%, $DTT_3$95%, P_{st}95% e FI;

vii. valor do serviço pago pelo usuário; e

viii. providências adotadas pela distribuidora.

132. Os dados de que trata a alínea "j" do item 131 devem ser mantidos pela distribuidora, em meio digital, por um período mínimo de 10 anos.

133. Nas análises de que tratam os itens 130 e 131, a distribuidora deve:

a) investigar a origem dos distúrbios incidentes no barramento do sistema de distribuição em que o usuário reclamante se conecta;

b) averiguar se há usuários perturbadores nas proximidades; e

c) caso se verifique a existência de usuários perturbadores, notificá-los, recomendando ações a serem desenvolvidas.

Estudos específicos de qualidade do produto para conexão aos sistemas de distribuição de energia elétrica

134. Os estudos específicos de qualidade do produto devem avaliar o potencial impacto da conexão e operação do usuário.

135. A distribuidora deve realizar estudos no caso de usuário com cargas potencialmente perturbadoras.

136. A distribuidora deve definir os tipos de instalações elétricas potencialmente perturbadoras.

137. As conclusões dos estudos e recomendações deverão constar no orçamento prévio.

138. Caso se verifique nos estudos específicos que há problema de qualidade do produto, a instalação dos equipamentos de correção ou outras adequações necessárias devem ser providenciadas pelo usuário ou pela distribuidora, de acordo com as responsabilidades de cada um apuradas nos estudos.

139. Requisitos e procedimentos para fins de conexão ao sistema de distribuição devem observar o Módulo 3 do PRODIST.

Seção 8.2
Qualidade do Serviço

Conjunto de unidades consumidoras

140. O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição – SED.

141. A abrangência do conjunto engloba as redes de MT à jusante da SED e de propriedade da distribuidora.

142. A SED que possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000 deve ser agregada a outras, formando um único conjunto.

143. A SED com número de unidades consumidoras superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 pode ser agregada a outras, formando um único conjunto.

144. A agregação de SED deve obedecer ao critério de contiguidade das áreas.

145. É vedada a agregação de duas ou mais SED cujos números de unidades consumidoras sejam superiores a 10.000.

146. Mediante aprovação da ANEEL, uma mesma SED pode formar diferentes conjuntos quando:

a) atender áreas não contíguas; ou

b) atender subestação MT/MT cuja característica de atendimento seja significativamente distinta da subestação supridora, desde que nenhum dos conjuntos resultantes possua número de unidades consumidoras igual ou inferior a 1.000, devendo a fronteira entre os conjuntos corresponder à entrada da subestação MT/MT.

147. ASED com redes subterrâneas e aéreas pode ser dividida, mediante aprovação da ANEEL, devendo os conjuntos resultantes possuírem número de unidades consumidoras superior a 1.000.

148. Para as redes MT da distribuidora que não possua subestação com primário em AT, o conjunto deve ser composto pelas redes de MT de sua propriedade até o ponto de conexão com o agente supridor.

149. Todas as unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em BT e MT devem estar classificadas no mesmo conjunto de unidades consumidoras da subestação que as atendam, quando da aprovação de conjuntos por meio de resolução específica.

150. As unidades consumidoras e centrais geradoras ligadas após a aprovação dos conjuntos de unidades consumidoras devem ser classificadas de acordo com a área geográfica de abrangência dos conjuntos vigentes.

151. A ANEEL, a qualquer momento, pode solicitar à distribuidora a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.

152. Havendo alteração permanente na configuração do sistema que acarrete mudança nos conjuntos, a distribuidora deve propor a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade disposto nos itens 209 a 213.

153. Casos particulares em que a aplicação das regras definidas nos itens 140 a 147 crie conjuntos com áreas de atendimento com características físicas e elétricas muito distintas devem ser avaliados pela ANEEL.

154. Os conjuntos são caracterizados por atributos, extraídos das BDGD enviadas anualmente pelas distribuidoras e de outras bases de dados disponíveis na ANEEL.

Sistema de atendimento às reclamações dos usuários

155. A distribuidora deve dispor de sistemas ou mecanismos de atendimentos emergenciais, acessíveis aos usuários, 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.

156. As características do atendimento telefônico que a distribuidora deve dispor estão estabelecidas nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Atendimento às ocorrências emergenciais

157. O atendimento às ocorrências emergenciais deve ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados aos conjuntos de unidades consumidoras.

158. Deve ser avaliado o tempo médio de preparação, por meio de indicador que meça a eficiência dos meios de comunicação, bem como o dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação.

159. Deve ser avaliado o tempo médio de deslocamento, por meio de indicador que meça a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação.

160. Deve ser avaliado o tempo médio de execução, por meio de indicador que meça a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

161. A distribuidora deve apurar os seguintes indicadores de atendimento às ocorrências emergenciais:

a) Número de Ocorrências Emergenciais – n: total de ocorrências emergenciais registradas no conjunto, no período de apuração;

b) Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia – NIE: total de ocorrências emergenciais com interrupção do fornecimento de energia elétrica registradas no conjunto, no período de apuração;

c) Tempo Médio de Preparação – TMP, utilizando a seguinte equação:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^{n} TP(i)}{n}$$

Equação 24 – Cálculo do TMP

d) Tempo Médio de Deslocamento – TMD, utilizando a seguinte equação:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^{n} TD(i)}{n}$$

Equação 25 – Cálculo do TMD

e) Tempo Médio de Execução – TME, utilizando a seguinte equação:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^{n} TE(i)}{n}$$

Equação 26 – Cálculo TME

f) Tempo Médio de Atendimento a Emergências – TMAE, utilizando a seguinte equação:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

Equação 27 – Cálculo TMAE

g) Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia – PNIE, utilizando a seguinte equação:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100$$

Equação 28 – Cálculo PNIE

sendo:

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 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 %; e

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

162. O período de apuração dos indicadores deve ser mensal, correspondente aos meses do ano civil.

163. O cálculo dos indicadores deve considerar as ocorrências emergenciais, conforme definição do Módulo 1 do PRODIST, inclusive aquelas consideradas improcedentes e as ocorridas em Dia Crítico.

164. Na apuração dos indicadores de que trata o item 161 não devem ser considerados os atendimentos realizados pelas equipes de atendimento de emergência aos seguintes casos:

a) solicitações de serviços em redes de iluminação pública;

b) serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição programada de medidores, desconexão e religação;

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 8.2; e

e) Interrupção em Situação de Emergência – ISE, conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

165. Os dados relativos às ocorrências emergenciais devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação desses dados em indicadores.

166. A distribuidora deve 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 usuário 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 8.C;

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; e

h) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do restabelecimento do atendimento.

167. Para efeito de registro do instante do conhecimento da ocorrência emergencial deve prevalecer a primeira informação independentemente da origem da percepção.

168. As informações relativas a cada ocorrência emergencial devem ser mantidas pela distribuidora, em meio digital ,por um período mínimo de 10 anos.

169. A distribuidora deve 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.

Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

170. Por meio do controle das interrupções e da apuração 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.

171. Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são estabelecidos quanto à duração e frequência das interrupções.

172. Os indicadores devem ser apurados mensalmente, considerando o mês civil, com exceção do indicador DICRI, que deve ser apurado por interrupção ocorrida em Dia Crítico.

173. Os indicadores de continuidade individuais, a seguir discriminados, devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, centrais geradoras ou por ponto de conexão:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, utilizando a seguinte equação:

$$DIC = \sum_{i=1}^{n} t(i)$$

Equação 29 – Cálculo do DIC

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Equação 30 – Cálculo do FIC

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DMIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)max$$

Equação 31 – Cálculo do DMIC

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DICRI, utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico}$$

Equação 32 – Cálculo do DICRI

em que:

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

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por 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.

173.1. Para a obtenção dos indicadores DIC ou FIC em agregação temporal superior ao mês civil, tal como trimestral e anual, deve-se somar os indicadores dos meses civis contidos no período de agregação.

174. Para a unidade consumidora que agrega os Pontos de Iluminação Pública – PIP conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora devem ser apurados os seguintes indicadores:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, utilizando a seguinte fórmula:

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

Equação 33 – Cálculo do DIC para PIP

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC, utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = \frac{\sum_{i=1}^{NUCurb} FIC(i)}{NUCurb}$$

Equação 34 – Cálculo do FIC para PIP

em que:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT e localizadas na área urbana do próprio município;

DIC(i) = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora atendida em BT e localizada na área urbana do próprio município, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, atendida em BT e localizada na área urbana do próprio município, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções; e

NUCurb = número total de unidades consumidoras atendidas em BT e localizadas na área urbana do próprio município.

175. Para as demais unidades consumidoras da classe iluminação pública com medição da distribuidora, devem ser apurados os indicadores de continuidade individuais previstos no item 173.

176. Os indicadores de continuidade coletivos, a seguir discriminados, devem ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte equação:

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

Equação 35 – Cálculo do DEC

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC}$$

Equação 36 – Cálculo do FEC

sendo:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

NUC = 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, expressa em horas e centésimos de hora; e

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

177. Os indicadores de continuidade individuais e coletivos devem ser apurados considerando apenas as interrupções de longa duração, ou seja, aquelas com duração maior ou igual a 3 minutos.

178. Na apuração dos indicadores DIC e FIC não devem ser consideradas as seguintes situações:

a) falha nas instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor ou da central geradora e que afete somente sua unidade consumidora;

c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;

d) suspensão por inadimplemento do consumidor ou da central geradora;

e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora ou da central geradora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;

f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;

g) interrupção ocorrida em Dia Crítico;

h) interrupção oriunda de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS; e

i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

178.1. Nos casos em que a falha nas instalações da unidade consumidora ou central geradora provoquem interrupção em instalações de terceiros, apenas estes últimos entram no cálculo dos indicadores.

179. Na apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas no item 178, também não devem ser consideradas aquelas oriundas de interrupções programadas, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

a) os consumidores e centrais geradoras sejam devidamente avisados; e

b) o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

180. Na apuração do indicador DICRI não devem ser consideradas as interrupções previstas no item 178, com exceção da alínea “g”.

181. O indicador DICRI não se aplica às unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em AT, nem aos pontos de conexão de DIT ou de distribuidoras acessados por outras distribuidoras.

182. A apuração das interrupções de curta e de longa duração e dos indicadores deve ser realizada por meio dos sistemas de medição permanente de que tratam os Módulos 5 e 8 do PRODIST, quando esta funcionalidade estiver disponível.

183. Para os sistemas de medição tratados no item 16.2 do Módulo 5 do PRODIST, considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

184. 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 178, com a divergência devendo ser justificada ao consumidor no momento da apresentação da apuração.

185. 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.

186. Para a apuração dos indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites estabelecidos, devem ser consideradas as interrupções de longa duração, segregadas nos seguintes indicadores:

a) 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; e

b) DEC_{ind} e FEC_{ind} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

187. Na apuração dos indicadores DEC e FEC não devem ser consideradas as seguintes situações:

a) falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

b) interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do usuário e que afete somente sua unidade consumidora;

c) Interrupção em Situação de Emergência – ISE;

d) suspensão por inadimplemento do consumidor;

e) suspensão por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;

f) interrupção vinculada à programa de racionamento instituído pela União;

g) interrupção ocorrida em Dia Crítico;

h) interrupção oriunda de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS; e

i) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição.

187.1. Nos casos em que a falha nas instalações da unidade consumidora ou central geradora provoquem interrupção em instalações de terceiros, apenas estes últimos entram no cálculo dos indicadores.

188. Para efeito da alínea “g” dos itens178 e 187, Dia Crítico deve ser considerado conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

189. A distribuidora deve registrar em formulários próprios as interrupções relacionadas no item 187, para fins de fiscalização da ANEEL.

190. As interrupções de que tratam as alíneas “f” e “g” do item 187 devem ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada da impossibilidade de atendimento.

191. Das interrupções expurgáveis descritas no item 187, devem ser apurados os seguintes indicadores:

a) 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;

b) 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 nas alíneas “c”, “f” e “h” do item 187;

c) 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 nas alíneas “f” e “h” do item 187;

d) DEC_{ipc} e FEC_{ipc} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, programada, ocorrida em Dia Crítico;

e) DEC_{xp} e FEC_{xp} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada; e

f) DEC_{xn} e FEC_{xn} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada.

192. A Figura 3 apresenta a estratificação das interrupções de longa duração nos indicadores apresentados nos itens 186 e 191, destacando na cor cinza os que não compõem os indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites estabelecidos.

		Origem		
		Externa	Interna	
Previsibilidade	Programada	XP	IPC	IP
	Não Programada	XN	INC	IND
			INE	
			INO	

Figura 3 – Estratificação das interrupções de longa duração

193. Os eventos que ensejarem interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 devem ser descritos em detalhes, com no mínimo as informações definidas no item 228, as quais devem estar disponíveis em até 2 meses após o período de apuração das interrupções.

194. A distribuidora deve possuir procedimentos específicos para atuação em contingência devido a eventos que acarretem interrupções significativas, mesmo que essas interrupções não se enquadrem nas alíneas “c” e “g” do item 187.

195. O enquadramento das interrupções em um dos incisos de que trata o item 187 não exime a distribuidora de atuar de forma eficiente para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Avisos de interrupções programadas

196. A distribuidora deve avisar a todos os consumidores e centrais geradoras de sua 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:

a) unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção;

b) unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV que prestem serviço essencial: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção;

c) unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 230 kV com demanda contratada inferior a 500 kW e unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 dias úteis em relação à data da interrupção, desde que providenciem o cadastro na distribuidora para receberem esse tipo de serviço; e

d) outras unidades consumidoras e centrais geradoras: o aviso deve conter a abrangência geográfica e ser feito por meio da página da distribuidora na internet e por outros meios que permitam a adequada divulgação, ou, a critério da distribuidora, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 72 horas em relação ao horário de início da interrupção.

197. As unidades consumidoras não listadas na definição de serviço essencial do Módulo 1 do PRODIST, mas que prestem serviço essencial, ou as que por alterações de suas características vierem a prestar serviços essenciais podem solicitar à distribuidora essa condição, para recebimento dos avisos de interrupções.

198. 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 devem ser avisados da interrupção programada de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na distribuidora para receberem esse tipo de serviço.

199. A distribuidora pode 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.

200. A distribuidora deve manter, por um período mínimo de 10 anos, os registros das interrupções emergenciais e das programadas, discriminando-as em formulário próprio.

Agregação temporal e indicadores globais de continuidade do fornecimento

201. Os indicadores globais se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo representar valores apurados ou limites de quaisquer parcelas de DEC e FEC de que tratam os itens 186 e 191, para a distribuidora, o município, o estado, a região ou o Brasil.

202. A agregação temporal dos indicadores coletivos de cada conjunto, visando o cálculo para períodos superiores ao mensal, como o trimestre ou o ano, deve ser realizada de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_k = \frac{\sum_{n=1}^{k}(DEC_n \times NUC_n)}{NUC_k}$$

Equação 37 – Agregação temporal do DEC

$$FEC_k = \frac{\sum_{n=1}^{k}(FEC_n \times NUC_n)}{NUC_k}$$

Equação 38 – Agregação temporal do FEC

$$NUC_k = \frac{\sum_{n=1}^{k} NUC_n}{k}$$

Equação 39 – Agregação temporal do Número de Unidades Consumidoras – NUC

sendo:

k = total de meses do período de cálculo do indicador;

n = índice do indicador de cada mês contido no período de k meses;

DEC_k = valor do DEC no período de k meses, com duas casas decimais;

FEC_k = valor do FEC no período de k meses, com duas casas decimais;

NUC_k = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT, para o período de k meses.

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n, com duas casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n, com duas casas decimais; e

NUC_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n.

203. Os indicadores de continuidade globais mensais devem ser calculados com base nas seguintes equações:

$$DEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^{m}(DEC_i \times NUC_i)}{NUC_{Gn}}$$

Equação 40 – Cálculo do DEC global mensal

$$FEC_{Gn} = \frac{\sum_{i=1}^{m}(FEC_i \times NUC_i)}{NUC_{Gn}}$$

Equação 41 – Cálculo do FEC global mensal

$$NUC_{Gn} = \sum_{i=1}^{m} NUC_i$$

Equação 42 – Cálculo do Número de Unidades Consumidoras – NUC global mensal

sendo:

m = total de conjuntos agregados no indicador global;

i = índice do indicador de cada um dos m conjuntos contidos na agregação global;

DEC_{Gn} = valor global do DEC contendo m conjuntos, no mês n, com duas casas decimais;

FEC_{Gn} = valor global do FEC contendo m conjuntos, no mês n, com duas casas decimais;

NUC_{Gn} = soma do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT dos m conjuntos contidos na agregação, no mês n;

DEC_i = valor do DEC do conjunto i apurado no mês n, com duas casas decimais;

FEC_i = valor do FEC do conjunto i apurado no mês n, com duas casas decimais; e

NUC_i = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês n.

204. A agregação temporal dos indicadores coletivos globais, visando o cálculo para períodos superiores ao mensal, como o trimestre ou o ano, deve ser realizada de acordo com as seguintes equações:

$$DEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^{k}(DEC_{Gn} \times NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}}$$

Equação 43 – Agregação temporal do DEC global

$$FEC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^{k}(FEC_{Gn} \times NUC_{Gn})}{NUC_{Gk}}$$

Equação 44 – Agregação temporal do FEC global

$$NUC_{Gk} = \frac{\sum_{n=1}^{k} NUC_{Gn}}{k}$$

Equação 45 – Agregação temporal do Número de Unidades Consumidoras – NUC global

em que:

k = total de meses do período de cálculo do indicador global;

n = índice do indicador global de cada mês contido no período de k meses;

DEC_{Gk} = valor global do DEC, no período de k meses, com duas casas decimais;

FEC_{Gk} = valor global do FEC, no período de k meses, com duas casas decimais;

NUC_{Gk} = número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT global dos m conjuntos contidos na agregação, para o período de k meses.

DEC_{Gn} = valor global do DEC no mês n, conforme Equação 40, com duas casas decimais;

FEC_{Gn} = valor global do FEC no mês n, conforme Equação 41, com duas casas decimais;

NUC_{Gn} = número de unidades consumidoras global no mês n, conforme Equação 42.

Ranking da continuidade e indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC

205. O **ranking** da continuidade consiste na classificação das distribuidoras, a partir do indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), que tem periodicidade anual.

206. O DGC é calculado pela ANEEL, com duas casas decimais, a partir da seguinte equação:

$$DGC = \frac{\frac{DEC\ Global_{apurado}}{DEC\ Global_{limite}} + \frac{FEC\ Global_{apurado}}{FEC\ Global_{limite}}}{2}$$

Equação 46 – Cálculo do DGC

em que:

$DEC\ Global_{apurado}$ = DEC apurado anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 43, considerando as parcelas não expurgáveis de que trata o item 186;

$FEC\ Global_{apurado}$ = FEC apurado anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 44, considerando as parcelas não expurgáveis de que trata o item 186;

$DEC\ Global_{limite}$ = DEC limite anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 43, considerando os limites estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora; e

$FEC\ Global_{limite}$ = FEC limite anual global da distribuidora, calculado conforme Equação 44, considerando os limites

estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora.

207. O **ranking** da continuidade das concessionárias de distribuição é publicado pela ANEEL até o final de abril do ano civil subsequente ao ano de apuração.

208. Para a construção do **ranking**, as distribuidoras podem ser agrupadas de acordo com o porte, de forma a melhorar a comparação.

Limites dos indicadores de continuidade do serviço

209. Para o estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, 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.

210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser aplicado o seguinte procedimento:

a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;

b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;

c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras, de acordo com o desempenho dos conjuntos semelhantes; e

d) análise dos resultados e eventuais ajustes por parte da ANEEL, para a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

211. Os valores dos limites anuais de DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras são estabelecidos em resolução específica e disponibilizados para discussão em consulta pública, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária, no caso das concessionárias de distribuição, ou em periodicidade definida pela ANEEL, no caso das permissionárias de distribuição.

212. Os limites anuais de DEC e FEC dos conjuntos devem ser estabelecidos para o período entre 1º de janeiro do ano subsequente ao da revisão tarifária atual e 31 de dezembro do ano da próxima revisão tarifária, por meio de resolução específica, devendo propiciar melhoria dos limites anuais globais de DEC e FEC da distribuidora.

213. Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado, devem ser definidos limites de continuidade considerando-se o histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação.

214. Os limites dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI para as unidades consumidoras e centrais geradoras são estabelecidos nas tabelas 1 a 5 do Anexo 8.B, de acordo com a localização e com a tensão contratada.

215. Para efeito de enquadramento dos limites de continuidade individuais, considera-se que a unidade consumidora ou central geradora está situada em área não urbana quando localizada fora do limite de zona urbana definida por lei municipal.

216. Os limites dos indicadores DIC, DMIC e DICRI são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados ao limite anual do indicador FEC.

217. Podem 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 nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

218. Os limites dos indicadores de continuidade individuais DIC e FIC para a unidade consumidora que agrega os Pontos de Iluminação Pública – PIP conectados na rede de distribuição sem medição da distribuidora devem obedecer aos valores estabelecidos na tabela 4 do Anexo 8.B, sendo vinculados aos maiores valores dos limites dos indicadores DEC e FEC dos conjuntos que atendem a área urbana do município.

Compensações por violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais

219. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, a distribuidora dever calcular a compensação ao consumidor ou central geradora, inclusive aqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura apresentada em até 2 meses após o período de apuração.

220. A distribuidora deve efetuar uma compensação ao consumidor ou central geradora de média ou baixa tensão para cada interrupção ocorrida em Dia Crítico que superar o limite do indicador DICRI.

221. Nos casos em que o valor da compensação exceder o valor a ser faturado, o crédito remanescente deve ser realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo crédito possível em cada ciclo, ou ainda, quando do encerramento contratual, pago de acordo com a opção do consumidor por meio de depósito em conta-corrente, cheque nominal ou ordem de pagamento.

222. No caso de inadimplência do consumidor ou da central geradora, podem ser deduzidos da compensação os débitos vencidos a favor da distribuidora que não sejam objeto de contestação administrativa ou judicial.

223. A compensação pela violação dos indicadores de continuidade é devida ao titular da unidade consumidora ou central geradora no período de apuração em que ocorreu a violação.

224. Caso haja troca de titularidade da unidade consumidora ou central geradora durante o período de apuração que constatou a violação, a distribuidora deve creditar o valor devido ao novo titular da unidade consumidora ou central geradora.

225. No cálculo do valor da compensação de que trata o item 219 devem ser utilizadas as seguintes equações:

a) Para o DIC:

$$Comp_{DIC} = DIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 47 – Cálculo do valor da compensação por violação do DIC

b) Para o DMIC:

$$Comp_{DMIC} = DMIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 48 – Cálculo do valor da compensação por violação do DMIC

c) Para o FIC:

$$Comp_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_p}\right) DIC_P \times \frac{VRC}{730} \times kei_1$$

Equação 49 – Cálculo do valor da compensação por violação do FIC

d) Para o DICRI:

$$Comp_{DICRI} = DICRI_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_2$$

Equação 50 – Cálculo da compensação por violação do DICRI

em que:

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;

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;

VRC = valor monetário base para o cálculo da compensação referente ao mês de apuração do indicador, que corresponde ao Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB), para unidades consumidoras pertencentes ao subgrupo A1; ou ao Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente à parcela TUSD Fio B – $EUSD_B$, para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos ou dos pontos de conexão;

730 = número médio de horas no mês;

Kei_1 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 34, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; 40, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão; e 108, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Alta Tensão; e

Kei_2 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 14, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; e 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão.

226. 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 devem ser estabelecidas nos respectivos contratos, obedecendo aos critérios deste Módulo.

227. Para efeito de aplicação de eventual compensação, quando da violação dos limites estabelecidos, devem ser consideradas as seguintes situações:

a) o valor mínimo da compensação no caso de violação do limite do indicador de continuidade individual deve ser R$ 0,01 (um centavo de real);

b) o valor da compensação associada à violação do limite do indicador de continuidade individual deve

estar limitado a 18 vezes o valor do “VRC”;

c) quando ocorrer violação do limite de mais de um dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC no mesmo período de apuração, para efeito de compensação deve ser considerado o indicador cuja compensação resultar no maior valor monetário; e

d) quando ocorrer violação do indicador DICRI, a compensação dever ser realizada sem prejuízo das compensações por violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC, podendo inclusive haver compensações referentes a mais de uma violação do limite do indicador DICRI no mesmo mês, hipótese em que deve ser paga a soma das compensações calculadas para cada violação.

e) a distribuidora deve adotar uma única referência para definição do ciclo de faturamento utilizado no cálculo do VRC do mês de apuração do indicador, conferindo tratamento isonômico em todas as compensações.

Procedimentos de coleta, armazenamento e envio dos indicadores de continuidade e compensações realizadas

228. A coleta e armazenamento dos dados de interrupções devem atender às seguintes diretrizes:

a) os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes devem ser mantidos na distribuidora por um período mínimo de 10 anos;

b) para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração, devem ser registradas as seguintes informações:

i. número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e

ii. código de identificação do conjunto.

c) para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto, devem ser registradas as seguintes informações:

i. código único da interrupção, estabelecido pela distribuidora;

ii. fato gerador;

iii. data, hora e minutos do início e do restabelecimento da interrupção;

iv. número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção;

v. código de identificação de cada unidade consumidora; e

vi. nível de tensão onde o fato gerador foi verificado.

d) o fato gerador deve ser classificado para fins de coleta e armazenamento de acordo com o Anexo 8.C deste Módulo;

e) os dados de que tratam as alíneas “a” a “d” devem estar disponíveis em meio digital e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora;

f) as exceções tratadas no item 187 devem ter seus devidos registros comprobatórios mantidos na distribuidora por um período de 10 anos;

g) para cada evento que tenha gerado as interrupções de que trata a alínea “c” do item 187 devem ser registradas, no mínimo, as seguintes informações em meio digital:

i. código único do evento, definido pela distribuidora;

ii. 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;

iii. código único das interrupções de longa duração decorrentes do evento, definido pela distribuidora;

iv. código único do decreto (quando houver), definido pela distribuidora; e

v. código único do relatório com as evidências do evento, definido pela distribuidora.

h) as evidências do evento que tenha gerado interrupções de que trata a alínea "c" do item 187 também devem estar documentadas em relatório, o qual deve ser disponibilizado no sítio eletrônico da distribuidora em local de livre e fácil acesso, devendo conter as informações mínimas a seguir:

i. código único do relatório;

ii. informações sobre o Decreto de Calamidade Pública ou Situação de Emergência (se houver);

iii. descrição detalhada do evento, incluindo mapa geoelétrico e diagrama unifilar da região afetada;

iv. descrição dos danos causados ao sistema elétrico, incluindo a relação dos equipamentos danificados e sua importância para o sistema;

v. relato técnico sobre a intervenção realizada com as ações da distribuidora para restabelecimento do sistema, incluindo o contingente de técnicos utilizados nos serviços;

vi. tempo médio de preparação, de deslocamento e de execução das equipes;

vii. número de unidades consumidoras atingidas;

viii. municípios atingidos;

ix. subestações atingidas;

x. quantidade de interrupções associadas ao evento;

xi. data e hora do início da primeira interrupção;

xii. data e hora do término da última interrupção;

xiii. média da duração das interrupções;

xiv. duração da interrupção mais longa;

xv. soma do CHI das interrupções associadas ao evento; e

xvi. registros diversos que evidenciem a classificação das interrupções na alínea "c" do item 187, 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.

i) na hipótese de ocorrer compensação de valores ao titular da unidade consumidora ou da central geradora, a distribuidora deverá manter registro em formulário próprio para uso da ANEEL, contendo os seguintes dados:

i. nome do titular da unidade consumidora ou da central geradora;

ii. endereço da unidade consumidora ou central geradora;

iii. tensão contratada;

iv. enquadramento da unidade consumidora ou central geradora em área urbana ou 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, no caso de conexão ao SDMT ou ao SDBT;

vi. mês civil no qual ocorreu a violação;

vii. valor do VRC considerado no cálculo da compensação;

viii. valor monetário da compensação; e

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.

229. A distribuidora deve enviar à ANEEL os valores apurados dos indicadores DEC e FEC para cada conjunto de unidades consumidoras, conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST.

230. Em caso de racionamento de energia elétrica, a distribuidora deve 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.

231. Os valores apurados dos indicadores DEC e FEC a serem comparados com os limites devem ser enviados pela distribuidora à ANEEL de forma segregada em:

a) DEC_{ip} e FEC_{ip}; e

b) DEC_{ind} e FEC_{ind}.

232. As interrupções expurgáveis devem ser segregadas para envio à ANEEL em:

a) DEC_{ine} e FEC_{ine};

b) DEC_{inc} e FEC_{inc};

c) DEC_{ino} e FEC_{ino};

d) DEC_{ipc} e FEC_{ipc};

e) DEC_{xp} e FEC_{xp}; e

f) DEC_{xn} e FEC_{xn}.

233. Os sistemas de atendimento da distribuidora devem disponibilizar informações e esclarecimentos sobre os indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica para todos os conjuntos de unidades consumidoras.

234. A distribuidora deve informar na fatura dos consumidores e das centrais geradoras, sempre que ocorrer violação dos indicadores de continuidade individuais, as informações referentes à compensação e à possibilidade de consulta detalhada ao histórico de apuração e limites disponível aos consumidores por meio de área de acesso restrito no sítio da distribuidora na Internet, de acordo com o estabelecido no Módulo 11 do PRODIST.

235. A distribuidora deve informar por escrito, em até 30 dias, sempre que solicitados pelo consumidor ou pela central geradora, as seguintes informações referentes aos últimos 10 anos apurados:

a) os valores apurados e os respectivos limites dos indicadores individuais discriminados no item 173;

b) o valor do VRC; e

c) as datas e horários de início e fim das interrupções ocorridas na unidade consumidora ou na central geradora, detalhando inclusive aquelas que foram expurgadas.

Indicadores de continuidade para transmissoras detentoras de DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

236. A qualidade do serviço nos pontos de conexão das transmissoras detentoras de DIT ou de distribuidoras acessadas por outras distribuidoras é avaliada por meio de procedimentos para controle, registro, apuração e publicação dos indicadores de continuidade.

237. A qualidade do serviço deve ser garantida pelo acessado, sendo avaliada por meio de indicadores e limites de continuidade para os pontos de conexão, observados os aspectos de duração e frequência de interrupção.

238. Os indicadores de continuidade nos pontos de conexão devem ser apurados considerando o mês civil, devendo ser calculados, além dos indicadores mensais, os indicadores para períodos de agregação trimestral e anual.

239. Os indicadores de continuidade devem ser apurados para todos os pontos de conexão, observadas as definições descritas no item 173.

240. As compensações em razão de violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão devem ser aplicadas da seguinte forma:

a) 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, devem ser descontadas no reajuste tarifário anual da transmissora acessada; e

b) as compensações pagas devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras a outras distribuidoras devem ser contabilizadas em conta específica, sendo posteriormente descontadas da receita requerida da distribuidora acessante, de acordo com o Submódulo 4.4 do PRORET.

241. A ultrapassagem do limite de compensação anual referido no item 255 pode ser caracterizada como descumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade dos serviços de energia elétrica para fins de fiscalização, sujeito à aplicação de penalidade, conforme Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019.

242. Os indicadores de continuidade dos pontos de conexão devem ser apurados considerando as interrupções de longa duração.

243. Na apuração dos indicadores de continuidade DIC e FIC dos pontos de conexão não são consideradas as situações descritas a seguir:

a) falha nas instalações de responsabilidade do usuário que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;

b) desligamento de interesse exclusivo do usuário e que afete somente os pontos de conexão abrangidos pela solicitação;

c) suspensão por inadimplemento do usuário ou por deficiência técnica ou de segurança das instalações sob responsabilidade do usuário que não provoque interrupção em outros pontos de conexão;

d) interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pelo

acessado, para transmissoras detentoras de DIT;

e) Interrupção em Situação de Emergência – ISE, para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras;

f) atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS, oriunda das instalações do acessado;

g) 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;

h) eventos oriundos de instalações da Rede Básica, que afetarem diretamente o desempenho do ponto de conexão suprido por concessionária de transmissão detentora de DIT;

i) período de até 3 minutos, necessário para realizar o religamento manual de linhas de transmissão cujo religamento automático esteja desativado por solicitação da distribuidora; e

j) interrupção de origem externa ao sistema de distribuição, para distribuidoras acessadas por outras distribuidoras.

244. Na apuração do indicador de continuidade DMIC dos pontos de conexão não são consideradas, além daquelas referidas no item 243, as interrupções motivadas por eventos oriundos das instalações do acessado em razão de interrupções programadas, devidamente comunicados aos usuários, e com início e fim da interrupção compreendidos no intervalo programado.

245. A comunicação da ocorrência da interrupção do fornecimento ao acessado é de responsabilidade da distribuidora acessante, devendo seguir os procedimentos estabelecidos no Módulo 4 do PRODIST.

246. Caso não haja mecanismos de supervisão que possibilitem identificar o momento exato de início da interrupção, os quais devem ser utilizados preferencialmente, o momento da comunicação da ocorrência ao acessado deve ser considerado como o início da interrupção.

247. Os agentes interessados em realizar programação de interrupção devem observar as disposições contidas no Módulo 4 do PRODIST, inclusive quanto aos prazos e condições.

248. No processo de apuração nos pontos de conexão em DIT e nos pontos de conexão entre distribuidoras:

a) 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;

b) 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; e

c) a partir das informações disponíveis em seus sistemas, o acessado deve fazer os ajustes que se fizerem necessários nos Relatórios mencionados na alínea “b” e encaminhá-los à distribuidora acessante, em versão final, até o 20º dia útil após o término do período de apuração.

249. Os relatórios de que trata o item 248 devem conter a listagem das interrupções com o detalhamento das ocorrências, a apuração dos indicadores correspondentes e, quando aplicável, o cálculo das compensações.

250. Os relatórios de que trata o item 248 devem ser emitidos mensalmente, com a apuração dos indicadores mensais, trimestrais ou anuais.

Limites dos indicadores de continuidade para DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

251. Os limites dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão de DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras estão definidos na Tabela 12, conforme a tensão contratada.

Tabela 12 – 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

onde:

TC – Tensão contratada do ponto de conexão

A – Limites anuais

T – Limites trimestrais

M – Limites mensais

Compensação por violação dos limites de continuidade para DIT e distribuidoras acessadas por outras distribuidoras

252. Havendo violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão acessados por distribuidoras em DIT ou em outras distribuidoras, em relação ao período de apuração, o acessado deve calcular a compensação devida, e:

a) para o caso dos pontos de conexão em DIT, armazenar e enviar à ANEEL os valores calculados, conforme estabelecido no item 265, para fins de desconto na receita da transmissora; ou

b) para o caso dos pontos de conexão entre distribuidoras, efetuar o pagamento à distribuidora acessante em até 2 meses após o período de apuração, na fatura mensal devida pela distribuidora acessante, podendo a compensação ser parcelada caso supere o valor da fatura mensal, limitando-se a duas faturas subsequentes.

253. Para o cálculo da compensação dos pontos de conexão de distribuidoras em DIT, deve-se observar as seguintes equações:

$$VB_{DIC} = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{DIC_p}\right) \times RDIT \times kei$$

Equação 51 – Cálculo do VB_{DIC} – DIT

$$VB_{FIC} = \left(\frac{FIC_v - FIC_p}{FIC_p}\right) \times RDIT \times kei$$

Equação 52 – Cálculo do VB_{FIC} – DIT

$$VB_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v - DMIC_p}{DMIC_p}\right) \times RDIT \times kei$$

Equação 53 – Cálculo do VB_{DMIC} – DIT

em que:

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;

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;

RDIT = receita das Demais Instalações de Transmissão – DIT interrompidas que estejam associadas ao ponto de conexão, verificado no período considerado, expresso em moeda corrente; e

kei = coeficiente de majoração, com valor de 0,5.

254. 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:

$$RDIT = \frac{RAP_{comp} \times MUST_{cont}}{MUST_{total} \times NPCC} + \sum_{i=1}^{N} \frac{RAPexcl_i}{NPCE_i}$$

Equação 54 – Cálculo da RDIT

sendo:

RAP_{comp} = Parcela correspondente a 1/12 da Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado com mais de uma distribuidora relacionada ao ponto de conexão desligado;

$MUST_{cont}$ = 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;

$MUST_{total}$ = 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;

$RAPexcl_i$ = Parcela correspondente a 1/12 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;

$NPCE_i$ = 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 relacionado ao ponto de conexão desligado que compartilha a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento; e

N = quantidade total de conjuntos de Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo relacionada ao ponto de conexão desligado que compartilha a mesma quantidade de pontos de conexão da distribuidora afetada pelo desligamento.

255. O valor 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:

a) no caso de violação de limite mensal, a 50% do valor da "RDIT";

b) no caso de violação de limite trimestral, ao valor correspondente à diferença positiva entre 50% do somatório da "RDIT" do trimestre e o somatório dos valores líquidos devidos mensais do trimestre; e

c) no caso de violação de limite anual, ao valor correspondente à diferença positiva entre 50% do somatório da "RDIT" do ano e o somatório dos valores líquidos devidos mensais e trimestrais.

256. Para o cálculo da compensação dos pontos de conexão entre distribuidoras, deve-se observar a seguinte formulação:

$$VB_{DIC} = \left[\left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1\right) \times DIC_p\right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730}\right) \times kei$$

Equação 55 – Cálculo do VBDIC - pontos de conexão entre distribuidoras

$$VB_{FIC} = \left[\left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1\right) \times DIC_p\right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730}\right) \times kei$$

Equação 56 - Cálculo VB_{FIC} – pontos de conexão entre distribuidoras

$$VB_{DMIC} = \left[\left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1\right) \times DMIC_p\right] \times \left(\frac{EUSD_{med}}{730}\right) \times kei$$

Equação 57 – Cálculo VB_{DMIC} – pontos de conexão entre distribuidoras

em que:

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;

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;

$EUSD_{med}$ = 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; e

kei = coeficiente de majoração, com valor de 27.

257. O valor líquido da compensação a ser paga em razão da ultrapassagem de um determinado indicador trimestral ou anual, para o ponto de conexão entre distribuidoras, equivale à diferença positiva entre o valor bruto calculado no trimestre ou ano e a soma das compensações mensais já ressarcidas à distribuidora acessante, referentes ao mesmo período e indicador.

258. O valor de compensação devido no caso das compensações mensais, para o ponto de conexão entre distribuidoras, corresponde ao maior valor bruto calculado dentre os indicadores individuais aplicáveis ao período de apuração.

259. O valor de compensação devido no caso das compensações trimestrais e anuais, para o ponto de conexão entre distribuidoras, corresponde ao maior valor líquido calculado dentre os indicadores individuais aplicáveis ao período de apuração.

260. O valor de compensação devido, associado à violação do limite do indicador de continuidade do ponto de conexão entre distribuidoras, é limitado a:

a) 5 vezes o valor do "$EUSD_{med}$" associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite mensal;

b) 8 vezes o valor do "$EUSD_{med}$" associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite trimestral; e

c) 20 vezes o valor do "$EUSD_{med}$" associado ao ponto de conexão, no caso de violação de limite anual.

Procedimentos para registro, armazenamento, publicação e envio de informações de apuração de indicadores e compensações dos pontos de conexão acessados por distribuidoras em DIT ou em outras distribuidoras

261. 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.

262. Os dados de interrupção, dos indicadores de continuidade e de compensação devem ser mantidos pela distribuidora por um período mínimo de 10 anos.

263. Os acessados devem organizar e disponibilizar os dados das interrupções, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:

a) identificação da interrupção;

b) data (dia, mês e ano) e horário (hora, minuto e segundo) do início e do término da interrupção;

c) data (dia, mês e ano) e horário (hora, minuto e segundo) programados para o início e o término da interrupção, quando couber;

d) pontos de conexão envolvidos;

e) fato gerador da interrupção, conforme Anexo 8.C;

f) agente responsável pelo pedido de desligamento, quando couber; e

g) observações gerais quanto ao restabelecimento.

264. Os acessados devem organizar e disponibilizar os indicadores de continuidade, em meio magnético ou digital, discriminando pelo menos o seguinte:

a) identificação do ponto de conexão, da tensão contratada e do usuário;

b) período de apuração;

c) valor apurado dos indicadores DIC, FIC e DMIC;

d) valor do "$EUSD_{med}$" considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão entre distribuidoras;

e) valor do "RDIT" considerado no cálculo da compensação, para pontos de conexão em DIT; e

f) valor da compensação paga, quando couber.

265. Os indicadores de continuidade e os valores pagos ou calculados de compensação decorrentes da ultrapassagem dos limites nos pontos de conexão devem ser enviados à ANEEL conforme disposto no Módulo 6 do PRODIST.

Seção 8.3
Qualidade Comercial

Cumprimento dos prazos regulatórios

266. A distribuidora deve observar o cumprimento dos prazos de prestação dos serviços estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

267. O consumidor e demais usuários têm o direito de receber compensação financeira em sua fatura de energia no caso de a distribuidora violar os prazos previstos no Anexo IV das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

268. A distribuidora deve enviar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao mês de apuração, o relatório da apuração do cumprimento dos prazos de prestação dos serviços e das

suspensões indevidas, por município, conforme instruções da ANEEL e apresentando, no mínimo, as seguintes informações:

a) número de serviços realizados no período de apuração;

b) prazo médio do serviço;

c) número de serviços realizados acima dos prazos regulamentares;

d) valores das compensações creditadas ao consumidor ou aos demais usuários, ainda que não tenham sido efetivamente faturados ou que tenha sido necessária a utilização de vários ciclos de faturamento, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;

e) quantidade de solicitações de serviços recebidos no período de apuração;

f) quantidade de serviços ainda não realizados;

g) quantidade de serviços ainda não realizados, com suspensão do prazo de execução;

h) quantidade de serviços ainda não realizados com descumprimento do prazo; e

i) prazo médio dos serviços ainda não realizados com descumprimento do prazo.

268.1. Para os prazos contados em dias úteis, caso o serviço tenha sido executado em fim de semana ou feriado, o prazo deve ser contabilizado como se a execução tivesse ocorrido no dia útil subsequente.

269. A distribuidora deve certificar o processo de coleta dos dados e apuração das informações do cumprimento dos prazos regulados e da suspensão indevida, de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

270. A apuração deve ser realizada por meio de procedimentos auditáveis e que considerem desde o nível de coleta de dados até sua transformação e armazenamento.

Qualidade do atendimento das demandas de primeiro nível

271. A distribuidora deve classificar as demandas recebidas em seu primeiro nível de atendimento de acordo com as tipologias estabelecidas em instruções da ANEEL.

272. A distribuidora deve apurar mensalmente, por município, e encaminhar à ANEEL até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, as seguintes informações de seu primeiro nível de atendimento, de acordo com a tipologia definida pela ANEEL:

a) quantidade de pedidos de informação recebidos;

b) quantidade de reclamações recebidas;

c) quantidade de reclamações procedentes;

d) quantidade de reclamações improcedentes;

e) prazo médio de solução das reclamações procedentes;

f) prazo médio de solução das reclamações improcedentes;

g) quantidade de pedidos de serviços recebidos;

h) quantidade de pedidos de cancelamento de serviços recebidos;

i) quantidade de pedidos de encerramento contratual recebidos;

j) quantidade de denúncias recebidas;

k) quantidade de elogios recebidos; e

l) quantidade de sugestões recebidas.

273. Para a apuração prevista no item 272, devem ser computadas as reclamações recebidas por todos os meios disponibilizados pela distribuidora, tais como central de teleatendimento, postos presenciais de atendimento, internet e correspondências.

Qualidade do atendimento demandas de ouvidoria

274. A distribuidora deve classificar as demandas recebidas em sua ouvidoria de acordo com as tipologias estabelecidas em instruções da ANEEL.

275. A distribuidora deve encaminhar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, conforme instruções, relatório mensal de sua Ouvidoria contendo a quantidade de manifestações registradas e encerradas no mês, por município, excluídas as interações com a agência estadual conveniada ou com a ANEEL, segmentadas da seguinte forma:

a) quantidade de pedidos de informação recebidos por tipo;

b) quantidade de reclamações recebidas por tipo;

c) quantidade de reclamações procedentes por tipo;

d) quantidade de reclamações improcedentes por tipo;

e) prazo médio de solução das reclamações procedentes por tipo;

f) prazo médio de solução das reclamações improcedentes por tipo;

g) quantidade de denúncias recebidas por tipo;

h) quantidade de elogios recebidos; e

i) quantidade de sugestões recebidas.

Tratamento das reclamações e outras demandas

276. As reclamações recebidas pela distribuidora devem ser classificadas como procedentes ou improcedentes, e segmentadas de acordo com a tipologia definida em instruções da ANEEL, e serem computadas no relatório do mês do seu tratamento, independentemente do mês em que foi recebida.

277. Na avaliação da procedência ou improcedência da reclamação, a distribuidora deve considerar a legislação, o mérito e a fundamentação da reclamação, os direitos e deveres do consumidor e demais usuários, os contratos a que se sujeitam, a existência de nexo causal e a negligência ou a imprudência da distribuidora ou de seus contratados.

278. O prazo de solução de reclamação é o período compreendido entre o recebimento da reclamação e a sua solução pela distribuidora, sendo expresso em horas e centésimos de hora.

278.1. No caso de reclamação improcedente, para fins de contabilização, a data da solução é o dia em

que é dada ciência ao consumidor.

279. No caso de reiteradas manifestações com mesmo objeto antes da solução pela distribuidora, apenas a primeira manifestação deve ser considerada para contabilização no relatório mensal.

280. A distribuidora deve implantar a Norma "ABNT NBR ISO 10.002 - SATISFAÇÃO DO CLIENTE – DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES NAS ORGANIZAÇÕES".

281. A distribuidora deve certificar o processo de tratamento de reclamações de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

282. A distribuidora deve apurar e encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao de apuração, a quantidade de demandas tratadas em cada canal disponibilizado ao consumidor e demais usuários do serviço público, conforme instruções da ANEEL.

283. A distribuidora deve apurar e encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, para cada município, a quantidade de atendimentos realizados nos postos de atendimento presencial, o tempo médio de espera em fila e a quantidade de atendimentos realizados acima do tempo estabelecido, conforme instruções da ANEEL.

Indicadores de reclamação

284. Os indicadores anuais de reclamação são calculados a partir das informações apuradas pela distribuidora, conforme segue:

a) Duração Equivalente de Reclamação (DER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$DER = \frac{\sum_{i=1}^{n} Reclamações_Procedentes\,(i) \times PMS(i)}{\sum_{i=1}^{n} Reclamações_Procedentes\,(i)}$$

Equação 58 – Cálculo do indicador DER

b) Frequência Equivalente de Reclamação a cada 1.000 (mil) Unidades Consumidoras (FER), utilizando-se a seguinte fórmula:

$$FER = \frac{\sum_{i=1}^{n} Reclamações_Procedentes\,(i)}{Ncons} \times 1.000$$

Equação 59 – Cálculo do indicador FER

em que:

Reclamações Procedentes (i) = quantidade de reclamações procedentes do tipo "i" solucionadas pela distribuidora no período de apuração;

PMS (i) = Prazo Médio de Solução das reclamações procedentes do tipo "i" no período de apuração, expresso em horas e centésimos de horas;

i = Tipo de Reclamação, conforme "n" tipos possíveis da tipologia estabelecida nas instruções da ANEEL;

Ncons = Número de unidades consumidoras da distribuidora, no mês de dezembro do ano de apuração, coletado pelo Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP ou outro que vier a substituí-lo.

285. Na apuração dos indicadores de reclamação não são computadas:

a) reclamação de interrupção do fornecimento de energia elétrica, conformidade dos níveis de tensão e ressarcimento de danos elétricos; e

b) reclamação na Ouvidoria da distribuidora, na agência estadual conveniada e na ANEEL.

286. Os limites anuais para o indicador FER e a metodologia para sua definição são estabelecidos em regulação da ANEEL, podendo ser redefinidos no ano da revisão tarifária da distribuidora.

287. Para as permissionárias, o indicador FER é utilizado para monitoramento de desempenho, não possuindo limites estabelecidos.

288. Em caso de ultrapassagem dos limites anuais estabelecidos para o indicador FER, a distribuidora pode ser submetida à fiscalização da ANEEL.

289. Os indicadores de reclamação devem ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, que contemplem desde o registro da reclamação do consumidor até a transformação dos dados em indicadores.

290. A distribuidora deve solicitar à ANEEL a retificação de informações encaminhadas, acompanhada das devidas justificativas.

291. Metodologia de estabelecimento dos limites do indicador FER

291.1. A metodologia para o estabelecimento dos limites de FER, consiste em uma análise comparativa de desempenho entre as distribuidoras, levando-se em conta suas características e os dados históricos de reclamação encaminhados à ANEEL.

291.2. Para a comparação entre as distribuidoras, utiliza-se a média do histórico do indicador FER dos 4 anos civis anteriores ao ano da revisão, que servirá de base para a fixação das referências definidas no item 292.4.

291.3. Quando da aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites, caso haja meses cujos dados de reclamações não tenham sido enviados pela distribuidora à ANEEL, estes serão estimados a partir da média dos valores mensais disponíveis dentro dos 4 anos civis anteriores.

291.4. Para aplicação da metodologia de estabelecimento dos limites de FER, as distribuidoras são agrupadas da seguinte forma:

a) Grupo 1: distribuidoras com mais de 400.000 unidades consumidoras;

b) Grupo 2: distribuidoras com mais de 60.000 e até 400.000 unidades consumidoras; e

c) Grupo 3: distribuidoras com até 60.000 unidades consumidoras.

291.5. Na aplicação da metodologia comparativa para estabelecimento dos limites, são excluídas da análise as distribuidoras cujos valores de média do FER sejam considerados extremos (**outliers**).

291.6. São considerados extremos, para cada grupo de distribuidoras, os valores médios de FER que

superem os limites inferiores ou superiores obtidos pela aplicação das equações a seguir:

$$Limite\ Superior = Q3 + 1{,}5 \times (Q3 - Q1)$$

Equação 60 – Cálculo do limite superior – FER

$$Limite\ Inferior = Q1 - 1{,}5 \times (Q3 - Q1)$$

Equação 61 – Cálculo limite inferior – FER

em que:

Q1 = Primeiro Quartil (percentil 25%); e

Q3 = Terceiro Quartil (percentil 75%).

291.7. A metodologia de estabelecimento dos limites anuais de FER compreende os seguintes estágios:

a) fixação das referências mínimas e máximas por grupo;

b) fixação das referências por distribuidora; e

c) estabelecimento dos limites.

292. Fixação das referências mínimas e máximas do indicador FER por grupo

292.1. Na fixação das referências, por grupo, são desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.

292.2. A fixação de referências é feita observando o agrupamento de distribuidoras definido no item 291.4.

292.3. O estabelecimento dos valores de referência máximos do Grupo deve ser feito até o quinto ano civil subsequente ao da revisão do limite.

292.4. Os valores de referência máximos, para cada um dos Grupos, correspondem aos percentis definidos na Tabela 13, calculados a partir da média do histórico de FER do grupo, conforme definido no item 291.2.

Tabela 13 – Percentis de referência 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%

292.5. Os valores de referência mínimos para cada um dos Grupos correspondem ao percentil 25 dos valores observados para a média do histórico de FER do Grupo.

293. Fixação das referências do indicador FER por distribuidora

293.1. Na fixação das referências do indicador FER são desconsideradas as distribuidoras que possuem valores considerados extremos.

293.2. O estabelecimento dos valores de referência por distribuidora deve ser feito até o quinto ano civil

subsequente ao da revisão do limite.

293.3. Os valores de referência individuais por distribuidora são definidos a partir da média do histórico da distribuidora, de acordo com os seguintes critérios, reproduzidos na Tabela 14.

a) para o 1º ano subsequente à revisão, o valor da referência individual corresponde a 120% sobre o maior valor histórico da distribuidora;

b) para o 5º ano subsequente à revisão e demais anos posteriores, o valor da referência individual corresponde a 120% sobre o menor valor histórico da distribuidora; e

c) para o 2º, 3º e 4º anos subsequentes à revisão, o valor da referência individual corresponde ao valor do ano anterior reduzido do montante de 25% sobre a diferença entre as referências do 1º e 5º anos.

Tabela 14 – 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

294. Metodologia de estabelecimento dos limites do indicador FER

294.1. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora são definidos considerando o menor valor entre as referências por grupo e as referências individuais por distribuidora, fixados respectivamente na Tabela 13 e na Tabela 14.

294.2. A distribuidora com valores históricos de FER considerados extremos deve ter seus limites estabelecidos de acordo com os valores de referência por grupo, de acordo com a Tabela 13.

294.3. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não podem superar o valor do limite já estabelecido para o ano da revisão.

294.4. Para cada ano civil subsequente ao ano da revisão, os limites de cada distribuidora não podem ser inferiores ao valor de referência mínimo do seu grupo.

Indicadores de atendimento telefônico

295. A qualidade do atendimento telefônico da distribuidora que implantar a central de teleatendimento – CTA é mensurada pelos seguintes indicadores, calculados com periodicidade diária, mensal e anual:

a) Indicador de Nível de Serviço – INS: razão entre o total de chamadas atendidas em tempo menor ou igual a 30 segundos, e a diferença entre o total de chamadas recebidas e o total de chamadas abandonadas em tempo menor ou igual a 30 segundos, em termos percentuais:

$$INS = \frac{\sum CA \leq 30s}{\sum CR - \sum CAb \leq 30s} x100$$

Equação 62 – Cálculo do INS

b) Indicador de Abandono – IAb: razão entre o total de chamadas abandonadas em tempo maior que 30 segundos e a diferença entre o total de chamadas recebidas e o total de chamadas abandonadas em

tempo menor ou igual a 30 segundos, em termos percentuais:

$$IAb = \frac{\sum CAb > 30s}{\sum CR - \sum CAb \leq 30s} x100$$

Equação 63 – Cálculo do IAb

c) Indicador de Chamadas Ocupadas – ICO: razão entre o total de chamadas ocupadas e o total de chamadas oferecidas, em termos percentuais:

$$ICO = \frac{\sum CO}{\sum COf} x100$$

Equação 64 – Cálculo do ICO

em que:

CA = chamada atendida;

CA ≤ 30s = chamada atendida em tempo menor ou igual a 30 segundos;

CAb ≤30s = chamada abandonada em tempo menor ou igual a 30 segundos;

CAb >30s = chamada abandonada em tempo maior que 30 segundos;

CO = chamada ocupada;

COf = chamada oferecida; e

CR = chamada recebida.

296. O indicador diário é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos entre 00h e 23h59min59s do dia em análise.

297. O indicador mensal é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos do mês em análise.

298. O indicador anual é determinado pela utilização dos registros observados nos períodos típicos do ano em análise.

299. Caracteriza-se como período típico o intervalo de 30 minutos que apresentar volume de chamadas recebidas menor que os limites estabelecidos para os períodos de cada dia da semana, utilizando-se os dados dos períodos e dias da semana correspondentes do ano anterior e calculados de acordo com a seguinte equação:

$$Limite_{tipicidade} = Q_3 + 1{,}5 \times (Q_3 - Q_1)$$

Equação 65 – Cálculo do limite tipicidade dos dias da semana

em que:

Limite = valor limite de chamadas recebidas no período para fins de sua classificação como típico;

Q1 = Primeiro Quartil (Percentil 25); e

Q3 = Terceiro Quartil (Percentil 75).

300. A distribuidora com mais de 60.000 unidades consumidoras deve observar os seguintes limites para os indicadores mensais de qualidade do atendimento telefônico:

a) Indicador de Nível de Serviço – INS deve ser maior ou igual a 85%;

b) Indicador de Abandono – IAb deve ser menor ou igual a 4%; e

c) Indicador de Chamadas Ocupadas – ICO deve ser menor ou igual a 2%.

301. A violação dos limites mensais de qualidade do atendimento telefônico estabelecidos sujeita a distribuidora às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho 2019, enquanto os indicadores anuais e diários destinam-se ao monitoramento da qualidade do atendimento telefônico.

302. A distribuidora que implantar a central de teleatendimento - CTA deve encaminhar mensalmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, o relatório contendo informações sobre as chamadas e funcionamento do atendimento telefônico, conforme instruções da ANEEL.

303. A distribuidora que implantar a central de teleatendimento - CTA deve certificar o processo de coleta e geração dos dados para apuração dos indicadores de qualidade do atendimento telefônico de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (**International Organization for Standardization**) ISO 9000.

Seção 8.4
Segurança do trabalho e instalações

Diretrizes gerais

304. A distribuidora deve, observando as disposições sobre a prestação do serviço adequado, dispor de estrutura adequada para acompanhamento e mecanismos de atuação visando a melhoria contínua da segurança do trabalho e das suas instalações.

305. A disposição do item 304 deve ser observada também na relação entre a distribuidora e as empresas terceirizadas, tanto para fins de acompanhamento quanto de atuação.

306. Para o alcance da diretriz de melhoria, a distribuidora deve utilizar-se de técnicas e metodologias adequadas buscando as melhores práticas e mais completas informações sobre os acidentes do trabalho e acidentes com terceiros, não se limitando s disposições desta seção 8.4.

307. A distribuidora deve enviar à ANEEL as informações e indicadores de segurança do trabalho e das suas instalações, conforme definido no Módulo 6 do PRODIST.

Diretrizes para apuração dos dados

308. Todas as informações sobre os acidentes do trabalho e acidentes com terceiros devem ser apuradas por meio de procedimentos auditáveis, e mantidas, em meio digital, pelo prazo de 10 anos, com registros padronizados.

309. Os dados dos acidentes do trabalho e de acidentes com terceiros relacionados ao sistema de distribuição, devem ser coerentes com os das demais instituições oficiais com competência legal e/ou administrativa naquela área.

310. As informações coletadas pela distribuidora sobre os acidentes com terceiros devem registrar outras informações pertinentes ao acidente, tais como:

a) informações estatísticas dos acidentados;

b) impactos ou custos de substituição de materiais e equipamentos;

c) impactos ou custos de interrupção do serviço; e

d) outras informações relacionadas.

311. Na apuração e apresentação das informações requeridas deve-se observar as definições estabelecidas na Norma NBR 14280/99 – Cadastro de acidentes do trabalho, procedimento e classificação.

Informações e indicadores de segurança do trabalho e segurança de terceiros

312. A distribuidora deve realizar o acompanhamento da segurança do trabalho e da segurança de terceiros por meio da apuração de quantitativos e indicadores.

313. Para o acompanhamento da segurança do trabalho são apurados os seguintes quantitativos:

a) número de acidentes do trabalho de empregados próprios, o qual computa as ocorrências afetas ao exercício do trabalho, verificadas no mês de referência, com trabalhadores vinculados ao quadro funcional da distribuidora;

b) número de empregados próprios acidentados com lesão e com afastamento, o qual computa os empregados próprios com lesão pessoal que impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente ou de que resulte incapacidade permanente;

c) número de empregados próprios acidentados com lesão e sem afastamento, o qual computa os empregados próprios com lesão pessoal que não impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente, desde que não haja incapacidade permanente;

d) número de acidentes do trabalho de terceirizados, o qual computa as ocorrências afetas ao exercício do trabalho, verificadas no mês de referência, com trabalhadores prestadores de serviços à empresa distribuidora e que não pertencem a seu quadro funcional;

e) número de terceirizados com lesão e com afastamento, o qual computa os terceirizados com lesão pessoal que impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente ou de que resulte incapacidade permanente;

f) número de terceirizados com lesão e sem afastamento, o qual computa os terceirizados com lesão pessoal que não impede o acidentado de voltar ao trabalho no dia imediato ao do acidente, desde que não haja incapacidade permanente;

g) número de mortes de empregados próprios, o qual compreende o número de mortes decorrentes de acidentes do trabalho, no mês de referência, com trabalhadores vinculados ao quadro funcional da distribuidora; e

h) número de mortes de terceirizados, o qual compreende o número de mortes decorrentes de acidentes com trabalhadores prestadores de serviços à empresa distribuidora e que não pertencem a seu quadro funcional.

314. Para o acompanhamento da segurança do trabalho são apurados os seguintes indicadores:

a) taxa de gravidade, a qual indica o tempo computado por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, calculada em função dos dias perdidos por todos os acidentados vítimas

de incapacidade temporária total, mais os dias debitados relativos aos casos de morte ou incapacidade permanente, sendo expressa em números inteiros, em relação a um milhão de horas-homem de exposição ao risco e calculada de acordo com a seguinte equação;

$$\frac{tempo\ computado \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 66 – Taxa de gravidade

em que:

tempo computado: tempo contado em dias perdidos, pelos acidentados, com incapacidade temporária total, mais os dias debitados pelos acidentados vítimas de morte ou de incapacidade permanente, total ou parcial;

dias perdidos: dias corridos de afastamento do trabalho em virtude de lesão pessoal, excetuados o dia do acidente e dia da volta ao trabalho;

dias debitados: dias que se debitam, por incapacidade permanente ou morte, para o cálculo do tempo computado;

HHER: horas-homem de exposição ao risco de acidente, o qual representa o total de horas durante as quais os empregados ficam à disposição do empregador, em determinado período.

b) taxa de frequência de acidentes do trabalho, a qual indica o número de acidentes por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser expressa com aproximação de centésimos e calculada conforme a equação seguinte;

$$\frac{número\ de\ acidentes \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 67 – Taxa de frequência de acidentes do trabalho

em que:

número de acidentes: somatório de todos os acidentes ocorridos no mês de referência, com lesão e sem lesão, com e sem afastamento.

c) taxa de frequência de acidentados com lesão e sem afastamento, a qual indica o número de acidentados com lesão sem afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser calculada de acordo à equação seguinte, considerando somente os acidentes com lesão em que não foram registrados afastamentos decorrentes desse acidente; e

$$\frac{número\ de\ acidentados\ com\ lesão\ sem\ afastamento \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 68 – Taxa de frequência de acidentados com lesão sem afastamento

d) taxa de frequência de acidentados com lesão e com afastamento, a qual indica o número de acidentados com lesão com afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco, em determinado período, devendo ser calculado de acordo com a equação seguinte, considerando somente os acidentes com lesão em que foram registrados afastamentos decorrentes desse acidente.

$$\frac{número\ de\ acidentados\ com\ lesão\ com\ afastamento \times 1.000.000}{HHER}$$

Equação 69 – Taxa de frequência de acidentados com lesão com afastamento

315. Para o acompanhamento da segurança de terceiros são apurados os seguintes quantitativos:

a) número de acidentes com terceiros, o qual computa o total de ocorrências envolvendo as instalações da distribuidora, verificados no mês de referência e contabilizadas de acordo com a classificação da causa do acidente, em que a vítima não é seu empregado próprio ou terceirizado;

b) número de mortes de terceiros, o qual computa o total de mortes decorrentes de acidentes envolvendo as instalações da distribuidora, verificados no mês de referência e contabilizadas de acordo com a classificação da causa do acidente, em que a vítima não é seu empregado próprio ou terceirizado; e

c) abalroamento de poste e/ou demais instalações, que consiste no choque de veículo de terceiros contra propriedades, instalações e equipamentos pertencentes à distribuidora.

316. Os acidentes e mortes com terceiros devem ser estratificados conforme as seguintes categorias:

a) construção e manutenção predial;

b) abalroamento de poste e/ou demais instalações;

c) ligações clandestinas;

d) furto de cabos e/ou outros equipamentos;

e) cabo energizado no solo ou falha de equipamentos;

f) pipa;

g) choque elétrico por contato;

h) poda de árvore;

i) antena de TV;

j) serviços de TV a cabo e telefonia;

k) operação de guindaste; e

l) outros.

Detalhamento das apurações

317. Na apuração das taxas de frequência e de gravidade, deve-se discriminar os tipos de acidente (típico e doença) e de funcionário (próprio ou terceirizado).

318. O número de acidentes com funcionários deve incluir no somatório:

a) número de mortes;

b) número de acidentados com lesão com afastamento; e

c) número de acidentados com lesão sem afastamento.

319. Na apuração dos quantitativos relacionados à segurança de terceiros devem ser computados quaisquer tipos de abalroamentos, independentemente de ter havido choque elétrico.

ANEXO 8.A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES DE REGIME PERMANENTE
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)**
Adequada	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR
Precária	0,93TR ≤ TL < 0,95TR ou 1,05TR < TL ≤ 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	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)**
Adequada	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR
Precária	0,90TR ≤ TL < 0,95TR ou 1,05TR < TL ≤ 1,07TR
Crítica	TL < 0,90TR ou TL > 1,07TR

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)**
Adequada	0,93TR ≤ TL ≤ 1,05TR
Precária	0,90TR ≤ TL < 0,93TR
Crítica	TL < 0,90TR ou TL > 1,05TR

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (220/127)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(202 ≤ TL ≤ 231)/(117 ≤ TL ≤ 133)
Precária	(191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233)/ (110 ≤ TL < 117 ou 133 < TL ≤ 135)
Crítica	(TL < 191 ou TL > 233)/(TL < 110 ou TL > 135)

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (380/220)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(350 ≤ TL ≤ 399)/(202 ≤ TL ≤ 231)
Precária	(331 ≤ TL < 350 ou 399 < TL ≤ 403)/ (191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233)
Crítica	(TL < 331 ou TL > 403)/(TL < 191 ou TL > 233)

Tabela 6 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (254/127)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(234 ≤ TL ≤ 267)/(117 ≤ TL ≤ 133)
Precária	(221 ≤ TL < 234 ou 267 < TL ≤ 269)/ (110 ≤ TL < 117 ou 133 < TL ≤ 135)
Crítica	(TL < 221 ou TL > 269)/(TL < 110 ou TL > 135)

Tabela 7 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (440/220)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(405 ≤ TL ≤ 462)/(202 ≤ TL ≤ 231)
Precária	(383 ≤ TL < 405 ou 462 < TL ≤ 466)/ (191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233)
Crítica	(TL < 383 ou TL > 466)/(TL < 191 ou TL > 233)

Tabela 8 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (208/120)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(191 ≤ TL ≤ 218)/(110 ≤ TL ≤ 126)
Precária	(181 ≤ TL < 191 ou 218 < TL ≤ 220)/ (104 ≤ TL < 110 ou 126 < TL ≤ 127)
Crítica	(TL < 181 ou TL > 220)/(TL < 104 ou TL > 127)

Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (230/115)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(212 ≤ TL ≤ 242)/(106 ≤ TL ≤ 121)
Precária	(200 ≤ TL < 212) ou (242 < TL ≤ 244)/ (100 ≤ TL < 106 ou 121 < TL ≤ 122)
Crítica	(TL < 200 ou TL > 244)/(TL < 100 ou TL > 122)

Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (240/120)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(221 ≤ TL ≤ 252)/(110 ≤ TL ≤ 126)
Precária	(209 ≤ TL < 221 ou 252 < TL ≤ 254)/ (104 ≤ TL < 110 ou 126 < TL ≤ 127)
Crítica	(TL < 209 ou TL > 254)/(TL < 104 ou TL > 127)

Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (220/110)

Tensão de Atendimento	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(202 ≤ TL ≤ 231)/(101 ≤ TL ≤ 116)
Precária	(191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233)/ (96 ≤ TL < 101 ou 116 < TL ≤ 117)
Crítica	(TL < 191 ou TL > 233)/(TL < 96 ou TL > 117)

ANEXO 8.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
LIMITES DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Limites para unidade consumidora ou central geradora com tensão contratada ≥ 69 kV

Localização	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)
Urbana	3	2	2
Não Urbana	5	2	4

Tabela 2 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada ≥ 2,3 kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	3	3	3	8
> 5 e ≤ 10	5	4	5	8
> 10 e ≤ 15	7	5	6	8
> 15 e ≤ 20	9	6	7	8
> 20 e ≤ 25	10	6	8	8
> 25	12	7	8	8

Tabela 3 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada ≥ 2,3 kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	8	4	6	21
> 5 e ≤ 10	13	5	10	21
> 10 e ≤ 15	19	7	14	21
> 15 e ≤ 20	24	8	18	21
> 20 e ≤ 25	28	9	20	21
> 25 e ≤ 40	33	10	24	24
> 40	37	11	24	24

Tabela 4 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	4	3	3	13
> 5 e ≤ 10	7	4	5	13
> 10 e ≤ 15	10	5	7	13
> 15 e ≤ 20	12	6	9	13
> 20 e ≤ 25	14	7	10	13
> 25 e ≤ 40	15	7	12	13
> 40 e ≤ 50	18	8	12	13
> 50	21	9	12	13

Tabela 5 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal	DICRI por evento

(DEC ou FEC)			(horas)	(horas)
≤ 5	10	4	8	26
> 5 e ≤ 10	16	6	12	26
> 10 e ≤ 15	20	7	15	26
> 15 e ≤ 20	24	8	18	26
> 20 e ≤ 25	28	9	20	26
> 25 e ≤ 40	33	10	24	26
> 40	40	12	24	26

ANEXO 8.C DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
FATOS GERADORES DE INTERRUPÇÕES DO FORNECIMENTO
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Lista de fatos geradores para classificação de interrupções do fornecimento de energia elétrica

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
			Abalroamento
			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
			Desligamento por segurança
			Falha de material ou equipamento
			Atuação de Sistema Especial de Proteção – SEP
			Não identificada
		Alívio de carga	-
		Não classificada	-
Externa	Programada	-	-

Doc. 4 – Resolução ANEEL nº 7.978/2019 – DEC e FEC

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 7.978, DE 2 DE JULHO DE 2019

Autoriza a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras e estabelece os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – Eletropaulo, para o período de 2020 a 2023.

Texto Original

Voto

O DIRETOR-GERAL SUBSTITUTO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, conforme a Portaria nº 5.273, de 21 de agosto de 2018, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, incisos XIV e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 20 da Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009, e o que consta do Processo nº 48500.001334/2019-12, resolve:

Art. 1º Autorizar, na forma do Anexo I, a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras da área de concessão da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – Eletropaulo.

Art. 2º Estabelecer, na forma do Anexo II, os limites relativos à continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – Eletropaulo.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor em 1º de janeiro de 2020.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO I

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – Eletropaulo

Revisão da Configuração dos Conjuntos de Unidades Consumidoras

Código do(s) Conjunto(s) Antecessor(es)	Conjunto(s) Antecessor(es)	Novos Conjuntos
12848 12953 12980	BARUERI PARNAÍBA TAMBORÉ	BARUERI PARNAÍBA TAMBORÉ ALPHAVILLE
12921 12965	ITAPEVI REPRESINHA	ITAPEVI RAPOSO TAVARES ROSELÂNDIA
12988	VARGEM GRANDE	VARGEM GRANDE CAUCAIA
15820	VARGINHA	VARGINHA PARQUE DOS LAGOS
12985 12994 12910	TUCURUVI VILA MEDEIROS GOPOUVA	TUCURUVI VILA MEDEIROS JAÇANÃ
12828 12974	ALVARENGA SÃO BERNARDO DO CAMPO	ALVARENGA SÃO BERNARDO DO CAMPO BATISTINI
12876 12899 12924 12942	CARAPICUIBA COTIA JANDIRA MONTE BELO	CARAPICUIBA COTIA JANDIRA MONTE BELO GRANJA VIANA
15840 12914 12925 15825 12961 12970	CLEMENTINO GUMERCINDO JARDIM DA GLÓRIA MONUMENTO PLANALTO PAULISTA SACOMÃ	CLEMENTINO GUMERCINDO JARDIM DA GLÓRIA MONUMENTO PLANALTO PAULISTA SACOMÃ VILA MARIANA
12858	BRIGADEIRO	BRIGADEIRO AUGUSTA
12935	MAUÁ	MAUÁ SERTÃOZINHO
12870 12939 12955	CANINDÉ MIGUEL REALE_RETICULADO PAULA SOUZA	CANINDÉ MIGUEL REALE_RETICULADO
12864 12938	CAMBUCI MIGUEL REALE	CAMBUCI

ANEXO II

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – Eletropaulo

Limites Anuais de DEC e FEC

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)			
		2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
12821	ÁGUA BRANCA	6	6	5	5	4	4	4	4
12823	ALEX. DE GUSMÃO	5	5	5	5	4	4	4	4
	ALPHAVILLE	7	7	6	6	5	5	5	5
12826	ALTO DA BOA VISTA	6	6	6	6	5	5	4	4
	ALVARENGA	8	8	8	8	6	6	5	5
12830	AMERICANÓPOLIS	8	8	8	8	5	5	5	5
12833	ANASTACIO	7	7	6	6	5	5	4	4
12835	ANCHIETA	5	5	5	5	4	4	4	4
12837	ANHEMBI	5	5	5	5	4	4	4	4
	AUGUSTA	3	3	3	3	2	2	2	2
12838	AUTONOMISTAS	7	7	7	7	4	4	4	4
12839	BANDEIRANTES	5	5	5	5	4	4	3	3
12841	BANDEIRANTES_RETICULADO	3	3	3	3	2	2	2	2
12843	BARRA FUNDA	5	5	5	5	4	4	4	4
12845	BARTIRA	8	8	8	8	5	5	5	5
	BARUERI	8	8	7	7	6	5	5	5
	BATISTINI	8	8	8	8	6	6	5	5
15842	BAVIERA	10	10	9	9	7	7	6	6
12853	BELA ALIANÇA	6	6	6	6	4	4	4	4
12855	BRÁS	4	4	4	4	3	3	3	3
12857	BRASILÂNDIA	8	8	8	8	6	6	6	6
	BRIGADEIRO	3	3	3	3	2	2	2	2
15841	BUENOS AIRES	6	6	6	6	4	4	4	4
12862	BUTANTÃ	5	5	5	5	4	4	3	3
	CAMBUCI	6	6	6	6	4	4	4	4
12866	CAMPESTRE	5	5	5	5	4	4	4	4
12868	CANAÃ	7	7	6	6	4	4	4	4
	CANINDÉ	6	6	6	6	4	4	4	4
12872	CAPELA	7	6	6	6	5	5	4	4
12874	CAPUAVA	6	6	6	6	5	5	5	5
	CARAPICUIBA	9	9	8	8	6	6	5	5
12877	CARRÃO	6	6	5	5	4	4	4	4
12880	CASA VERDE	6	6	6	6	4	4	4	4
12882	CASTELO	8	8	8	8	6	6	6	6

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)			
		2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
12883	CATUMBI	5	5	5	5	4	4	4	4
	CAUCAIA	11	10	10	9	9	8	8	7
12885	CENTRO	3	3	3	3	2	2	2	2
12887	CLÁUDIA	5	5	5	5	4	4	4	4
	CLEMENTINO	6	6	5	5	4	4	4	4
12892	COIMBRA	9	9	9	9	7	7	7	7
15839	COMANDANTE TAYLOR	7	6	6	6	5	5	5	5
12895	CONGONHAS	6	6	6	6	4	4	4	4
15838	CONTINENTAL	7	7	7	7	5	5	5	5
	COTIA	10	10	9	9	7	6	6	6
12900	CUPECÊ	8	8	8	8	6	6	6	6
12902	DIADEMA	7	7	6	6	4	4	4	4
15837	EMBU	9	9	8	8	6	6	6	6
12907	EMBU GUAÇU	13	12	12	11	9	8	8	8
15817	ERMELINO MATARAZZO	7	7	7	7	5	5	5	5
15816	ESPLANADA	11	10	10	9	8	7	7	6
15836	GATO PRETO	9	9	8	8	6	6	6	6
15815	GERMÂNIA	8	8	8	8	6	6	6	6
12909	GOMES CARDIM	5	5	5	5	4	4	4	4
12911	GRANJA JULIETA	4	4	4	4	4	4	4	4
	GRANJA VIANA	9	9	9	9	7	6	6	6
12912	GUAIANAZES	9	9	8	8	6	6	6	6
12913	GUARAPIRANGA	7	7	7	7	5	5	5	5
	GUMERCINDO	6	6	6	6	5	5	4	4
12915	HIPÓDROMO	4	4	4	4	3	3	3	3
12916	IBIRAPUERA	6	6	5	5	4	4	4	4
15835	ITAIM	5	5	5	5	4	4	3	3
15834	ITAPECERICA DA SERRA	12	11	11	10	9	8	8	8
	ITAPEVI	11	10	10	10	8	7	7	7
12922	ITAQUERA	8	8	8	8	5	5	5	5
15833	ITAQUERUNA	8	8	8	8	5	5	5	5
	JAÇANÃ	8	8	8	8	5	5	5	5
15814	JAGUARÉ	7	7	6	6	5	5	4	4
	JANDIRA	8	8	8	8	6	6	5	5
	JD. DA GLÓRIA	6	6	6	6	5	5	4	4
12926	JOÃO CLÍMACO	6	6	6	6	5	5	4	4
12927	JORDANÉSIA	9	9	8	8	7	7	6	6
12928	JUQUITIBA	18	17	16	15	11	10	10	9
15813	JUSCELINO KUBITSCHEK	6	6	6	6	4	4	4	4
12929	LAPA	6	6	5	5	4	4	4	4

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)			
		2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
12930	LEOPOLDINA	7	6	6	6	5	5	4	4
15832	LIMÃO	7	7	6	6	4	4	4	4
15831	LUBECA	8	8	8	8	5	5	5	5
15830	MANDAQUI	6	6	6	6	4	4	4	4
12934	MATEUS	8	8	8	8	5	5	5	5
	MAUÁ	7	7	7	7	5	5	5	5
12936	MENINOS	4	4	4	4	3	3	3	3
15829	MIGUEL PAULISTA	8	8	8	8	5	5	5	5
	MIGUEL REALE_RETICULADO	3	3	3	3	2	2	2	2
15828	MONÇÕES	5	5	5	5	4	4	4	4
15827	MONTE AZUL	10	9	9	9	7	7	6	6
	MONTE BELO	8	8	8	8	6	6	6	6
15826	MONTE SANTO	7	7	7	7	5	5	5	5
	MONUMENTO	6	6	5	5	4	4	4	4
12945	MOOCA	4	4	4	4	3	3	3	3
12946	MORUMBI	6	6	5	5	4	4	4	4
12947	NAÇÕES	8	8	8	8	5	5	5	5
12948	NOVO MUNDO	6	6	6	6	5	5	5	5
15824	ORATÓRIO	6	6	6	6	5	5	4	4
12950	OSASCO	7	7	7	7	5	5	5	5
12951	PAINEIRAS	7	7	6	6	5	5	4	4
12952	PARELHEIROS	14	13	13	13	10	9	9	8
	PARNAÍBA	10	10	9	9	8	7	7	7
	PARQUE DOS LAGOS	10	10	10	10	7	7	7	7
12954	PARQUE SÃO DOMINGOS	8	8	8	8	5	5	5	5
12956	PENHA NOVA	5	5	5	5	4	4	4	4
12957	PERI	8	8	8	8	6	6	6	6
12958	PINHEIROS	6	6	6	6	5	5	4	4
12959	PIRAPORINHA	6	6	6	6	4	4	4	4
12960	PIRITUBA	7	7	7	7	4	4	4	4
	PLANALTO PAULISTA	6	6	6	6	4	4	4	4
	RAPOSO TAVARES	11	11	10	10	8	7	7	7
12964	REMÉDIOS	8	8	8	8	5	5	5	5
12966	RIBEIRÃO PIRES	10	10	10	10	7	7	7	7
12967	RIO BONITO	8	8	8	8	6	6	6	6
12968	RIO GRANDE	11	11	10	10	8	8	7	7
	ROSELÂNDIA	11	11	10	10	8	7	7	7
12969	SABARÁ	7	7	6	6	5	5	4	4
	SACOMÃ	6	6	6	6	4	4	4	4
12971	SANTA MARIA	7	7	7	7	5	5	5	5

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)				FEC (interrupções)			
		2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
15823	SANTO AMARO	6	6	6	6	4	4	4	4
12973	SANTO ANDRÉ	6	6	6	6	4	4	4	4
	SÃO BERNARDO DO CAMPO	7	7	7	7	4	4	4	4
12975	SAÚDE	6	6	6	6	4	4	4	4
	SERTÃOZINHO	7	7	7	7	5	5	5	5
12976	SILVESTRE	6	6	6	6	4	4	4	4
12977	SUMARÉ	4	4	4	4	3	3	3	3
15822	TABOÃO DA SERRA	8	8	7	7	5	5	4	4
15821	TAIPAS	10	10	9	9	7	7	6	6
	TAMBORÉ	6	6	5	5	4	4	4	4
12981	TAMOIO	7	7	7	7	5	5	5	5
12982	TENENTE MARQUES	8	8	8	8	6	6	5	5
12983	TIRADENTES	8	8	8	8	5	5	5	5
	TUCURUVI	8	8	8	8	6	6	6	6
12986	TUIUTI	5	5	5	5	4	4	4	4
12987	UTINGA	7	7	7	7	5	5	5	5
	VARGEM GRANDE	11	10	10	9	9	8	8	7
	VARGINHA	10	10	10	10	7	7	7	7
15819	VILA ALMEIDA	7	6	6	6	5	5	4	4
12991	VILA EMA	6	6	6	6	4	4	4	4
15818	VILA FORMOSA	6	6	6	6	4	4	4	4
12993	VILA GUILHERME	4	4	4	4	3	3	3	3
	VILA MARIANA	6	6	6	6	4	4	4	4
	VILA MEDEIROS	7	7	7	7	4	4	4	4
12995	VILA PAULA	5	5	5	5	4	4	4	4
12996	VILA PAULICÉIA	7	7	7	7	5	5	5	5
12997	VILA PROSPERIDADE	7	7	7	7	4	4	4	4
12999	VILA TALARICO	7	7	7	7	5	5	5	5
13000	VITÓRIA	6	6	6	6	5	5	5	5

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS
Fundada em 25/Fev./1964 - Carta Sindical de 29/Dez./1965
SDS - Ed. Eldorado - Sala 106/109 - Brasília - DF
Tel/Fax: (61)3225.2288 - CEP 70392-901
Home page: www.fne.org.br E-mail: fneng@fne.org.br

FEDERAÇÃO NACIONAL DOS ENGENHEIROS

Doc. 5 – Tabela 4 e Tabela 5 – Revisão 12 – revogada

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

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

Doc. 6 – Tabela 4 e Tabela 5 – Revisão 13 – vigente

ANEXO 8.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
LIMITES DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST
MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 1 – Limites para unidade consumidora ou central geradora com tensão contratada ≥ 69 kV

Localização	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)
Urbana	3	2	2
Não Urbana	5	2	4

Tabela 2 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada ≥ 2,3 kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	3	3	3	8
> 5 e ≤ 10	5	4	5	8
> 10 e ≤ 15	7	5	6	8
> 15 e ≤ 20	9	6	7	8
> 20 e ≤ 25	10	6	8	8
> 25	12	7	8	8

Tabela 3 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada ≥ 2,3 kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	8	4	6	21
> 5 e ≤ 10	13	5	10	21
> 10 e ≤ 15	19	7	14	21
> 15 e ≤ 20	24	8	18	21
> 20 e ≤ 25	28	9	20	21
> 25 e ≤ 40	33	10	24	24
> 40	37	11	24	24

Tabela 4 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	4	3	3	13
> 5 e ≤ 10	7	4	5	13
> 10 e ≤ 15	10	5	7	13
> 15 e ≤ 20	12	6	9	13
> 20 e ≤ 25	14	7	10	13
> 25 e ≤ 40	15	7	12	13
> 40 e ≤ 50	18	8	12	13
> 50	21	9	12	13

Tabela 5 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal	DICRI por evento

(DEC ou FEC)			(horas)	(horas)
≤ 5	10	4	8	26
> 5 e ≤ 10	16	6	12	26
> 10 e ≤ 15	20	7	15	26
> 15 e ≤ 20	24	8	18	26
> 20 e ≤ 25	28	9	20	26
> 25 e ≤ 40	33	10	24	26
> 40	40	12	24	26

Doc. 7 – Voto do Relator – Res. Normativa nº 925/2021

VOTO

PROCESSO: 48500.005911/2016-94.

INTERESSADO: Distribuidoras de energia elétrica.

RELATOR: Diretor Sandoval Feitosa.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 38/2019, que debateu a revisão da regulamentação de continuidade do fornecimento de energia elétrica.

I. R E L A T Ó R I O

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, cuja primeira versão foi publicada em 31 de dezembro de 2008, regulamenta a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2. Em 15 de junho de 2018, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD apresentou, por meio da Nota Técnica n° 69/2018-SRD/ANEEL, Relatório de Avaliação de Impacto Regulatório sobre proposta de revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas à instauração de Audiência Pública para receber subsídios dos agentes interessados e da sociedade.

3. Em 3 de setembro de 2018, o processo foi a mim redistribuído.

4. Na 36ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 2 de outubro de 2018, foi instaurada a Audiência Pública nº 46/2018 com vistas a colher subsídios e informações para o aprimoramento da proposta de revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento na distribuição de energia elétrica.

5. As contribuições recebidas durante a Audiência foram analisadas pela área técnica e apresentadas, juntamente com as minutas de textos para alteração da regulamentação, por meio da Nota Técnica n° 0046/2019-SRD/ANEEL, de 28 de junho de 2019.

6. A Diretoria Colegiada da ANEEL instaurou então a Consulta Pública nº 38/2019, dando prosseguimento à 2ª fase da AP nº 46/2018, e nesta oportunidade disponibilizou minutas de regulamento com algumas propostas de alterações das regras de continuidade.

7. Entre dezembro de 2020 e março de 2021, representantes do Grupo Enel, do Grupo CPFL, da Abradee e do Grupo Energisa solicitaram reuniões para tratar do assunto e foram atendidos por esta Relatoria.

8. Em 28 de outubro de 2020, a SRD emitiu a Nota Técnica nº 0053/2020-SRD/ANEEL, por meio da qual analisa as contribuições recebidas na CP nº 38/2019 e propõe minuta de texto final da regulamentação para apreciação pela Diretoria Colegiada.

9. É o Relatório.

II. F U N D A M E N T A Ç Ã O

10. Trata-se de proposta de aprimoramentos da regulamentação relativa à continuidade do fornecimento de energia elétrica. As mudanças apresentadas abordam quatro grandes temas, quais sejam: a) Direcionamento no foco das compensações; b) a formulação das compensações; c) a metodologia da componente Q do Fator X; e d) a estrutura dos indicadores de continuidade.

11. A decisão que encaminho no presente voto é no sentido de **APROVAR** as novas regras de continuidade, conforme justificativas apresentadas a seguir.

12. Primeiramente, julgo importante relembrar que a ANEEL tem, ao longo dos seus mais de 20 anos de existência, tem criado e aperfeiçoado diversas normas com o objetivo de garantir ao consumidor de energia elétrica um serviço de qualidade, tanto do ponto de vista técnico quanto

comercial. Com relação à qualidade do serviço, a ANEEL estabeleceu e acompanha de perto diversos indicadores, além de criar mecanismos de incentivos econômicos para melhoria da continuidade, como a Componente Q do Fator X e a restrição da distribuição de dividendos quando não atingidos indicadores de qualidade e de eficiência econômico-financeira, uma inovação brasileira que incentiva os investidores a demandarem compromisso constante das empresas de distribuição com a qualidade.

13. A Agência tem trabalhado ainda fortemente com a qualidade do produto, estabelecendo métricas para que as distribuidoras garantam um fornecimento com níveis adequados de tensão, fator de potência elevado, baixos valores de distorções harmônicas, redução de *flickers* e de desequilíbrios etc.

14. Ainda sob o prisma do consumidor, a ANEEL estabeleceu regras específicas para ressarcimento de danos, definiu prazos para os serviços comerciais (ligação nova, análise de projetos, religação, vistoria, conclusão de obras etc.) e obrigou as distribuidoras a compensar financeiramente seus consumidores caso os prazos não sejam cumpridos.

15. Além dessas ações, a Agência tem participado ativamente de diversas frentes multidisciplinares voltadas à defesa do consumidor, dentre as quais destaco: (i) a participação da ANEEL no Conselho Nacional de Defesa do Consumidor do Ministério da Justiça; (ii) a coordenação da Comissão de Apoio ao Processo Regulatório na Perspectiva do Consumidor; (iii) a consolidação e publicação da Agenda Regulatória; (iv) o fomento à participação dos Conselhos de Consumidores; (v) a coordenação de Grupo Temático de Ação para Melhoria do Ambiente de Negócios, na Presidência da República; e (vi) o relacionamento com os órgãos de Defesa do Consumidor.

16. Dentre todas essas ações da ANEEL com foco no consumidor, a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica tem papel de destaque, pois é vetor fundamental de crescimento, desenvolvimento social e econômico das sociedades modernas.

17. Entre 2015 e 2020, a quantidade média de horas que os consumidores ficaram sem energia caiu 38,6% e, em 2020, o serviço de energia elétrica ficou disponível, em média, por 99,87% do tempo. Mas precisamos melhorar ainda mais. Regiões do país com fragilidade no atendimento de energia elétrica e muitas interrupções no suprimento têm dificuldades na industrialização e na geração de empregos, sem falar nos prejuízos diretos à população atingida, que fica sujeita a perdas econômicas (de alimentos e

remédios que precisam de refrigeração constante, por exemplo), experimentam maiores dificuldades na educação formal e deparam-se com mais problemas de segurança (em razão da falta de iluminação e de equipamentos de vigilância).

18. Além disso, e aqui quero ressaltar, que o atendimento precário do serviço de distribuição de energia aos mais pobres, que pagam tarifas iguais às dos demais consumidores, acentua as desigualdades regionais em nosso país que já é desigual na distribuição de diversas outras riquezas e oportunidades. Não pode a eletricidade contribuir para piorar ainda mais esse cenário, pois trata-se de um bem essencial a sociedade.

19. É com o objetivo de reduzir essas desigualdades e incentivar as concessionárias a prestarem um serviço de qualidade, de forma isonômica, e que alcance todos os cidadãos brasileiros que este processo foi conduzido. O aprimoramento das regras de continuidade pretende reforçar a obrigação de cumprimento dos indicadores coletivos DEC e FEC em toda a área de concessão das distribuidoras e, ao mesmo tempo, incentivar o atendimento dos indicadores individuais daqueles consumidores com piores níveis de serviço.

20. Para tanto, as principais mudanças propostas foram agrupadas em quatro eixos de atuação: a) ajustes no foco das compensações para que os consumidores com piores níveis de serviço sejam devidamente compensados; b) simplificação na formulação das compensações com a exclusão de limites trimestrais e anuais; c) mudança na metodologia da componente Q do Fator X para incentivar as distribuidoras a zelarem pela qualidade geral dos consumidores; e d) atualização da estrutura dos indicadores de continuidade. A seguir, apresento os principais aspectos tratados em cada um desses quatro tópicos principais.

a) Foco das compensações

21. A proposta levada à discussão na CP nº 38/2019 apresentou mudanças dos limites de qualidade estabelecidos com o objetivo de buscar melhoria da qualidade para os consumidores que hoje experimentam os piores níveis de serviço. Optou-se pela definição dos limites com base no percentil (98) da distribuição de indicadores, evoluindo da regulação atual, que possui limites com o percentil (90).

22. Com isso, reduz-se a quantidade de consumidores compensados, mas aumenta-se o valor médio dessas compensações para aqueles consumidores com piores níveis de serviço. Na proposta apresentada, a quantidade média de consumidores que receberiam compensações seria reduzida de 11% para 2,6%. Entretanto, o valor médio pago aumentaria mais de 4 vezes: de R$ 5,02 para R$ 21,09.

23. Nas análises realizadas, foram utilizadas bases de dados referentes ao ano de 2016 para ajustar os montantes de compensações aos novos limites propostos. Como a base refere-se a um cenário anterior, diversos agentes questionaram sua utilização, solicitando que os cálculos fossem refeitos com base em dados mais recentes.

24. Sobre esse assunto, percebe-se que para se chegar a uma proposta de limites para os indicadores individuais de continuidade foi necessária a execução de diversas etapas: (i) solicitação de dados; (ii) recebimento das informações; (iii) definição de critérios de consistência dos dados; (iv) interação para correção de informações, (v) elaboração de dois documentos de Análise de Impacto Regulatório; e (vi) discussão com os interessados por meio de instauração de uma Audiência Pública e uma Consulta Pública.

25. Assim, se fôssemos atender aos pedidos de atualização da base, os resultados obtidos poderiam ser diferentes, o que faria com que os agentes solicitassem novamente a realização das etapas de consulta à sociedade. Assim, quando os novos resultados estivessem prontos e debatidos, também haveria defasagem entre a data base utilizada e a data de entrada em vigor das novas regras.

26. Dessa forma, entendo que a proposta de solicitação de uma nova base de dados sob o argumento de que há uma defasagem entre o período em que foi realizado o estudo e a entrada em vigor do regulamento não seria producente. Ademais, o distanciamento temporal entre o estudo e a aplicação é natural e fica maior a cada ano de manutenção do regulamento. Por exemplo, no ano de 2020 foram aplicados os limites dos indicadores de continuidade individuais que foram definidos dez anos antes.

27. Outro aspecto que também foi alvo de diversas contribuições foi o montante a ser utilizado para definição dos fatores de majoração *kei*[1]. As empresas entendem que o sinal econômico das

[1] coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 34 para Baixa Tensão, 40 para Média Tensão e 108 para Alta Tensão.

compensações tem gerado perdas de receita sem qualquer vinculação com a piora da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, e sugerem a aplicação de "índices" ou de "fatores de ajuste" para diminuir o montante total de compensação.

28. Sobre esse assunto, apesar de a base dos dados ser de 2016, uma eventual melhoria na continuidade do serviço prestado entre 2016 e 2021 é capturada pela proposta submetida à Consulta Pública, tendo em vista que, caso tenha de fato havido melhoria do serviço prestado para os consumidores com pior serviço, haverá uma redução no número de transgressões e, consequentemente, no montante compensado.

29. A escolha do montante total de compensações a ser utilizado nos cálculos é uma definição metodológica do Regulador. Neste aspecto específico da mudança proposta – que objetiva buscar melhoria da qualidade **para os consumidores que hoje experimentam os piores níveis de serviço** – os ajustes regulatórios foram feitos optando-se pela **realocação** desse montante total, de maneira a que as compensações sejam direcionadas aos consumidores que atualmente estão sujeitos aos piores níveis de qualidade. Caso os níveis de qualidade melhorem em relação a 2016, os montantes de compensação tenderão, naturalmente, a diminuir.

b) Formulação da Compensação

30. Sobre o tema da formulação da compensação, o texto levado à discussão com a sociedade propôs sua simplificação, eliminando os limites trimestrais e anuais, e estabelecendo apenas limites mensais. Além disso, a base de cálculo do valor a ser compensado foi alterada para que seja utilizado o $EUSD_B$[2] em detrimento do EUSD.

31. Com relação à exclusão dos limites trimestrais e anuais, ressalto que essa mudança não representa diminuição do montante a ser compensado, pois a proposta de ajuste do fator de majoração faz com que os valores a serem compensados sejam mantidos. Assim, o aprimoramento regulatório leva à simplificação da regra sem perda de incentivos à qualidade.

[2] Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD) relativo especificamente aos custos do serviço de **distribuição**, calculado com base na TUSD Fio B.

32. Acerca do uso do $EUSD_B$ em substituição ao EUSD, entendo que o primeiro reflete mais adequadamente os custos da prestação do serviço de distribuição. Assim, quando da má prestação do serviço nada mais razoável que a compensação tenha como balizador esse item, ou seja a receita referente ao encargo associado à Parcela B. A única exceção refere-se aos consumidores do subgrupo A1, que não remuneram os ativos de distribuição via componente tarifária, mas via encargo. Para esses consumidores, a compensação foi ajustada, conforme contribuições recebidas na Consulta Pública, para que tivesse como base o Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB), definido no Submódulo 6.3 do PRORET.

33. Ainda no âmbito da formulação das compensações, houve contribuições para que o EUSD Fio B fosse também utilizado na formulação das demais compensações passíveis de serem ressarcidas pelas distribuidoras de energia elétrica, tais como as compensações por transgressão dos indicadores de DRP e DRC e as compensações por transgressão dos prazos de atendimento aos serviços comerciais. Para atendimento a esses pleitos, seria necessário realizar estudos e discutir a proposta em nova consulta pública. Portanto, por se tratar de tema que foge do escopo da CP nº 038/2019, entendo que esse eventual aprimoramento deva ser considerado quando da revisão dos indicadores de qualidade do produto e de qualidade comercial.

34. Por fim, destaco que houve contribuições no sentido de reduzir o valor máximo das compensações (que era antes limitado a 10 vezes o EUSD e foi alterado para 18 vezes o $EUSD_B$). Sobre esse aspecto, ressalto que o aumento de 10 para 18 ocorreu em razão das alterações na fórmula de cálculo da compensação e de se utilizar, agora, como balizador o $EUSD_B$, que é consideravelmente menor que o EUSD. Dessa forma, o limite máximo será mantido em 18 vezes o $EUSD_B$.

c) Componente Q do Fator X

35. Tendo em vista que estamos propondo alterações no instrumento das compensações para direcioná-las aos consumidores com piores níveis de serviço, torna-se necessário incentivar, por meio de outros instrumentos, a melhoria da qualidade média. Dito de outro modo, enquanto as compensações atuam na extremidade da curva, a componente Q do Fator X atua na média (Figura 1).

Figura 1: Incentivos teóricos para melhoria da qualidade coletiva e individual com base nos aspectos conceituais na dimensão da duração das interrupções.

36. Para tanto, propus para discussão com a sociedade três grandes alterações na definição da Componente Q do Fator X: i) simplificação das curvas e retirada do FEC; ii) introdução de um multiplicador de reincidência; e iii) criação de um multiplicador de violação de conjuntos. A seguir, passo a relatar as contribuições recebidas e as análises referentes a esses três aspectos do cálculo da Componente Q do Fator X.

37. Grande parte das contribuições (tanto de conselhos de consumidores quanto de distribuidoras e associações) concordou com a exclusão do FEC na componente Q e com a simplificação das curvas. Relembro a este colegiado as deliberações de aprovação dos processos de Revisão Tarifária e de limites de qualidade em que, na grande maioria das vezes, o indicador FEC apurado tem ficado abaixo dos limites globais, ao contrário do que ocorre com o DEC, o que mostra que já existe incentivo regulatório suficiente para a melhoria da frequência das interrupções, uma vez que há uma grande correlação entre os investimentos em Capex com o indicador FEC.

38. Nesse sentido, percebe-se a necessidade de incentivos para diminuição no tempo de restabelecimento do serviço e, portanto, do DEC que como sabemos está intimamente relacionado aos custos operacionais das distribuidoras. Portanto, o Regulador precisa atuar de maneira precisa no Componente Q do Fator X de forma a permitir a melhoria do DEC (que se traduz mais em ações operacionais que o FEC). Há, claramente, uma pouca tolerância do consumidor brasileiro à falta de

energia, mas uma grande intransigência com a demora no seu restabelecimento; a norma atua exatamente nesse sentido.

39. Com relação às curvas propostas (Figura 2), algumas distribuidoras sugeriram a criação de uma "banda neutra" para as empresas que cumprem o limite a fim de que pequenas pioras nos indicadores não se reflitam em penalização no Fator X. Todavia, o fato de as curvas serem assimétricas já visa penalizar menos as empresas que cumprem os limites, numa eventual oscilação do desempenho. Ou seja, uma distribuidora que esteja cumprindo os limites, mas que tenha tido uma leve piora seguida por uma leve melhora dos indicadores no ano seguinte teria uma perda de receita (em razão da leve piora) menor do que o ganho no ano seguinte (por causa da leve melhora).

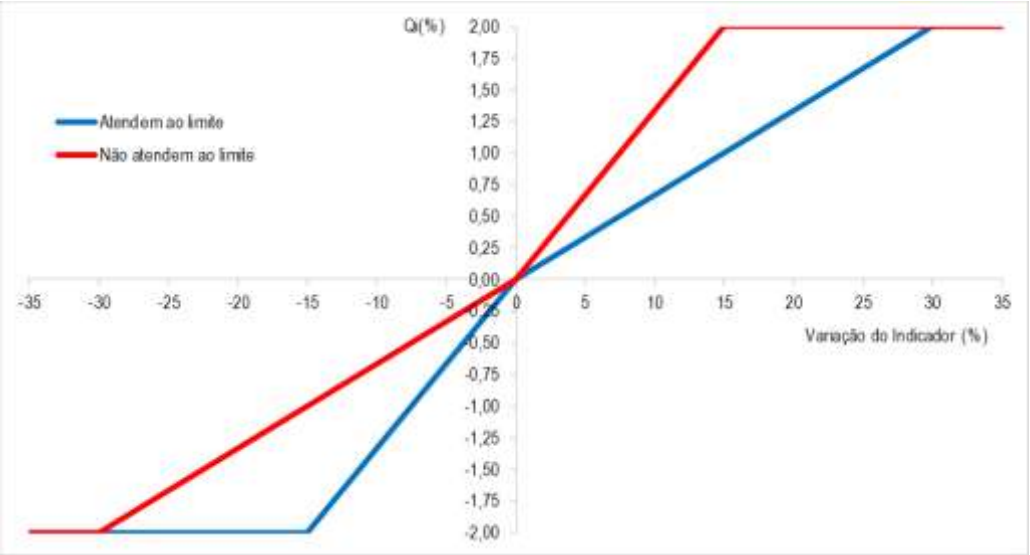


Figura 2: Curvas para a parcela técnica do Componente Q do Fator X.

40. Assim, entendo que a proposta levada à Consulta deve permanecer, pois simplifica o cálculo da Componente Q do Fator X e aumenta o incentivo para melhoria da qualidade média da concessão.

41. Todavia, reconheço que não há uma **única** maneira correta de definir essas curvas, desde que haja incentivo suficiente para que as empresas busquem a melhoria do serviço. Logo, a ANEEL deverá monitorar constantemente os resultados da curva ora apresentada e a Avaliação do Resultado Regulatório – ARR será fundamental para definir se o instrumento precisa de uma calibração futura maior ou menor nos valores de incentivo. Ressalto, portanto, que a ARR precisará ser realizada no futuro breve

e, por isso, proponho determinar que os procedimentos para efetivar essa Análise sejam iniciados tão logo haja dados relativos a dois anos de vigência das novas regras.

42. Outro aspecto que foi objeto de diversas contribuições foram os multiplicadores de **reincidência** e de **conjuntos**. Esses "fatores de ajuste" foram propostos com o intuito, respectivamente, de reduzir o benefício ou aumentar a penalidade de distribuidoras **reincidentes** no descumprimento do limite global (Tabela 1) e de reduzir o benefício ou ampliar o desconto para as empresas que descumprem os indicadores em um **percentual** elevado de seus conjuntos (Tabela 2).

Tabela 1 – Proposta de multiplicadores de reincidência[3]

Multiplicador de Reincidência		
	Para ΔDECi ≤ 0 (melhoria de qualidade)	**Para ΔDECi ≥ 0 (piora de qualidade)**
Ano 2	0,50	1,50
Ano 3	0,25	1,75
Ano 4	Possível Caducidade	Possível Caducidade

43. Diversas distribuidoras e associações solicitaram a exclusão desses multiplicadores por entenderem que "o incentivo regulatório para o cumprimento dos padrões globais de continuidade já está dado na metodologia vigente" ou que as mudanças propostas implicariam em uma "dupla penalização".

Tabela 2 – Proposta de multiplicadores de violação de conjuntos[4]

Multiplicador de Violação de Conjuntos		
Percentual de Limites de DEC Cumpridos nos Conjuntos	**Para ΔDECi ≤ 0 (melhoria de qualidade)**	**Para ΔDECi ≥ 0 (piora de qualidade)**
≥ 90%	1,00	1,00
≥ 60% e < 90%	0,90	1,25
≥ 35% e < 60%	0,70	1,50
< 35%	0,50	1,75

44. Sobre esse assunto, julgo relevante deixar clara a necessidade de as distribuidoras compreenderem a importância dos indicadores de continuidade coletivos, em especial do DEC, pois é o

[3] A serem aplicados ao Q_{DEC} no caso de reincidência na violação do limite global de DEC.

[4] A serem aplicados ao Q_{DEC} acordo com o percentual de violação dos limites de DEC dos conjuntos. Tendo em vista que o produto entre o multiplicador da Tabela 2 e o valor obtido da curva da Figura 2 deve ser limitado a ±2%, este multiplicador deve ser é aplicado **antes** do multiplicador de reincidência, que não possui essa limitação.

aspecto fundamental e essencial da prestação do serviço de distribuição. Essa importância tem sido verificada na evolução e nos aprimoramentos empreendidos pela Agência ao longo dos últimos anos para criar mecanismos de incentivo que sejam efetivos na melhoria desse indicador. Dentre esses mecanismos estão as compensações, o Componente Q do Fator X, os limites dos novos contratos de concessão, a limitação da distribuição de dividendos, o *ranking* da continuidade e os Planos de Resultados.

45. Apesar de todo esse esforço, resta claro que o incentivo **ainda não foi suficiente**, pois o indicador DEC do Brasil ficou acima do limite global em todos os anos no período de 2010 a 2019, sendo que apenas em 2020 situou-se, na média, abaixo dos limites regulatórios apresentando, ainda, grandes desafios para o atendimento dos limites de forma isonômica nos conjuntos das áreas de concessão. Os consumidores em uma área pagam tarifas iguais, mas não podem ser tratados de forma desigual.

46. É relevante deixar clara a importância de evitar a violação dos limites globais, pois implica em prestação do serviço em níveis piores que os estabelecidos para a área de concessão. Não por outra razão, os novos contratos trazem cláusulas que podem levar à caducidade da concessão na ocorrência de violações consecutivas desses indicadores.

47. Diante desse cenário, permito-me discordar das contribuições de algumas concessionárias, que opinam no sentido de que já haveria incentivos suficientes para melhoria da qualidade, ou até mesmo de que esse tema não é um dos principais pilares do serviço de distribuição. O gráfico abaixo mostra de forma inequívoca a grande sensibilidade desse tema na percepção do consumidor, pois é o principal ponto de reclamação dos consumidores.

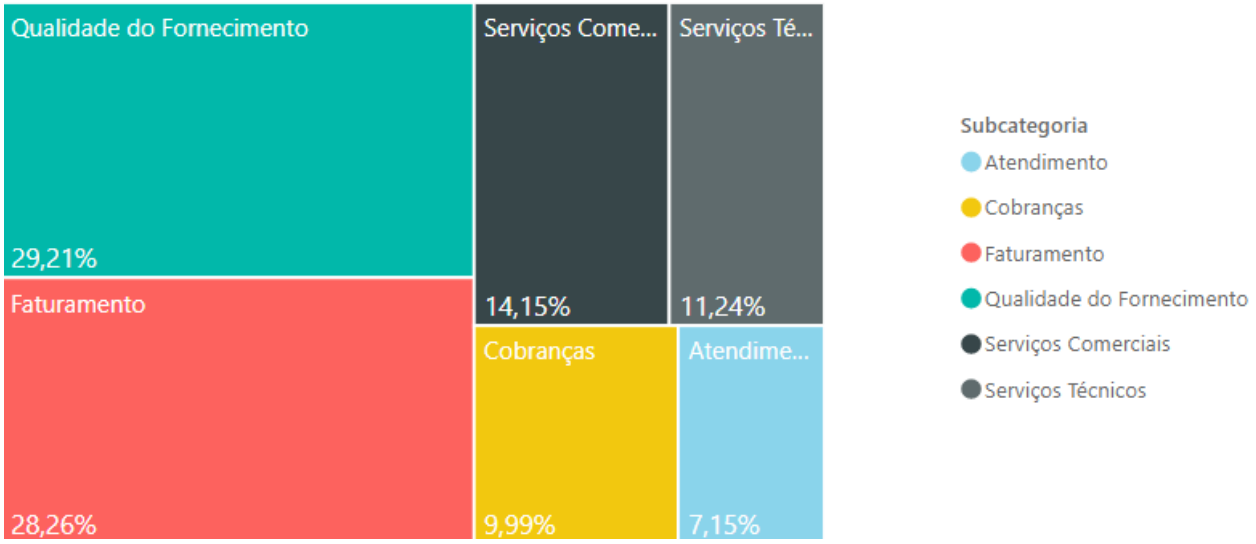


Figura 3: Distribuição das reclamações dos consumidores por categoria.

48. Por isso, entendo que a inserção, na Componente Q do Fator X, de multiplicadores de reincidência e de conjuntos é crucial e visa realmente coibir a violação do indicador global DEC, sinalizando com redução tarifária caso não haja atendimento dos indicadores pelas distribuidoras.

49. Acerca do argumento de que haveria "dupla penalização", ressalto que a mudança proposta para os limites individuais de continuidade – com a redução do número de compensações pagas e seu direcionamento para os consumidores com piores níveis do serviço – faz com que haja um menor acoplamento entre o pagamento de compensações e a qualidade **média** (DEC/FEC), de modo que torna-se fundamental que o instrumento de controle da **média** dos indicadores (que passa a ser majoritariamente a Componente Q) seja fortalecido. Portanto, as compensações e os multiplicadores são dispositivos distintos, um atuando na dispersão e outro na média dos indicadores de continuidade, como bem demonstrado no parágrafo 30 acima.

50. Especificamente em relação aos multiplicadores de reincidência (Tabela 1), alguns agentes lembraram que, apesar de a regra[5] estabelecer a abertura de processo de caducidade após o descumprimento do DEC por 3 anos consecutivos, resta claro que não haverá a decretação sumária de caducidade dos contratos.

51. Considerando a instrução necessária do procedimento, a previsão do contraditório e ampla defesa requer que seja prevista a eventual existência de um 4º ano de violação dos indicadores. Dessa forma, a Tabela 1 deve prever os multiplicadores a serem aplicados em caso de reincidência por **mais de** três anos e, por isso, proponho a modificação apresentada na Tabela 3.

Tabela 1 – Proposta ajustada de multiplicadores de reincidência[6]

	Multiplicador de Reincidência	
	Para ΔDECi ≤ 0 (melhoria de qualidade)	**Para ΔDECi ≥ 0 (piora de qualidade)**
Ano 2	0,50	1,50
Ano 3 e seguintes	0,25	1,75
~~**Ano 4**~~	~~Possível Caducidade~~	~~Possível Caducidade~~

[5] Resolução Normativa nº 896, de 17 de novembro de 2020.
[6] A serem aplicados ao Q_{DEC} no caso de reincidência na violação do limite global de DEC.

52. Com relação ao multiplicador proposto para incentivar a melhoria do DEC dos conjuntos de unidades consumidoras, a proposta submetida a Consulta Pública previa penalização caso as distribuidoras que não cumprissem os limites em, pelo menos, 90% dos conjuntos (Tabela 2). Tendo em vista a condição atual das distribuidoras e considerando que elas vêm apresentando uma melhoria no cumprimento dos limites dos conjuntos nos últimos anos, entendo que esse critério possa ser reavaliado.

53. A própria SRD, comungando desse entendimento, já havia proposto uma flexibilização, conforme Tabela 4. Com essas modificações, as distribuidoras passariam a experimentar um incentivo mais forte à melhoria caso desrespeitassem os limites em mais de 20% dos conjuntos. Além disso, a proposta estreita a segunda faixa na parte superior de cumprimento de limites (passando de 60%-90% para 65%-80%), evitando que uma distância muito grande precise ser percorrida para o próximo nível de cumprimento de limites. Em compensação, também se elevou o nível das faixas mais baixas de cumprimento de limites (de 35% para 40% e de 60% para 65%), para que haja um maior esforço das distribuidoras que estão em má situação.

Tabela 4 – Proposta ajustada pela SRD para os multiplicadores de violação de conjuntos[7]

Multiplicador de Violação de Conjuntos		
Percentual de Limites de DEC Cumpridos nos Conjuntos	**Para ΔDECi ≤ 0 (melhoria de qualidade)**	**Para ΔDECi ≥ 0 (piora de qualidade)**
~~≥ 90%~~ ≥ 80%	1,00	1,00
~~≥ 60% e < 90%~~ ≥ 65% e < 80%	0,90	1,25
~~≥ 35% e < 60%~~ ≥ 40% e < 65%	0,70	1,50
~~< 35%~~ < 40%	0,50	1,75

54. Entendo como um aprimoramento relevante a proposta apresentada pela área técnica, tendo em vista que ela reduz as punições às distribuidoras com melhor desempenho no cumprimento dos limites, ao mesmo tempo em que aumenta as penalidades das empresas com os piores desempenhos.

55. Apesar dos pedidos de diversas distribuidoras para que houvesse uma ampliação do benefício (ou redução do desconto) para empresas que tenham cumprido o DEC em 90% ou mais de seus

[7] A serem aplicados ao Q_{DEC} acordo com o percentual de violação dos limites de DEC dos conjuntos. Tendo em vista que o produto entre o multiplicador da Tabela 2 e o valor obtido da curva da Figura 2 deve ser limitado a ±2%, este multiplicador deve ser é aplicado **antes** do multiplicador de reincidência, que não possui essa limitação.

conjuntos, entendo que essas contribuições não devem prosperar, uma vez que é entendimento dessa relatoria que o cumprimento dos limites em todos os conjuntos consiste de **obrigação** das concessionárias, não cabendo um "bônus" adicional por esse cumprimento. O espírito da norma proposta busca estabelecer incentivos à melhoria da qualidade pelas distribuidoras, com redução de receita para as distribuidoras com piores serviços e com pequena redução das tarifas para os consumidores atendidos de maneira precária.

56. Nas contribuições recebidas durante a Consulta Pública e nas diversas reuniões realizadas pelas distribuidoras com esta Relatoria, as concessionárias solicitaram a exclusão do multiplicador de violação de conjuntos pois entenderam que, nos últimos anos, já houve redução significativa do DEC (em virtude dos incentivos regulatórios já existentes) e que esses multiplicadores poderiam representar uma "excessiva penalização" para as distribuidoras.

57. Para avaliar esse argumento, solicitei à SRD que fizesse uma avaliação do número de distribuidoras que se enquadraria em cada uma das faixas estabelecidas na Tabela 4, considerando-se os dados de 2016 a 2020. A análise, apresentada na Figura 4, mostra que apenas cerca de 10% das concessionárias de grande porte atendem o limite de DEC em mais de 80% dos conjuntos e, além disso, esse número é relativamente constante entre 2016 e 2020.

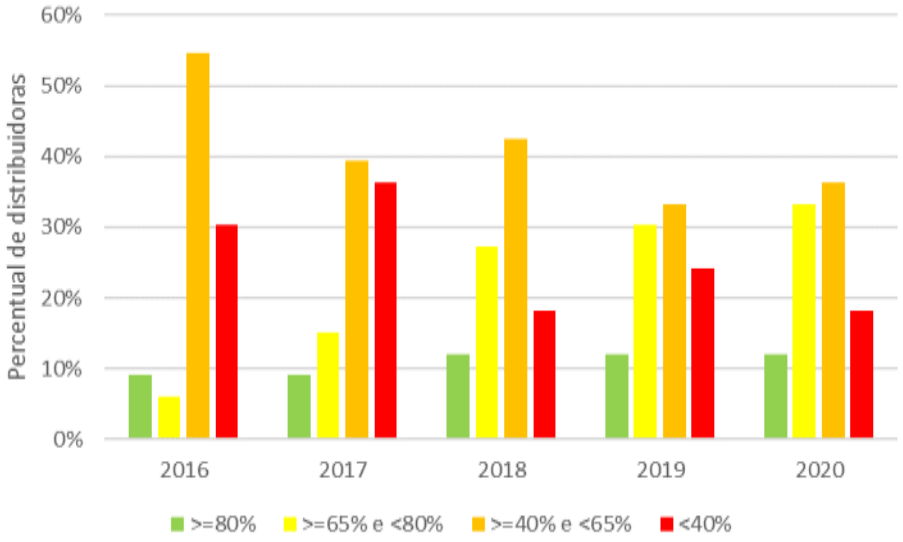


Figura 4: Percentual de distribuidoras de grande porte que se enquadraria em cada uma das faixas estabelecidas na Tabela 4.

58. Isso mostra que, de fato, faltam incentivos regulatórios para que as distribuidoras atendam de maneira equilibrada a todos os seus consumidores, preocupando-se com **todos** os conjuntos de sua área de concessão.

59. Uma análise mais aprofundada permitiu notar que, em 2020, dos 3.121 conjuntos existentes em todo o Brasil, os limites de DEC foram descumpridos em mais 40,24%. Contudo, das 85 milhões de unidades consumidoras existentes no país, 33,72% estavam nesses conjuntos nos quais o limite do indicador de qualidade foi descumprido. Isso mostra que as distribuidoras têm priorizado o atendimento de conjuntos mais densos, permitindo que conjuntos com menos consumidores estejam sujeitos a uma qualidade mais precária.

60. Essa constatação fica evidente quando se analisa a média do número de consumidores atendidos pelos conjuntos: enquanto os conjuntos nos quais o DEC foi cumprido atendem em média 30 mil consumidores, os conjuntos em que os limites não foram cumpridos fornecem energia, na média, a menos de 23 mil consumidores cada.

61. Nesse sentido, entendo que a criação do multiplicador de violação de conjuntos, conforme exibido na Tabela 4, fará com que as distribuidoras envidem esforços para melhorar a qualidade do serviço em toda a sua área de concessão, o que resultará em benefícios para todos os consumidores.

62. As distribuidoras e suas associações apresentaram ainda uma preocupação de que a aplicação dos multiplicadores de conjuntos poderia afetar demasiadamente as distribuidoras de pequeno porte (que possuem poucos conjuntos). Isso porque o não cumprimento do DEC em um único conjunto implicaria no enquadramento dessas distribuidoras em alguma das últimas linhas da Tabela 4.

63. Para avaliar esse risco, analisamos, para o período entre 2016 e 2020, o número de distribuidoras pequenas que se enquadraria em cada uma das faixas estabelecidas na tabela de multiplicadores de conjunto (Tabela 4). Os resultados, apresentados na Figura 5, permitem identificar que esse problema é relativamente pequeno, uma vez que quase todas as distribuidoras de pequeno porte (90% do total) já cuidam para cumprir os limites de DEC em quase todos seus conjuntos.

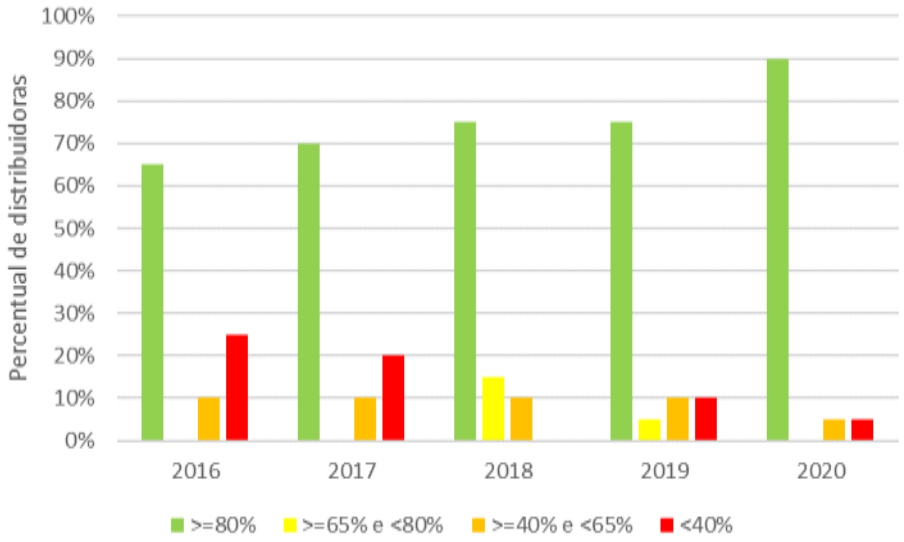


Figura 5: Percentual de distribuidoras de pequeno porte que se enquadraria em cada uma das faixas estabelecidas na Tabela 4.

64. Conclui-se, da análise das Figuras 4 e 5, que o multiplicador de conjuntos não trará prejuízos excessivos para as distribuidoras de pequeno porte e, ao mesmo tempo, incentivará que as distribuidoras maiores cuidem para cumprir os limites de DEC em toda a sua área de concessão.

65. Em resumo, acerca da Componente Q do Fator X, as novas regras passarão a ser mais simples e, ao mesmo tempo, mais intensas no incentivo à melhoria da qualidade média do serviço de distribuição, sobretudo nos casos em que houver descumprimento reiterado dos indicadores (multiplicador de reincidência) e naqueles em que as distribuidoras não estiverem atendendo devidamente a uma grande parcela dos conjuntos (multiplicador de conjuntos). E, ao contrário do que afirmou a Abradee, essa mudança na regra não oneraria a tarifa; pelo contrário, os multiplicadores dão sinal de redução tarifária se os serviços não apresentarem melhorias. Trazemos, com a norma proposta, a necessária correlação entre a serviço prestado e a tarifa paga pelos consumidores.

d) Estrutura dos Indicadores de Continuidade

66. Com relação à estrutura dos indicadores, a proposta levada à discussão com a sociedade previa retirar os indicadores de origem **externa** ao sistema de distribuição da avaliação do desempenho das distribuidoras (para fins de compensações, limites individuais e coletivos e componente Q).

67. Na ocasião, manifestei minha preocupação com essa proposta, ponderando que tal medida poderia reduzir o incentivo à busca pela melhoria do suprimento pelas distribuidoras, desde as etapas de planejamento, como também da sinergia com as operadores de transmissão e, além disso, a retirada dos eventos com origem na transmissão afastaria mais o indicador de qualidade daquilo que é efetivamente percebido pelos consumidores como falta de energia.

68. Com relação a esses aspectos, as contribuições recebidas na Consulta Pública e as análises efetuadas pela SRD permitiram uma avaliação mais robusta sobre o tema.

69. No contexto internacional, verifica-se que, em países com o setor de energia elétrica desverticalizado como o Brasil, os segmentos de distribuição e transmissão possuem esquemas de penalização e incentivos próprios, com cada agente respondendo pelos ativos de sua propriedade, não sendo impactado pelo desempenho de redes de terceiros. Nesse sentido, a retirada do DEC externo do cômputo do DEC justifica-se na medida em que uma eventual penalização de um agente pelo desempenho de terceiros não é tão fiel ao modelo de regulação por incentivos.

70. Com relação à percepção do consumidor, cabe ressaltar que os cidadãos sentem em suas residências, comércio e indústria o tempo médio **total** no qual o serviço esteve indisponível, ou seja, o DEC Total, que é a soma de três componentes (DEC interno, DEC externo e DEC expurgado). Sobre esse ponto, nota-se que, no horizonte considerado na AIR, o DEC Expurgado representa, em média, 20,64% das interrupções, enquanto o DEC Externo possui uma participação de **apenas 2,58%** no DEC Total.

71. Dito de outro modo, as interrupções não consideradas para efeito de apuração (expurgos) possuem uma participação **8 vezes superior** às interrupções de origem externa. Assim, resta demonstrado que, além de pouco relevante em média, o impacto do DEC Externo na percepção do consumidor é bastante inferior ao impacto de interrupções que já não são consideradas por força de regulamento.

72. Nesse contexto, a preocupação com a percepção do consumidor, que continua válida, não seria resolvida com a manutenção do DEC externo na estrutura do DEC. Isso porque, ao mergulharmos nessa análise sob o mesmo prisma (foco na perspectiva do consumidor), percebemos que o DEC Expurgado tem muito mais impacto do que o DEC externo.

73. Por outro lado, percebemos que há países que já têm atuado com esse "foco no consumidor", como é o caso da Itália[8], onde foi criado um "fundo" para que os consumidores sujeitos a grandes interrupções (mesmo que sejam de origem externa ou provenientes de eventos de força maior) sejam devidamente recompensados. Para financiar essas compensações, as distribuidoras são obrigadas a contribuir com o fundo – na proporção inversa à sua qualidade – além de haver aportes provenientes da transmissão e das tarifas de todos os consumidores.

74. Assim, proponho que, na ARR, as áreas técnicas da ANEEL façam uma imersão nas melhores práticas internacionais, buscando formas de melhorar a qualidade **com foco no consumidor**, incluindo mecanismos que englobem o DEC total percebido pelos consumidores (considerando o DEC externo e o DEC expurgado), avaliando o custo da energia não fornecida e tentando aferir o impacto das interrupções no desenvolvimento regional e na qualidade de vida da população.

75. Com relação ao incentivo para atuação das distribuidoras em caso de interrupções de origem externa, meus receios são no sentido de que a distribuidora delegue integralmente as preocupações de planejamento e de manutenção da transmissão e adote uma postura passiva quanto ao suprimento, distanciando-se dessa sinergia necessária com os transmissores para que o setor elétrico se desenvolva adequadamente.

76. Atualmente, temos uma participação intensa das concessionárias de distribuição na definição de pontos de fornecimentos, na melhoria do suprimento, na manutenção de instalações de rede básica e de DIT. Ao retirarmos o DEC externo do cálculo dos indicadores de qualidade, as distribuidoras deverão demonstrar para o Regulador que continuarão tendo um papel ativo no planejamento e na expansão da transmissão. Esse acompanhamento deverá ser realizado pelas áreas de fiscalização, transmissão e distribuição e será parte relevante da ARR para que a ANEEL decida sobre a eventual necessidade de reavaliação da decisão ora tomada.

77. Sobre esse ponto, as análises da Consulta Pública permitiram identificar que há outros mecanismos de incentivo que devem continuar forçando a distribuidora a atuar decisivamente no seu suprimento: o impacto da energia não suprida na receita auferida, o fato de as reclamações quando de

---

[8] Luca LO SCHIAVO, Carlo TURCONI, Ferruccio VILLA. *Regulatory Incentives For Improving The Resilience Of Electricity Distribution Grids In Italy*. 25th International Conference on Electricity Distributionv – CIRED. Paper n° 2192. Madrid, 3 a 6 de junho de 2019.

eventos na transmissão serem dirigidas ao *call center* das distribuidoras, a imagem das concessionárias perante a população, etc. Assim, mesmo que não sejam penalizadas por interrupções de origem externa, as distribuidoras ainda possuem incentivo para atuar com vistas ao reestabelecimento do sistema na ocorrência de problemas no suprimento. Esse ponto é ainda mais relevante ao considerar que interrupções originadas no suprimento costumam ter maior abrangência do que as internas, gerando alta demanda nos canais de atendimento das distribuidoras.

78. Ainda, a forma segregada de apuração das interrupções, permitirá avaliar qualquer alteração da participação dos indicadores externos nos indicadores totais. Ou seja, percebida uma tendência de aumento da relevância das interrupções no suprimento em função da falta de engajamento das distribuidoras, o Regulador deverá revisar a norma visando coibir a tendência.

79. Ressalto também que o ambiente de transmissão possui seus próprios instrumentos contratuais e regulatórios para induzir o rápido reestabelecimento do sistema em caso de interrupções, o que, em boa medida, garante a expansão e a manutenção adequada do suprimento e, além disso, pode explicar a baixa participação do DEC Externo no DEC Total do Brasil.

80. Os agentes de transmissão sofrem redução de sua remuneração por meio um desconto dado pela formulação da PVI - Parcela Variável por Indisponibilidade, regulamentada por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 28 de junho de 2016. Outro aspecto que contribui para a reduzida participação do DEC externo são os critérios de redundância exigidos para a Rede Básica, assim, mesmo que haja falhas em determinados equipamentos o serviço pode não vir a ser descontinuado, os sensíveis aprimoramentos realizados no processo de fiscalização do serviço de transmissão, atualmente referência de modernidade e eficiência no serviço público que tem assegurado ano a ano a elevação e manutenção dos índices de disponibilidade da rede básica (Figura 6).

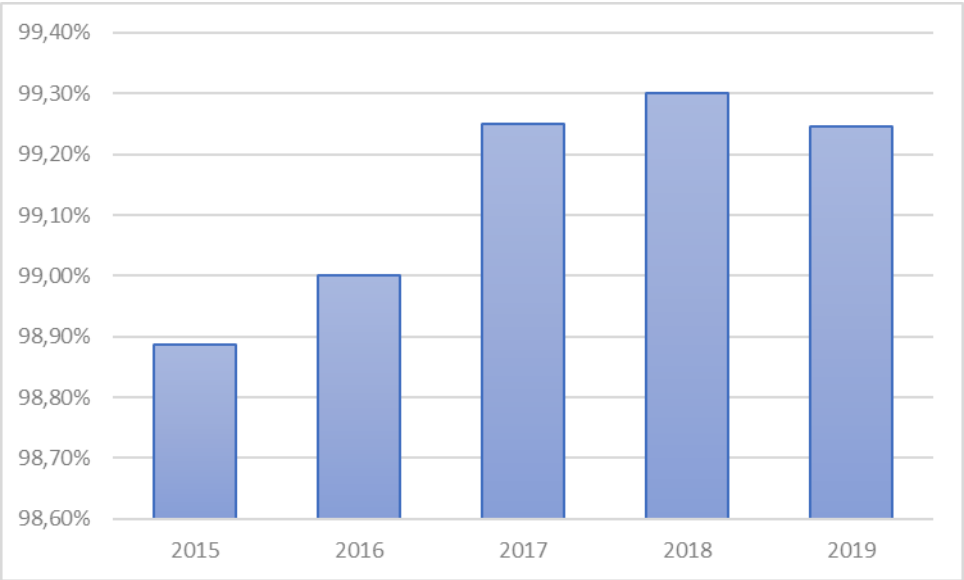


Figura 6: Fator de disponibilidade – média aritmética de todas FTs em todos os níveis de tensão.

81. Com relação à PVI, ressalto que, de junho/2016 a maio/2020, foram retirados das receitas das transmissoras mais de R$ 1,38 bilhão por causa das indisponibilidades verificadas, o que resulta numa média anual de R$ 345 milhões. Considerando-se que as distribuidoras são responsáveis pelo pagamento de aproximadamente 50,3% da RAP, estima-se que, anualmente, mais de R$ 173 milhões são reduzidos das tarifas dos consumidores brasileiros em razão das interrupções na transmissão. Em outras palavras, os consumidores têm sido – e continuarão sendo – compensados indiretamente pelas interrupções no suprimento das transmissoras às distribuidoras.

82. Portanto, entendo que os benefícios de se retirar o DEC externo (alocação específica de responsabilidade, redução de demandas administrativas/judiciais e simplificação do processo) justificam a adoção dessa nova metodologia e permitirá que a Agência avalie se os demais mecanismos para o engajamento das distribuidoras quando da ocorrência de interrupções no suprimento são suficientes para que elas mantenham seu papel ativo junto à transmissão.

83. Relembro, todavia, que a ARR deverá ser realizada após transcorridos dois anos do início da vigência das novas regras, permitindo que a ANEEL recalibre, se necessário, todos os incentivos que estão sendo agora propostos nos quatro pilares que justificaram essas mudanças: (i) foco das compensação para os consumidores com pior qualidade; (ii) simplificação da formulação das compensações; (iii) alteração da componente Q do Fator X de modo a incentivar a melhoria da qualidade média das concessões; e (iv) ajustes na formulação do DEC.

84. Em suma, esses quatro pontos de mudança objetivam estabelecer uma regra objetiva e moderna, que incentive as distribuidoras a aprimorarem a operação das redes de modo a levar energia elétrica com mais qualidade a todos os cidadãos brasileiros.

III. D I R E I T O

85. A decisão tem amparo nos seguintes dispositivos legais e regulamentares: Lei nº 8.987, de 1995; art. 2º da Lei nº 9.427, de 1996; (c) Resolução Normativa nº 395, de 2009; e (d) Resolução Normativa nº 435, de 2011.

IV. D I S P O S I T I V O

86. Diante do exposto e considerando o que consta do Processo nº 48500.005911/2016-94, voto por **APROVAR**, na forma das minutas anexas, alterações dos Módulos 1, 6 e 8 do PRODIST e dos Submódulos 2.5 e 2.5A do PRORET, com vistas à revisão da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Brasília, 16 de março de 2021.

(Assinado digitalmente)
SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO
Diretor