BRASIL

GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME
SECRETARIA DE ENERGIA - SE
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 014/97

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL

DISTRIBUIÇÃO

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

PROCESSO Nº 48100.001560/97-68

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 014/97 – CPFL - DISTRIBUIÇÃO

PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL.

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, letra "b" da Constituição Federal, neste ato representada pelo MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, órgão inscrito no CGC/MF sob nº 37.115.383/0001-53, através de seu titular, Ministro de Estado RAIMUNDO BRITO, e pelo DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, inscrito no CGC/MF sob nº 37.115.383/0033-30, por seu Diretor JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO e a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, com sede na cidade de Campinas, SP, na Rodovia Campinas - Mogi Mirim, km 2,5, nº 1755, inscrita no CGC/MF sob o nº 33.050.196/0001-88, doravante designada simplesmente CONCESSIONÁRIA, representada na forma de seu Estatuto Social por seu Presidente CESARE MANFREDI e pelo Diretor de Distribuição JOSÉ ROBERTO CESARONI CURY, com interveniência da DOC4 Participações S.A., com sede cidade do Rio de Janeiro, RJ, na Av. Pres. Wilson nº 231, 27º andar, inscrita no CGC/MF nº 02.150.153/0001-40, representada na forma de seu Estatuto Social por seu Diretor-Presidente JOSÉ GUIMARÃES MONFORTE e por seu Diretor Econômico-Financeiro JOÃO AUGUSTO CHAGAS PESTANA, neste instrumento designada apenas ACIONISTA CONTROLADORA, e do ESTADO DE SÃO PAULO, pessoa jurídica de direito público interno, representado pelo Secretário de Estado de Energia DAVID ZYLBERSZTAJN, 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 e 9.074, de 7 de julho de 1995, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo PODER CONCEDENTE 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 nos Anexos I, II e III, reagrupadas em conformidade com a Portaria DNAEE nº 393, de 24 de setembro de 1997, publicada no Diário Oficial da União de 25 de setembro de 1997 e outorgadas pelo Decreto de 19 de novembro de 1997, publicado no Diário Oficial da União de 20 de novembro de 1997.

Primeira Subcláusula - A exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, outorgada pelo Decreto referido nesta Cláusula, constitui concessão individualizada para cada uma das áreas reagrupadas relacionadas nos Anexos I, II e III deste Contrato, inclusive as usinas referidas nestes anexos, 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 nos Anexos I, II e III, 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 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 com prévia comunicação ao PODER CONCEDENTE 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 Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima deste Contrato.

Quinta 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 de eventuais direitos preexistentes que contrariem a referida Lei.

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.

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 fixados nas normas e regulamentos editados pelo PODER CONCEDENTE, e consoante os termos do Anexo V, 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, os projetos e as obras necessárias ao fornecimento de energia elétrica aos interessados, até o ponto de entrega definido segundo as

normas do PODER CONCEDENTE. Poderá, entretanto, a CONCESSIONÁRIA, transferir ao interessado, mediante negociação escrita e de acordo com a legislação, a responsabilidade do custeio das obras necessárias ao atendimento do pedido de ligação ou de aumento de carga instalada.

Sexta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA não poderá dispensar tratamento tarifário diferenciado aos usuários de uma mesma classe de consumo e nas mesmas condições de atendimento.

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 pelo PODER CONCEDENTE, 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 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 pelo PODER CONCEDENTE 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 para cada conjunto das áreas de concessão, 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 pelo PODER CONCEDENTE, nos termos das normas regulamentares e deste Contrato.

Décima Sétima Subcláusula - Sem prejuízo do cumprimento do estabelecido na legislação, a CONCESSIONÁRIA obriga-se a observar, nos prazos previstos, os padrões de qualidade estabelecidos nos termos do Anexo V 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 V a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização do PODER CONCEDENTE 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 órgão fiscalizador 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 V deste contrato serão objeto de revisão periódica a cada cinco anos contados a partir da assinatura deste Contrato, através de documento homologado pelo PODER CONCEDENTE

CLÁUSULA TERCEIRA - PRAZO DAS CONCESSÕES E DO CONTRATO

As concessões para distribuição e geração de energia elétrica, outorgadas 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 do PODER CONCEDENTE, 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 - O PODER CONCEDENTE 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, o PODER CONCEDENTE 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. A falta de pronunciamento do PODER CONCEDENTE no prazo acima estabelecido implicará a prorrogação automática da concessão por igual período, nas condições vigentes.

Quarta Subcláusula - A eventual prorrogação do prazo das concessões estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato.

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 e recomendações dos órgãos gerenciadores do Sistema Elétrico Nacional e do PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - As ampliações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE. As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas ou aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, 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.

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de geração, transmissão e distribuição, vinculados aos respectivos serviços, informando ao PODER CONCEDENTE 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 pelo PODER CONCEDENTE, nas condições

estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas;
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.
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;
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 do PODER CONCEDENTE.
V - efetuar, quando determinado pelo PODER CONCEDENTE, 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, 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, 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, de 26 de dezembro de 1996.
VIII - permitir aos encarregados da fiscalização do PODER CONCEDENTE, 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, ao PODER CONCEDENTE, 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, mediante a publicação do Relatório da Diretoria, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e modicidade das tarifas;
XI - manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento de serviços públicos;
XII - observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais conseqüências de seu descumprimento;
XIII - 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;
XIV - 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;
XV - integrar órgãos setoriais de operação e planejamento, acatando suas resoluções gerais;
XVI - publicar, periodicamente, suas demonstrações financeiras, nos termos da legislação específica.

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

Terceira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA implementará medidas que tenham por objetivo a conservação e o combate ao desperdício de energia, 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 sua receita anual de fornecimento de energia elétrica, sendo que, pelo menos ¼ (um quarto) deste montante seja vinculado a ações especificamente ligadas ao uso final da energia elétrica. É facultado à CONCESSIONÁRIA a aplicação de montante superior a 1% (um por cento) da receita anual 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 ao PODER CONCEDENTE até 30 de setembro de cada ano.

Quarta Subcláusula - O programa anual previsto na Subcláusula anterior deverá ser analisado e aprovado pelo PODER CONCEDENTE, até 31 de dezembro do ano da sua apresentação e deverá incluir a previsão de um percentual de 0,1% (um décimo por cento) da receita, para pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. O descumprimento das metas físicas, ainda que parcialmente, sujeitará a CONCESSIONÁRIA a uma multa equivalente ao valor mínimo que deveria ser aplicado, conforme Subcláusulas anteriores. Havendo cumprimento das metas físicas sem que tenha sido atingido o valor mínimo estipulado nas Subcláusulas anteriores, a diferença será obrigatoriamente acrescida ao montante mínimo a ser aplicado no ano seguinte, com as conseqüentes repercussões nos programas e metas.

Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a submeter à prévia aprovação do PODER CONCEDENTE qualquer alteração do Estatuto Social que implique a transferência de ações ou mudança do controle acionário da sociedade.

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 IV, 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 IV, 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 IV 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 início da vigência do último reajuste realizado em 07 de abril de 1997; 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:

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm X)}{RA0}$$

onde:

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

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

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

VPB0 = RA0 - VPA0

onde:

VPA0 - Valor da Parcela A referida na Quinta Subcláusula, 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 pelo PODER CONCEDENTE, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

Sétima Subcláusula - O PODER CONCEDENTE, 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 quinto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada cinco anos.

Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco 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 pelo PODER CONCEDENTE durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, o PODER CONCEDENTE 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, 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 pelo PODER CONCEDENTE, 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 suprimento de energia elétrica e de acesso ao sistema de transmissão e distribuição que celebrar com outras concessionárias, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas específicas, homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Décima Quarta Subcláusula - É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pelo PODER CONCEDENTE.

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, o PODER CONCEDENTE deverá restabelecê-lo, a partir da data da alteração mediante comprovação da CONCESSIONÁRIA.

Décima Sétima Subcláusula - Enquanto não houver a desverticalização da CPFL, na forma prevista na Cláusula Décima Segunda, os reajustes tarifários serão calculados com base na receita da CONCESSIONÁRIA.

CLÁUSULA OITAVA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS

A exploração dos serviços objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e controlada pelo PODER CONCEDENTE através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE ou órgão que vier a sucedê-lo.

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 V, 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 do PODER CONCEDENTE, 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 - O PODER CONCEDENTE 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.

Décima Subcláusula - A fiscalização do PODER CONCEDENTE 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

A CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto nas normas legais e regulamentares dos serviços e neste Contrato, sempre que:

I - deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados requisitados pelo PODER CONCEDENTE, relativos à administração, contabilidade, qualidade dos serviços, recursos técnicos, econômicos e financeiros, inclusive os referidos na Terceira Subcláusula da Cláusula Oitava;
II - deixar de adotar, nos prazos estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE, as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos;
III - deixar de atender, nos prazos fixados pelas normas dos serviços, aos pedidos de ligação, de ampliação ou de melhoramento das instalações elétricas; e
IV - descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do PODER CONCEDENTE ou qualquer disposição e cláusula deste Contrato.

Primeira Subcláusula - A penalidade de multa será aplicada pelo PODER CONCEDENTE no valor máximo de 0,1% (um décimo por cento) do valor do faturamento da CONCESSIONÁRIA nos últimos 12 (doze) meses anteriores à ocorrência da infração.

Segunda Subcláusula - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, assegurando-se à CONCESSIONÁRIA amplo direito de 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, o PODER CONCEDENTE promoverá sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.

CLÁUSULA DÉCIMA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO E ENCAMPAÇÃO DOS SERVIÇOS

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.

Terceira 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.

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

As concessões para exploração dos serviços de geração e 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 ao PODER CONCEDENTE, 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, o PODER CONCEDENTE 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 - A decretação 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.

Sétima Subcláusula - Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE 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 à CONCESSIONÁRIA, até o montante líquido da indenização que lhe seria devida no caso da caducidade.

Oitava 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.

Nona 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 - DESVERTICALIZAÇÃO E REORGANIZAÇÃO EMPRESARIAL

Considerando a necessidade da CONCESSIONÁRIA se adequar à reforma por que passa o setor elétrico brasileiro, o ACIONISTA CONTROLADOR obriga-se a submeter ao PODER CONCEDENTE, num prazo de 180 (cento e oitenta) dias a contar da assinatura deste instrumento, cronograma, com prazo de implementação não superior a três anos, com objetivo de organizar e administrar separadamente as concessões de geração e de distribuição, envolvendo as seguintes etapas:

I - separação contábil;
II - gestão em separado de ativos, compromissos contratuais e administrativos; e,
III - reorganização societária da CPFL, com a constituição de empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração e distribuição de energia elétrica de que é titular a Concessionária.

Primeira Subcláusula - Após a reorganização societária os contratos individualizados serão transferidos às novas sociedades num prazo de 30 (trinta) dias, mantidos os atuais prazos de concessão estabelecidos neste Contrato.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a implementar a limitação de contratação de suprimento de energia elétrica entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, em conformidade com a nova disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - 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 suas ações que fazem parte do controle acionário da Empresa sem a prévia concordância do PODER CONCEDENTE.

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 QUARTA - DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, o PODER CONCEDENTE delegará ao ESTADO DE SÃO PAULO competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização, controle e regulação dos serviços e instalações de energia elétrica operados pela CONCESSIONÁRIA.

Subcláusula Única - A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação, uma vez comprovado, pelo ESTADO DE SÃO PAULO, a estruturação de órgão aparelhado, técnica e administrativamente, para a execução das atividades respectivas.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - 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, o PODER CONCEDENTE 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 pelo PODER CONCEDENTE, 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 SEXTA - 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 no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), do Ministério de Minas e Energia.

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

Brasília - DF, em 20 de novembro de 1997.

PELO PODER CONCEDENTE:

RAIMUNDO BRITO
Ministro de Estado de Minas e Energia

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO
Diretor do DNAEE

PELA CONCESSIONÁRIA:

CESARE MANFREDI
Diretor Presidente

JOSÉ ROBERTO CESARONI CURY
Diretor de Distribuição

PELA ACIONISTA CONTROLADORA:

JOSÉ GUIMARÃES MONFORTE
Diretor Presidente

JOÃO AUGUSTO CHAGAS PESTANA
Diretor

PELO INTERVENIENTE DELEGATÁRIO:

DAVID ZYLBERSZTAJN
Secretário de Estado de Energia do Estado de São Paulo

TESTEMUNHAS:

ANGELO ANDREA MATARAZZO
CPF: 007.524.538-82

PETER GREINER
CPF: 026.649.508-78

ANEXO I
Reagrupamento Sudeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	**MUNICÍPIO**	**Área (Km^2)**	**CG Lat**	**CM Lat**	**CS Lat**	**CG Lon**	**CM Lon**	**CS Lon**
SE	Águas de Lindóia	64	22	28	35	46	37	58
SE	Águas de São Pedro	3	22	35	58	47	52	34
SE	Americana	144	22	44	21	47	19	53
SE	Amparo	463	22	42	04	46	45	52
SE	Campinas	890	22	54	20	47	03	39
SE	Capivari	319	22	59	42	47	30	28
SE	Charqueada	179	22	30	35	47	46	41
SE	Cosmópolis	166	22	38	45	47	11	46
SE	Elias Fausto	203	23	02	34	47	22	26
SE	Espírito Sto do Pinhal	394	22	06	57	46	40	58
SE	Hortolândia	62	22	51	30	47	13	12
SE	Itapira	529	22	26	10	46	49	18
SE	Itatiba	325	23	00	21	46	50	20
SE	Lindóia	43	22	31	23	46	39	00
SE	Mombuca	136	22	55	45	47	33	58
SE	Monte Alegre do Sul	117	22	40	55	46	40	51
SE	Monte Mor	236	22	56	48	47	18	57
SE	Morungaba	143	22	52	48	46	47	30
SE	Nova Odessa	62	22	46	39	47	17	45
SE	Paulínia	142	22	45	40	47	09	15
SE	Piracicaba	1.353	22	43	31	47	38	57

SE	Rafard	140	23	00	42	47	31	37
SE	Rio das Pedras	221	22	50	36	47	36	22
SE	Saltinho	99	22	50	48	47	40	37
SE	Santa Bárbara D'Oeste	270	22	45	13	47	24	49
SE	Santo Antonio do Jardim	104	22	11	34	46	44	48
SE	São Pedro	596	22	32	55	47	54	50
SE	Serra Negra	203	22	36	44	46	42	02
SE	Socorro	442	22	35	29	46	31	44
SE	Sumaré	164	22	49	19	47	16	01
SE	Valinhos	111	22	58	14	46	59	45
SE	ÁREA TOTAL km2	8323						

UHEs até 1.000kW de potência instalada de geração, titulares de Autorização, e consideradas integrantes do reagrupamento de distribuição SUDESTE, para fins do presente instrumento contratual:

UHE	RIO	MUNICÍPIO	CAPACIDADE INSTALADA (kW)	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	ATO DE AUTORIZAÇÃO EM VIGÊNCIA
Salto Pinhal	Mogi-Guaçu	Espírito Santo do Pinhal	580	Latitude: S 22º 36' Longitude: W 46º 30'	Ofício nº 284/CGCO-DNAEE, de 4.10.96
Socorro	Rio do Peixe	Socorro	1.000	Latitude: S 22º 17' Longitude: W 46º 46'	Ofício nº 284/CGCO-DNAEE, de 4.10.96

Nota: contempladas no reagrupamento exclusivamente para fins de equilíbrio econômico financeiro, sendo contabilizadas como ativos AUTORIZADOS de distribuição

ANEXO II
Reagrupamento Nordeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	MUNICÍPIO	Área (Km^2)	CG Lat	CM Lat	CS Lat	CG Lon	CM Lon	CS Lon
NE	Altinópolis	936	21	01	32	47	22	26
NE	Américo Brasiliense	127	21	43	28	48	06	06
NE	Analândia	312	22	07	35	47	39	47
NE	Aramina	199	20	05	25	47	47	09
NE	Araraquara	1.252	21	47	40	48	10	32
NE	Ariranha	132	21	11	16	48	47	13
NE	Barretos	1.570	20	33	26	48	34	04
NE	Barrinha	144	21	11	37	48	09	50
NE	Batatais	838	20	53	28	47	35	06
NE	Bebedouro	674	20	56	58	48	28	45
NE	Boa Esperança do Sul	727	21	59	33	48	23	27
NE	Brodósqui	294	20	59	29	47	39	31
NE	Brotas	1.062	22	17	03	48	07	36
NE	Buritizal	268	20	11	28	47	42	30
NE	Cajobi	182	20	52	47	48	48	34
NE	Cajuru	814	21	16	31	47	18	15
NE	Cândido Rodrigues	70	21	19	31	48	37	51
NE	Cássia dos Coqueiros	195	21	16	58	47	10	11
NE	Colina	404	20	42	48	48	32	27
NE	Colômbia	725	20	10	33	48	41	20
NE	Cravinhos	302	21	20	25	47	43	46
NE	Cristais Paulista	378	20	23	50	47	25	13
NE	Descalvado	743	21	54	14	47	37	10
NE	Dobrada	154	21	31	00	48	23	38
NE	Dourado	202	22	06	00	48	19	03
NE	Dumont	102	21	14	11	47	58	24
NE	Embaúba	83	20	58	57	48	50	08
NE	Fernando Prestes	170	21	15	52	48	41	07
NE	Franca	571	20	32	19	47	24	03
NE	Gavião Peixoto *		21	50	20	48	29	41
NE	Guaíra	1.241	20	19	06	48	18	38
NE	Guará	359	20	25	42	47	49	27
NE	Guariba	264	21	21	36	48	13	42
NE	Guatapará	406	21	29	48	48	02	16
NE	Ibaté	296	21	57	17	47	59	48
NE	Ibitinga	696	21	45	28	48	49	44
NE	Igarapava	469	20	02	18	47	44	49
NE	Ipuã	564	20	26	17	48	00	44
NE	Itápolis	1.010	21	35	44	48	48	46
NE	Itirapuã	154	20	38	27	47	13	09
NE	Ituverava	746	20	20	22	47	46	50
NE	Jaborandi	248	20	41	17	48	24	45
NE	Jaboticabal	704	21	15	17	48	19	20
NE	Jardinópolis	504	21	01	04	47	45	50
NE	Jeriquara	137	20	18	40	47	35	21

ANEXO II
Reagrupamento Nordeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	MUNICÍPIO	Área (Km^2)	CG Lat	CM Lat	CS Lat	CG Lon	CM Lon	CS Lon
NE	Luiz Antonio	611	21	33	18	47	42	16
NE	Matão	517	21	36	12	48	21	57
NE	Miguelópolis	800	20	10	46	48	01	55
NE	Monte Alto	348	21	15	40	48	29	47
NE	Monte Azul Paulista	264	20	54	26	48	38	29
NE	Morro Agudo	1.372	20	43	53	48	03	28
NE	Motuca	232	21	30	29	48	09	04
NE	Nova Europa	159	21	46	42	48	33	39
NE	Nuporanga	335	20	43	51	47	43	50
NE	Orlândia	302	20	43	13	47	53	12
NE	Palmares Paulista	82	21	04	59	48	48	03
NE	Paraíso	176	21	00	59	48	46	25
NE	Patrocínio Paulista	635	20	38	22	47	16	54
NE	Pedregulho	744	20	15	25	47	28	36
NE	Pindorama	184	21	11	09	48	54	26
NE	Pirangi	201	21	05	29	48	39	28
NE	Pitangueiras	502	21	00	34	48	13	18
NE	Pontal	380	21	01	21	48	02	14
NE	Pradópolis	170	21	21	34	48	03	56
NE	Restinga	257	20	36	12	47	28	58
NE	Ribeirão Bonito	472	22	04	00	48	10	34
NE	Ribeirão Corrente	153	20	27	25	47	35	25
NE	Ribeirão Preto	642	21	10	39	47	48	37
NE	Rifaina	172	20	04	50	47	25	17
NE	Rincão	280	21	35	13	48	04	15
NE	Sales Oliveira	310	20	46	19	47	50	17
NE	Santa Adélia	334	21	14	34	48	48	15
NE	Santa Cruz da Esperança *		21	17	27	47	25	47
NE	Santa Ernestina	136	21	27	46	48	23	27
NE	Santa Lúcia	169	21	41	06	48	05	03
NE	Santa Maria da Serra	266	22	34	02	48	09	38
NE	Santa Rosa do Viterbo	284	21	28	22	47	21	47
NE	Santo Antonio da Alegria	300	21	05	13	47	09	04
NE	São Carlos	1.132	22	01	03	47	53	27
NE	São Joaquim da Barra	324	20	34	53	47	51	17
NE	São José da Bela Vista	293	20	35	35	47	38	24
NE	São Simão	629	21	28	45	47	33	03
NE	Serra Azul	284	21	18	39	47	33	56
NE	Serrana	128	21	12	41	47	35	44
NE	Sertãozinho	405	21	08	16	47	59	25
NE	Severínia	132	20	48	34	48	48	10
NE	Tabatinga	363	21	43	00	48	41	15
NE	Taiaçu	108	21	08	40	48	30	45
NE	Taiúva	130	21	07	26	48	27	06

ANEXO II
Reagrupamento Nordeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	**MUNICÍPIO**	**Área (Km^2)**	**CG Lat**	**CM Lat**	**CS Lat**	**CG Lon**	**CM Lon**	**CS Lon**
NE	Taquaral *		21	04	19	48	24	37
NE	Taquaritinga	582	21	24	22	48	30	17
NE	Terra Roxa	227	20	47	20	48	19	47
NE	Torrinha	323	22	25	34	48	10	09
NE	Trabiju *		22	02	30	48	20	08
NE	Viradouro	222	20	52	23	48	17	49
NE	Vista Alegre do Alto	94	21	10	14	48	37	45
NE	ÁREA TOTAL km^2	38593						

*** Novos Municípios a partir de 01 de janeiro de 1.997**
Origem dos desmembramentos Diário Oficial nº 247 de 28/12/95
Lei nº 9.330 de 27/12/95
** Trabiju - desmembrado de Boa Esperança do Sul*
** Gavião Peixoto - desmembrado de Araraquara*
Lei nº 8.551 de 30/12/93
** Taquaral - desmembrado de Pitangueiras*
** Santa Cruz da Esperança - desmembrado de Cajuru*
As áreas dos municípios desmembrados estão computados nos municípios de origem

UHEs até 1.000kW de potência instalada de geração, titulares de Autorização, e consideradas integrantes do reagrupamento de distribuição NORDESTE, para fins do presente instrumento contratual:

UHE	RIO	MUNICÍPIO	CAPACIDADE INSTALADA (kW)	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	ATO DE AUTORIZAÇÃO EM VIGÊNCIA
Buritis	Bandeira	Buritizal	800	Latitude: S 20º 30' Longitude: W 47º 15'	Ofício nº 284/CGCO-DNAEE, de 4.10.96
Três Saltos	Pinheirinho	Torrinha	640	La3Wtitude: S 22º 23' Longitude: W 48º 10'	Ofício nº 284/CGCO-DNAEE, de 4.10.96
Monjolinho	Ribeirão Monjolinho	São Carlos	600	Latitude: S 21º 53' Longitude: W 47º 48'	Ofício nº 284/CGCO-DNAEE, de 4.10.96

Nota: contempladas no reagrupamento exclusivamente para fins de equilíbrio econômico financeiro, sendo contabilizadas como ativos AUTORIZADOS de distribuição

ANEXO III
Reagrupamento Noroeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	MUNICÍPIO	Área (Km^2)	CG Lat	CM Lat	CS Lat	CG Lon	CM Lon	CS Lon
NO	Agudos	1.208	22	28	09	48	59	15
NO	Altair	338	20	31	25	49	03	32
NO	Alto Alegre	305	21	34	50	50	09	49
NO	Álvaro de Carvalho	158	22	05	21	49	43	08
NO	Alvinlândia	91	22	26	39	49	45	47
NO	Araçatuba	1.168	21	12	32	50	25	58
NO	Arealva	479	22	01	43	48	54	40
NO	Areiópolis	85	22	40	05	48	39	54
NO	Avaí	533	22	08	48	49	19	59
NO	Avanhandava	344	21	27	39	49	56	59
NO	Bady Bassit	112	20	55	05	49	26	43
NO	Balbinos	94	21	53	59	49	21	24
NO	Bálsamo	146	20	44	07	49	35	01
NO	Barbosa	205	21	16	00	49	56	57
NO	Bariri	444	22	04	28	48	44	25
NO	Barra Bonita	142	22	29	41	48	33	29
NO	Bauru	674	22	18	53	49	03	38
NO	Bento de Abreu	301	21	16	14	50	48	43
NO	Bilac	173	21	24	12	50	28	14
NO	Birigui	530	21	17	19	50	20	24
NO	Bocaina	361	22	08	10	48	31	05
NO	Bofete	645	23	06	08	48	15	28
NO	Boracéia	113	22	11	35	48	46	44
NO	Borebi	348	22	34	10	48	58	16
NO	Botucatu	1.496	22	53	09	48	26	42
NO	Braúna	171	21	29	57	50	18	56
NO	Brejo Alegre *		21	20	05	50	13	42
NO	Cabrália Paulista	236	22	27	20	49	20	15
NO	Cafelândia	924	21	48	09	49	36	36
NO	Campos Novos Paulista	473	22	36	11	50	00	09
NO	Cedral	198	20	54	10	49	16	06
NO	Clementina	175	21	33	35	50	26	57
NO	Coroados	355	21	21	07	50	16	53
NO	Dois Córregos	599	22	21	58	48	22	49
NO	Duartina	273	22	24	52	49	24	14
NO	Fernão *		22	21	31	49	31	15
NO	Gabriel Monteiro	136	21	31	52	50	33	17
NO	Gália	459	22	17	29	49	33	10
NO	Garça	549	22	12	38	49	39	22
NO	Getulina	643	21	47	55	49	55	43
NO	Glicério	274	21	23	01	50	12	39
NO	Guaiçara	269	21	37	19	49	47	55
NO	Guaimbé	219	21	54	36	49	53	48
NO	Guapiaçu	323	20	47	42	49	13	13

ANEXO III
Reagrupamento Noroeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	MUNICÍPIO	Área (Km^2)	CG Lat	CM Lat	CS Lat	CG Lon	CM Lon	CS Lon
NO	Guaraci	643	20	29	55	48	56	41
NO	Guarantã	471	21	53	42	49	35	23
NO	Guararapes	954	21	15	39	50	38	34
NO	Herculândia	342	22	00	13	50	23	07
NO	Iacanga	551	21	53	24	49	01	29
NO	Ibirá	270	21	04	49	49	14	27
NO	Icém	366	20	20	30	49	11	42
NO	Igaraçu do Tietê	90	22	30	33	48	33	28
NO	Ipiguá *		20	39	24	49	23	14
NO	Itaju	226	21	58	52	48	48	17
NO	Itapuí	140	22	14	00	48	43	09
NO	Itatinga	946	23	06	06	48	36	57
NO	Jaci	137	20	52	56	49	34	12
NO	Jaú	687	22	17	47	48	33	28
NO	José Bonifácio	850	21	03	10	49	41	18
NO	Júlio Mesquita	129	22	00	32	49	47	14
NO	Lençóis Paulista	808	22	35	55	48	48	01
NO	Lins	564	21	40	43	49	44	33
NO	Lucianópolis	193	22	25	52	49	31	21
NO	Luiziânia	168	21	40	33	50	19	36
NO	Lupércio	150	22	24	54	49	49	02
NO	Macatuba	226	22	30	08	48	42	41
NO	Marília	1.154	22	12	50	49	56	45
NO	Mineiros do Tietê	198	22	24	34	48	27	02
NO	Mirassol	245	20	49	09	49	31	16
NO	Mirassolândia	174	20	37	00	49	27	50
NO	Monte Aprazível	466	20	46	21	49	42	51
NO	Neves Paulista	217	20	50	46	49	37	47
NO	Nova Granada	536	20	32	02	49	18	51
NO	Ocauçu	299	22	26	20	49	55	22
NO	Olímpia	812	20	44	14	48	54	53
NO	Onda Verde	242	20	36	00	49	17	43
NO	Oriente	231	22	09	10	50	05	27
NO	Palestina	701	20	23	24	49	25	59
NO	Pardinho	216	23	04	52	48	22	25
NO	Paulistânia *		22	34	42	49	24	10
NO	Pederneiras	765	22	21	06	48	46	30
NO	Penápolis	702	21	25	11	50	04	39
NO	Piacatu	224	21	35	32	50	35	57
NO	Pirajuí	808	21	59	55	49	27	26
NO	Piratininga	392	22	24	46	49	08	05
NO	Poloni	141	20	47	07	49	49	25
NO	Pompéia	829	22	06	31	50	10	18

Reagrupamento Noroeste

CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO								
ÁREA	**MUNICÍPIO**	**Área (Km^2)**	**CG Lat**	**CM Lat**	**CS Lat**	**CG Lon**	**CM Lon**	**CS Lon**
NO	Pongaí	183	21	44	11	49	22	00
NO	Potirendaba	346	21	02	34	49	22	38
NO	Pratânia *		22	48	30	48	39	58
NO	Presidente Alves	307	22	06	00	49	26	17
NO	Promissão	787	21	32	12	49	51	29
NO	Queiróz	212	21	47	56	50	14	25
NO	Quintana	340	22	04	21	50	18	27
NO	Reginópolis	405	21	53	17	49	13	31
NO	Rubiácea	236	21	18	02	50	43	36
NO	Sabino	312	21	27	35	49	34	42
NO	Santo Antonio do Aracanguá	1311	20	56	12	50	29	44
NO	Santópolis do Aguapeí	181	21	38	15	50	30	01
NO	São José do Rio Preto	575	20	49	11	49	22	46
NO	São Manuel	845	22	43	52	48	34	14
NO	Tanabi	748	20	37	35	49	38	57
NO	Ubarana	203	21	09	56	49	43	03
NO	Uchoa	249	20	57	10	49	10	29
NO	Uru	144	21	47	02	49	16	51
NO	Valparaíso	856	21	13	40	50	52	06
NO	Vera Cruz	252	22	13	11	49	49	10
NO	ÁREA TOTAL km2	43.524						

*** Novos Municípios a partir de 01 de janeiro de 1.997**
Origem dos desmembramentos Diário Oficial nº 247 de 28/12/95

Lei n º 9.330 de 27/12/95

** Fernão - desmembrado de Gália*
** Paulistânia - desmembrado de Agudos*

Lei n º 8.551 de 30/12/93

** Brejo Alegre - desmembrado de Coroados*
** Pratânia - desmembrado de São Manuel*
** Ipiguá - desmembrado de São José do Rio Preto*

As áreas dos municípios desmembrados estão computados nos municípios de origem

ANEXO - IV

TARIFA DE FORNECIMENTO
(APROVADA PELA PORTARIA DNAEE Nº 91, DE 07/04/97,
PUBLICADA NO D.O.U. DE 08/04/97)

QUADRO A

TARIFA CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)	CONSUMO (R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	11,86	29,84
A3 (69 kV)	12,79	32,16
A3a (30 kV a 44 kV)	4,43	64,91
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,60	67,31
AS (Subterrâneo)	6,79	70,44
B1 - RESIDENCIAL:	-	141,68
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA:	-	-
Consumo mensal até 30 kWh	-	49,59
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	-	85,01
Consumo mensal de 101 a 200 kWh		127,51
Consumo mensal de 201 a 220 Kwh		141,68
B2-RURAL	-	76,53
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	-	54,08
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	-	70,38
B3-DEMAIS CLASSES	-	122,10
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:	-	-
B4a - Rede de Distribuição	-	62,91
B4b - Bulbo da Lâmpada	-	69,05
B4c - Nível de IP acima do Padrão	-	102,29

QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	6,95	1,45
A2 (88 kV a 138 kV)	7,47	1,72
A3 (69 kV)	10,03	2,74
A3a (30 kV a 44 kV)	11,71	3,90
A4 (2,3 kV a 25 kV)	12,14	4,05
AS (Subterrâneo)	12,70	6,21

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	39,57	34,61	28,00	23,79
A2	41,94	39,12	30,04	27,56
A3	47,51	42,14	32,72	28,26
A3a	76,84	71,13	36,55	32,30
A4	79,69	73,74	37,89	33,48
AS(Subterrâneo)	83,38	77,17	39,64	35,03

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)	25,77	5,40
A2 (88 a 138 kV)	27,67	6,32
A3 (69 kV)	37,18	10,15
A3a (30 kV a 44 kV)	39,41	13,13
A4 (2,3 kV a 25 kV)	36,45	12,14
AS (Subterrâneo)	38,14	18,62

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
A3a (30 kV a 44 kV)	3,90
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4,05
AS (Subterrâneo)	6,21

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a	347,76	342,06	36,55	32,30
A4	360,54	354,62	37,89	33,48
AS (Subterrâneo)	377,29	371,11	39,64	35,03

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
	PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 kV a 44 kV)	13,13
A4 (2,3 kV a 25 kV)	12,14
AS (Subterrâneo)	18,62

QUADRO H

TARIFA DE ETST	
SUBGRUPO	CONSUMO (R$/MWh)
A1 e A2	10,24
A3	11,60
A3a	12,24
A4 e AS	11,97

QUADRO I

TARIFA DE EMERGÊNCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW.ANO)	CONSUMO (R$/MWh)
A2 (88 kV a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	28,42	124,80
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	29,12	175,42
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	33,00	183,69
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	8,25	183,69
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	30,52	169,85
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	7,62	169,85

QUADRO J

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

ANEXO V

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 CPFL 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, são expressos através de valores médios mensais, trimestrais, quando for o caso, e anuais, devendo ser apurados pela CPFL e enviados trimestralmente ao órgão regulador.

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

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

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

a) Nível de Tensão

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

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

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

os conjuntos de consumidores estabelecidos na mesma portaria, a CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão, 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.

Apenas no transcorrer desta etapa, a CPFL poderá utilizar, para obtenção do DEC e do FEC, correlação entre 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 CPFL deverá providenciar as respectivas adequações, sujeitas à aprovação do órgão regulador, nos primeiros 6 meses da etapa de adaptação.

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

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

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

d) TA - Tempo de Atendimento

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

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

Os indicadores DIC e FIC serão controlados através de auditorias motivadas ou não por reclamações de consumidores.
Sempre que solicitado pelo órgão regulador ou por um determinado consumidor, a CPFL 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 CPFL;

- ao sistema de alta tensão/transporte da própria CPFL, incluídas subestações;
- ao sistema de suprimento de energia externo à CPFL.

- 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 CPFL como um todo e respectivas áreas de concessão.
Objetivando a formação de base de dados e o estabelecimento de padrões, a CPFL deverá também fornecer, a partir do último ano desta etapa, os indicadores FDT e FEV, a nível da CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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, ressalvando-se que, na apuração dos indicadores DEC e FEC, não mais poderá ser utilizada a correlação entre a potência instalada, em kVA, e o número de consumidores, válida somente para a etapa de adaptação.

Ressalve-se, também, 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 CPFL 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, a CPFL deverá fornecer, a partir do início da etapa de transição, 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.

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 CPFL 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	CPFL/Áreas de Concessão/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
FEC	CPFL/Áreas de Concessão/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
FDT	CPFL	Trimestral/Anual
FEV	CPFL	Trimestral/Anual
TMA	CPFL/Áreas de Concessão/Famílias	Mensal/Anual
FMA	CPFL/Áreas de Concessão/Famílias	Mensal/Anual
T90%	CPFL/Áreas de Concessão/Famílias	Mensal/Anual

b) a definir

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

IV - PADRÕES DE QUALIDADE DO PRODUTO E DE SERVIÇO

IV.1 - Padrões para a Etapa de Adaptação

a) Níveis de Tensão para Consumidores Atendidos em Alta Tensão

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

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 e nº 4 do DNAEE, de 17/04/78 e 10/01/89, respectivamente.

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

Os indicadores anuais, referentes à CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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 CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão, 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 CPFL como um todo e cada uma das respectivas áreas de concessão.

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

Concessionária	Área de Concessão	DEC (h)		FEC (vezes)	
		Anual	Mensal	Anual	Mensal
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	Nordeste	7,0	1,4	6,2	1,2
	Noroeste	7,9	1,6	6,1	1,2
	Sudeste	11,0	2,2	7,5	1,5
	TOTAL	8,6	1,7	6,6	1,3

Os padrões fixados para cada conjunto de consumidores estão apresentados a seguir:

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

Conjunto		DEC (h)			FEC (vezes)		
Denominação	Tipo	Mensal	Trimestral	Anual	Mensal	Trimestral	Anual
Duartina	30	3,59	10,77	14,36	2,77	8,31	11,08
Garça	30	1,48	4,45	5,93	1,22	3,65	4,86
Lençóis Paulista	30	1,70	5,10	6,80	1,73	5,18	6,90
Pederneiras	30	4,04	12,13	16,17	3,34	10,01	13,35
Pirajuí	30	2,35	7,06	9,42	2,42	7,27	9,69
Pompéia	30	2,69	8,07	10,76	2,04	6,11	8,15
Promissão	30	3,26	9,77	13,03	3,32	9,97	13,29
São Manuel	30	2,22	6,67	8,89	2,27	6,81	9,07
Guararapes	30	3,65	10,94	14,59	2,50	7,51	10,01
José Bonifácio	30	3,14	9,43	12,57	3,35	10,06	13,41
Monte Aprazível	30	2,71	8,13	10,83	1,89	5,67	7,57
Nova Granada	30	2,34	7,03	9,37	2,41	7,24	9,65
Olímpia	30	4,41	13,23	17,64	2,86	8,59	11,45
Potirendaba	30	2,85	8,54	11,39	1,85	5,54	7,39
Tanabi	30	3,01	9,02	12,02	1,75	5,24	6,99
Agudos	30	3,58	10,73	14,30	2,03	6,09	8,12
Bariri	30	2,45	7,36	9,81	2,47	7,41	9,88
Barra Bonita	30	2,97	8,92	11,90	1,91	5,74	7,65
Dois Córregos	30	2,29	6,87	9,17	1,80	5,41	7,22
Igaraçu do Tietê	30	1,54	4,62	6,17	1,29	3,86	5,14
Cafelândia	20	1,70	5,11	6,81	1,18	3,54	4,72
Getulina	20	2,36	7,09	9,46	2,94	8,82	11,76
Guaimbê	20	2,59	7,78	10,37	2,48	7,44	9,91

Conjunto		DEC (h)			FEC (vezes)		
Denominação	**Tipo**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**
Guarantã	20	2,96	8,87	11,82	1,77	5,30	7,07
Iacanga	20	5,14	15,41	20,54	3,93	11,79	15,72
Macatuba	20	3,69	11,08	14,78	3,57	10,72	14,29
Pongai	20	3,63	10,88	14,51	2,56	7,67	10,23
Reginópolis	20	1,62	4,86	6,48	1,17	3,51	4,68
Vera Cruz	20	2,62	7,87	10,48	2,46	7,37	9,83
Boa Esperança do Sul	20	1,41	4,23	5,64	1,45	4,34	5,78
Dobrada	20	2,96	8,88	11,84	2,15	6,44	8,58
Nova Europa	20	2,72	8,15	10,86	2,20	6,59	8,78
Tabatinga	20	2,26	6,77	9,02	2,13	6,40	8,54
Taiuva	20	2,10	6,30	8,39	1,40	4,21	5,61
Guatapará	20	7,85	23,56	31,41	5,29	15,86	21,15
Ipuã	20	2,70	8,09	10,79	1,68	5,04	6,72
Nuporanga	20	2,31	6,92	9,23	1,65	4,96	6,62
Pradópolis	20	1,28	3,85	5,13	1,16	3,48	4,64
São José da B. Vista	20	1,59	4,76	6,35	1,15	3,45	4,60
Bonfim Paulista	20	3,93	11,78	15,70	2,41	7,23	9,65
Brotas	30	3,33	10,00	13,33	2,32	6,96	9,28
Colômbia	20	3,82	11,46	15,28	1,89	5,67	7,56
Descalvado	30	2,22	6,65	8,87	2,03	6,10	8,14
Guariba	30	1,41	4,24	5,66	1,51	4,52	6,03
Ibaté	30	1,39	4,17	5,56	1,60	4,79	6,38
Ibitinga	30	1,54	4,61	6,14	1,74	5,23	6,98
Itápolis	30	3,03	9,10	12,14	2,38	7,13	9,50
Monte Alto	40	1,58	4,75	6,34	1,32	3,95	5,27
Pirangi	30	2,72	8,15	10,87	3,14	9,42	12,56
Ribeirão Bonito	30	1,62	4,87	6,50	1,23	3,70	4,93
Rincão	30	3,06	9,17	12,22	2,50	7,49	9,98
Santa Adélia	30	3,11	9,34	12,45	3,18	9,55	12,74
Cravinhos	30	2,69	8,06	10,74	2,27	6,80	9,07
Guará	30	3,12	9,35	12,47	1,81	5,43	7,24
Igarapava	30	4,57	13,72	18,29	2,96	8,89	11,85
Ituverava	30	1,84	5,53	7,37	1,61	4,83	6,44
Jardinópolis	30	2,08	6,24	8,32	1,66	4,98	6,64
Miguelópolis	30	4,36	13,09	17,45	2,28	6,84	9,13
Morro Agudo	30	3,10	9,29	12,38	1,96	5,87	7,83
Orlândia	30	2,22	6,66	8,88	1,94	5,83	7,78
Pedregulho	30	5,62	16,87	22,49	3,26	9,79	13,06
Pontal	30	3,27	9,81	13,07	3,02	9,06	12,08
São Joaquim da Barra	30	3,03	9,09	12,12	2,21	6,63	8,84
São Simão	30	3,66	10,98	14,63	2,38	7,14	9,52

Serrana	30	1,66	4,97	6,63	1,77	5,31	7,08
Sta. Rosa de Viterbo	30	3,86	11,57	15,43	3,45	10,35	13,81

Conjunto		DEC (h)			FEC (vezes)		
Denominação	**Tipo**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**
Altinópolis	30	4,26	12,79	17,05	2,46	7,38	9,84
Barrinha	30	1,15	3,44	4,58	0,89	2,68	3,57
Batatais	30	3,34	10,02	13,36	3,07	9,22	12,29
Colina	30	2,57	7,72	10,29	1,98	5,93	7,91
Guaíra	30	2,31	6,93	9,23	1,69	5,07	6,76
Monte Azul Paulista	30	2,01	6,04	8,05	1,97	5,92	7,89
Severínia	30	2,43	7,29	9,72	2,11	6,33	8,44
Pitangueiras	30	1,97	5,92	7,89	1,39	4,17	5,56
Viradouro	30	2,80	8,39	11,19	2,32	6,97	9,30
Jaboticabal	40	1,19	3,56	4,74	1,39	4,17	5,56
Matão	40	1,68	5,05	6,73	1,75	5,26	7,01
Taquaritinga	40	1,48	4,45	5,93	1,66	4,99	6,65
Sertãozinho	40	1,93	5,80	7,73	1,65	4,94	6,59
Bebedouro	40	1,22	3,65	4,87	1,00	3,00	4,00
Barretos	40	1,45	4,35	5,80	1,62	4,87	6,50
Araraquara	50	1,71	5,14	6,86	1,36	4,09	5,46
Jaú	40	1,42	4,27	5,69	1,68	5,04	6,72
São Carlos	50	1,54	4,61	6,14	1,33	3,99	5,32
Franca	50	2,41	7,23	9,64	2,43	7,28	9,70
Ribeirão Preto	50	4,01	12,00	16,05	2,43	7,30	9,74
Barbosa	20	6,49	19,47	25,96	4,22	12,65	16,87
Braúna	20	5,61	16,83	22,44	3,58	10,74	14,33
Coroados	20	5,14	15,43	20,57	3,57	10,72	14,30
Glicério	20	5,35	16,04	21,39	2,60	7,79	10,39
Piacatú	20	4,40	13,19	17,59	1,82	5,47	7,29
Guaraci	20	6,64	19,93	26,57	3,94	11,83	15,77
Icem	20	2,11	6,34	8,45	2,11	6,32	8,42
Palestina	20	2,73	8,18	10,90	1,86	5,57	7,43
Sto. Ant. Aracanguá	20	17,50	28,00	70,00	6,24	18,72	24,96
Avai	20	5,22	15,67	20,90	3,11	9,32	12,43
Bocaina	20	1,86	5,59	7,46	1,68	5,03	6,70
Marília	50	2,06	6,18	8,24	1,46	4,37	5,82
Araçatuba	50	3,26	9,79	13,05	2,54	7,62	10,17
São José do Rio Preto	50	2,16	6,48	8,64	1,77	5,31	7,09
Bauru	50	1,40	4,19	5,59	1,15	3,45	4,60
Lins	40	2,57	7,70	10,27	2,12	6,36	8,48
Birigui	40	2,26	6,78	9,04	1,60	4,80	6,40
Mirassol	40	2,93	8,78	11,71	1,52	4,56	6,08
Penápolis	40	3,39	10,16	13,55	2,68	8,03	10,70

Botucatu	40	2,14	6,43	8,57	1,46	4,37	5,83
Taquaras	40	1,84	5,51	7,35	2,17	6,51	8,68
Morungaba	20	4,21	12,62	16,83	4,38	13,13	17,50
Souzas	20	2,94	8,82	11,77	1,74	5,22	6,96

Conjunto		DEC (h)			FEC (vezes)		
Denominação	**Tipo**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**	**Mensal**	**Trimestral**	**Anual**
Águas de Lindóia	30	3,72	11,16	14,88	2,05	6,15	8,19
Barão Geraldo	30	6,05	18,14	24,19	3,68	11,04	14,72
Capivari	30	2,10	6,29	8,39	1,53	4,58	6,11
Cosmópolis	30	2,16	6,49	8,65	1,95	5,84	7,78
Paulínia	30	3,36	10,07	13,42	2,80	8,41	11,21
Pinhal	30	2,90	8,69	11,58	2,64	7,92	10,56
Rio das Pedras	30	1,61	4,83	6,44	1,50	4,49	5,98
Monte Mor	30	4,94	14,81	19,75	3,03	9,09	12,12
Nova Odessa	30	2,03	6,08	8,10	1,54	4,63	6,18
São Pedro	30	2,40	7,19	9,59	2,12	6,37	8,49
Serra Negra	30	2,14	6,43	8,57	1,69	5,08	6,77
Socorro	30	3,74	11,23	14,98	2,10	6,30	8,40
Amparo	40	4,35	13,06	17,41	2,92	8,76	11,68
Itapira	40	2,96	8,89	11,86	4,00	12,01	16,02
Sta. Bárbara d'Oeste	40	2,78	8,34	11,12	2,28	6,83	9,10
Valinhos	40	4,10	12,31	16,41	2,88	8,63	11,51
Itatiba	40	3,06	9,17	12,22	2,82	8,46	11,28
Americana	50	1,75	5,26	7,01	1,34	4,01	5,35
Campinas	50	3,88	11,65	15,54	2,21	6,64	8,85
Piracicaba	50	3,39	10,16	13,55	2,34	7,02	9,36
Sumaré	50	4,59	12,00	18,35	3,42	10,25	13,66

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

Os padrões de FMA e TMA para a CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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

Concessionária	Área de Concessão	Padrão	FMA (vezes)	TMA (min)	T80% (min)
	Nordeste	Anual	242,0	56,0	71,0
		Mensal	28,2	78,4	99,0
	Noroeste	Anual	346,0	66,0	95,0
Companhia Paulista de		Mensal	40,4	92,4	133,0

Força e Luz - CPFL	Sudeste	Anual	597,0	88,0	120,0
		Mensal	69,7	123,2	168,0
	TOTAL	Anual	406,0	75,0	103,0
		Mensal	47,4	105,0	144,0

b) consumidores localizados na área rural

Concessionária	Área de Concessão	Padrão	FMA (vezes)	TMA (min)	T80% (min)
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	Nordeste	Anual	1716,0	86,0	105,0
		Mensal	228,8	120,4	147,0
	Noroeste	Anual	1371,0	87,0	107,0
		Mensal	182,8	121,8	149,8
	Sudeste	Anual	1862,0	104,0	130,0
		Mensal	248,3	145,6	182,0
	TOTAL	Anual	1580,0	90,0	110,0
		Mensal	210,7	126,0	154,0

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: 15 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 da CPFL	DIC (horas)			FIC (vezes)		
	Anual	Trimestral	Mensal	Anual	Trimestral	Mensal
Consumidores atendidos por sistema subterrâneo	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Consumidores atendidos em alta tensão	10	10	4	8	8	3
Consumidores atendidos em média tensão situados em zona urbana	40	32	16	20	20	8
Consumidores atendidos em baixa tensão situados em						

zona urbana, inclusive os pertencentes a conjuntos com menos de 1.000 consumidores	50	40	20	20	20	8
Consumidores localizados em zona rural	80	60	32	40	40	12

(1) Padrões a serem definidos quando da existência de consumidores nesta situação

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 CPFL como um todo, serão os menores valores dentre:

- as correspondentes médias das médias anuais dos valores verificados no mês de dezembro dos anos de 1996, 1997 e 1998, em cada uma de suas áreas de concessão, 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 de 1996, 1997 e 1998 em todas as áreas de concessão do Estado de São Paulo, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final do período;
- os padrões vigentes durante a etapa de adaptação;
- os estabelecidos na portaria nº 046 do DNAEE.

No que se refere a suas áreas de concessão, os indicadores anuais de DEC e FEC, para cada uma delas, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, relativas aos anos de 1996, 1997 e 1998, tomando-se os valores anuais obtidos ao término do mês de dezembro de cada ano.

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 do mês de dezembro de cada ano, 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 CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão, 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 CPFL 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, referentes aos anos de 1996, 1997 e 1998, 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 adaptação, serão mantidos estes últimos também para a etapa de transição.

Para consumidores localizados na área urbana, 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.

Para consumidores localizados na área rural os padrões mensais corresponderão:

- para FMA - a 1,6 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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 do mês de dezembro de cada um deles.

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: 12 horas;
- consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, localizados na área rural: 16 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 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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 CPFL como um todo, a observância do menor dentre os seguintes valores anuais de DEC, 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, em cada uma de suas áreas de concessão, 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 áreas de concessão do Estado de São Paulo, ponderadas pelos respectivos números de consumidores existentes ao final do período;

- os padrões vigentes durante a etapa de transição.

No que se refere a suas áreas de concessão, os indicadores anuais de DEC e FEC, para cada uma delas, não deverão ultrapassar as suas próprias médias, relativas 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 DEC e FEC, para a CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão, 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão, 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 CPFL como um todo, cada uma de suas correspondentes áreas de concessão 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 CPFL.

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 CPFL;
- o relativo ao Estado de São Paulo, a ser determinado pelo órgão regulador, com base nos valores verificados em todas as áreas de concessão 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 CPFL como um todo e cada uma de suas respectivas áreas de concessão.

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 considerados a partir do dia seguinte à data da solicitação do consumidor.

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 CPFL.	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 CPFL.	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.	30 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 CPFL, 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, com a(s) respectiva(s) conta(s) paga(s) até o 10º (décimo) dia após o vencimento.	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 CPFL, 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 CPFL, 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL, 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.

VII.2 - Penalidades para o descumprimento de Padrões de Qualidade de Serviço e do Produto

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 CPFL 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, sendo igual a 10 na 1ª etapa. 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 CPFL 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 CPFL deverá adotar as providências cabíveis para solução do problema, obedecida a metodologia para condução do assunto contida neste documento.

A CPFL 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.

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

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 acima.

Após nova apuração solicitada, se houver reincidência, a CPFL 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 CPFL 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 CPFL, 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 CPFL 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 2ª etapa e 1,00 para a 3ª 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 no mês de dezembro de cada ano.

As penalidades descritas serão aplicadas em caso de transgressões verificadas para a CPFL como um todo, agregando-se suas áreas de concessão, 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 CPFL 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 CPFL 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.

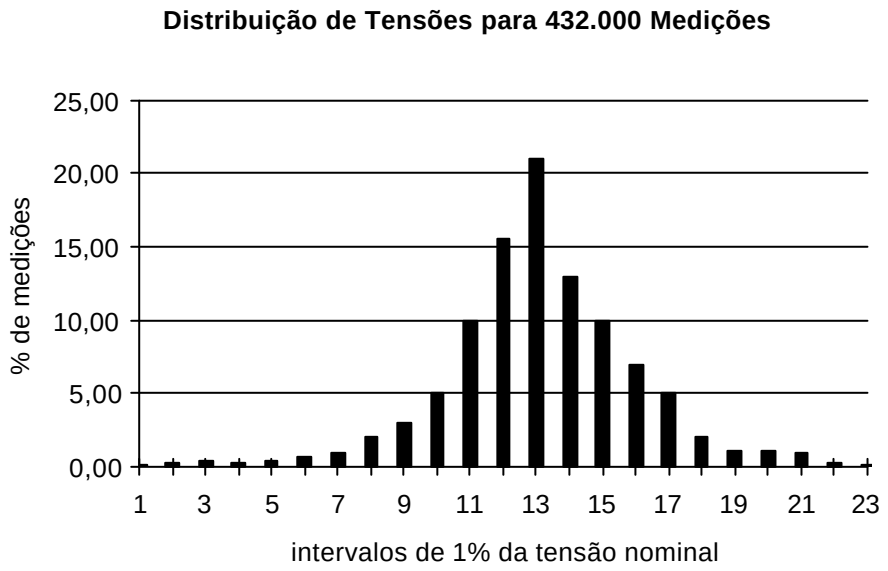
Para considerar esses dois fatores, a penalidade será calculada pelo somatório dos produtos dos valores da FDT - Função Distribuição de Tensões, envolvendo somente os consumidores incluídos na FEV, referentes a cada intervalo de 1% da tensão nominal, pelos valores de outra função, denominada FCIT - Função 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.			



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:

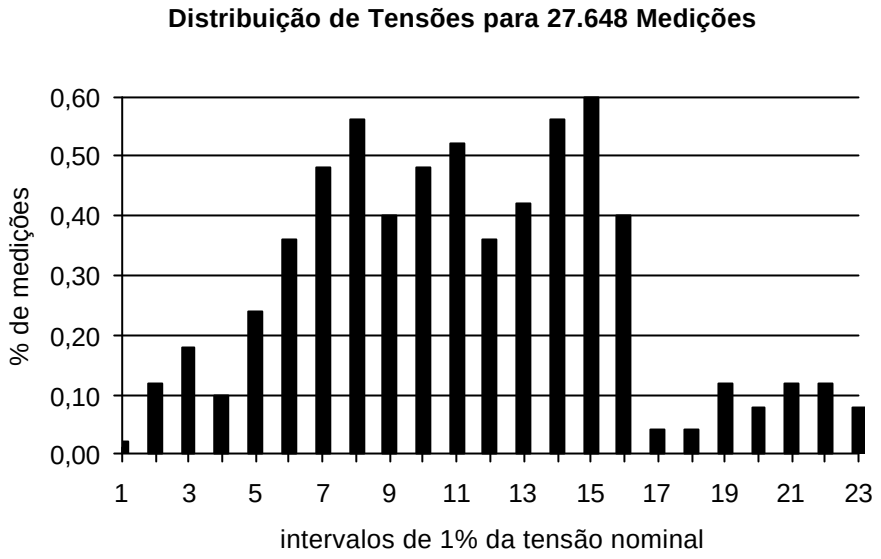
$$FEV = \frac{\text{nº de consumidores com desvio}}{\text{nº de consumidores medidos}} \times 100 = \frac{64}{1000} \times 100 = 6{,}4\%.$$

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.

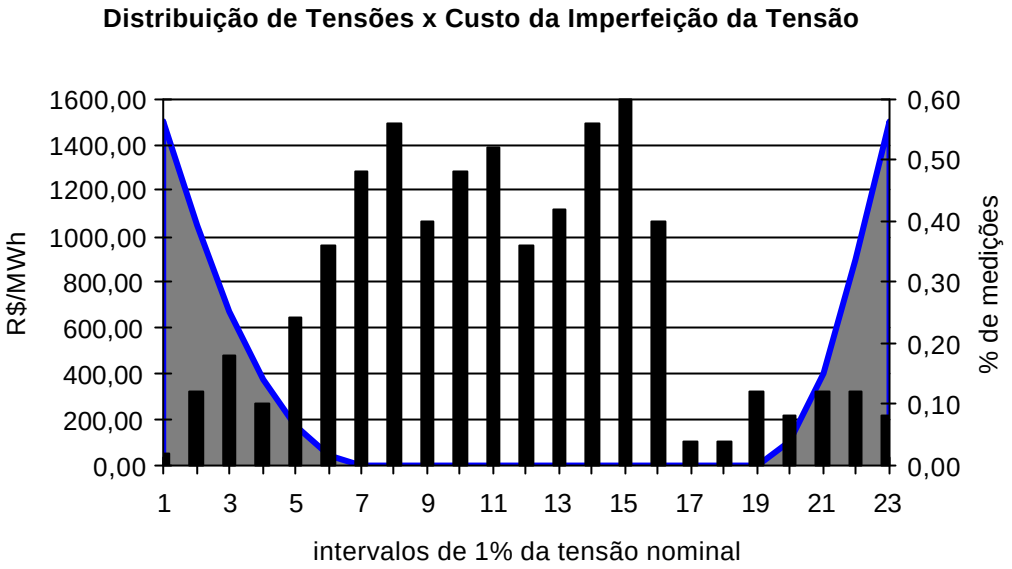


Admitindo-se, neste exemplo, que a Função Custo de Imperfeição de Tensão seja expressa pelos seguintes valores:

1500	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão inferior a 86% da tensão nominal,				
1042	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	86 %	e	87 % da nominal,	
670	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	87 %	e	88 % da nominal,	
375	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	88 %	e	89 % da nominal,	
170	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	89 %	e	90 % da nominal,	
45	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	90 %	e	91 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	91 %	e	92 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	92 %	e	93 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	93 %	e	94 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	94 %	e	95 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	95 %	e	96 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	96 %	e	97 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	97 %	e	98 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	98 %	e	99 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	99 %	e	100 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	100 %	e	101 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	101 %	e	102 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	102 %	e	103 % da nominal,	
0	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	103 %	e	104 % da nominal,	
100	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	104 %	e	105 % da nominal,	
400	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	105 %	e	106 % da nominal,	
900	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão entre	106 %	e	107 % da nominal e	
1500	R$/MWh	para a %	das medições com	tensão superior a 107% da tensão 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 do mês de dezembro de cada ano, 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 CPFL, 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 CPFL.	0,0080
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 CPFL.	0,0008
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.	0,0008
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.	0,0080
4. Prazo máximo para o início das obras referentes ao item anterior, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento.	0,0080
5. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a indenização por danos em aparelhos elétricos provocados por problemas na rede da CPFL, comprovados por análise técnica.	0,0240
6. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	0,0024
7. Prazo máximo para a religação de unidades consumidoras que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de energia elétrica, com a(s) respectiva(s) conta(s) paga(s) até o 10º (décimo) dia após o vencimento.	0,0024
8. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	0,0008

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

Descrição	VUP (%)
1. Prazo máximo para a apresentação, ao consumidor, de informações referentes à possibilidade e às condições de atendimento a pedidos de novas ligações, incluindo o tempo necessário para a conclusão de estudos, projetos e orçamentos e os prazos para início e fim de eventuais obras, após satisfeitas, pelo interessado, as condições gerais de fornecimento	0,0800
2. Prazo máximo para a devolução, ao consumidor, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças a maior do cliente.	
3. Prazo máximo para a regularização da medição, na ocorrência de defeitos no(s) medidor(es) instalado(s) na unidade consumidora.	

Também neste caso, a CPFL 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 CPFL

A CPFL 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 CPFL, 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 CPFL:

a) Quanto aos indicadores coletivos DEC e FEC

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

Até 30 dias da constatação da ocorrência, a CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL.

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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL:

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 CPFL, tais como ligação, religação, leitura de medidores, entrega de contas, orçamentos para extensões de rede;
- Orientações obrigatórias feitas pela CPFL sobre o uso seguro e adequado da energia elétrica;
- Esclarecimentos obrigatórios sobre direitos e deveres dos consumidores;
- Serviço de iluminação pública;
- Imagem institucional da CPFL;
- 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 CPFL 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 CPFL;
- Tarifas de fornecimento.

Compiladas as respostas, a CPFL 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 CPFL 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 CPFL;

    - Campanhas preventivas sobre acidentes no uso de energia elétrica;

    - Pedidos de Indenização por queima de aparelhos e indenizações efetivamente pagas pela CPFL.

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 CPFL como um todo, áreas de concessão 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 CPFL.

  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 CPFL 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 CPFL

Haverá aplicação de multa à CPFL 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 CPFL, 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	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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL faturados com tarifas do Grupo B.

No caso da CPFL 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.

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 CPFL, 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 CPFL 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, feita por escrito pelo consumidor, para verificação dos níveis de tensão no correspondente ponto de entrega. Por este motivo a CPFL deverá disponibilizar formulários específicos para este fim.

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

Nos dois casos, a CPFL, 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL.

Caso o solicitante discorde do resultado apresentado pela CPFL, 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 CPFL acompanhar as medições;

b) Se o solicitante da primeira medição for o consumidor, ele poderá solicitar que a CPFL 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 CPFL, 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 CPFL 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 a CPFL deverá enviar ao órgão regulador, em arquivo magnético (BD) para acesso em PC, a relação de todos os seus consumidores, obedecendo o padrão a seguir:

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

De posse dos arquivos de consumidores das Empresas, o órgão regulador deverá proceder o sorteio dos consumidores que serão verificados em cada trimestre, montar os respectivos arquivos e encaminhá-los para as empresas 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.

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 CPFL 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 BT, a CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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: _____ Trimestre do ano de _____

FEV = _____%

Nº de consumidores da amostra: _____

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 E FEC

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.

PERÍODOS DE APURAÇÃO DO DEC E FEC

Período de apuração dos indicadores DEC E FEC 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 e FEC, 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 e FEC 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 DO DEC E DO FEC

Na primeira etapa deverão ser apurados os indicadores DEC e FEC para os seguintes universos:

- Sistema de Distribuição da CPFL: Inclui todos os consumidores da CPFL atendidos em tensão de distribuição. Considera portanto todos os consumidores atendidos com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV da CPFL.

- Sistema de Distribuição de 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 CPFL: Inclui todos os consumidores da CPFL atendidos em alta tensão, ou seja, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV.

- Rede AT de 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 E FEC

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

A elaboração do cálculo dos indicadores DEC e FEC 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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, 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 CPFL 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 CPFL;

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 CPFL 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.
- classificação da ocorrência, quanto à natureza, origem do local e localização dos consumidores

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 CPFL 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 CPFL por um prazo mínimo de 3 anos para consultas, reclamações de consumidores e auditorias do órgão regulador.

6 - APURAÇÃO DO 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.

Apenas no transcorrer da 1ª etapa, a CPFL poderá 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 = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Ca(i)xt(i)}{Cs}$ (h / consumidor)

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por consumidor, expressa em horas e centésimos de hora, por cliente.

Ca (i) = Número de consumidor do universo considerado, atingidos na 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.

Cs = 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 = $\frac{\sum_{i=1}^{N} Ca(i)}{Cs}$ (interrupções / consumidor)

FEC = Frequência equivalente de interrupções por consumidor, expressa com 2 casas decimais.

Ca (i) = Número de consumidores do universo considerado, atingidos na interrupção (i).

(i) = Número da interrupção considerada, variando de 1 a N, sendo N o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração.

Cs = 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 (nca) deve ser realizada considerando-se a seguinte proporção:

$nca = \frac{kVAi}{kVAt} x\ nst + N$, onde

kVAi = potência interrompida que corresponde à soma das potências instaladas dos transformadores de distribuição do universo considerado, afetados pela interrupção;

kVAt = potência total instalada no universo, que é a soma das potências instaladas de todos os seus transformadores de distribuição, do universo considerado;

nst = número total de consumidores atendidos pela rede secundária de distribuição no universo

considerado;

N = número de consumidores atendidos pela rede primária de distribuição do universo considerado, atingidos pela interrupção.

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 CPFL 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:

a) DEC e FEC de consumidores de Atendidos em Tensão de Distribuição

Concessionária:

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

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 CPFL como um todo, cada uma de suas áreas de concessão 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 CPFL.

8 Valor total do indicador especificado, relativo a ocorrências verificadas no sistema de distribuição da CPFL.

9 Valor do indicador especificado, relativo a interrupções programadas no sistema de distribuição da CPFL.

10 Valor do indicador especificado, relativo a interrupções não programadas no sistema de distribuição da CPFL.

b) 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 CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão.
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:

- CPFL e áreas de concessão 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:

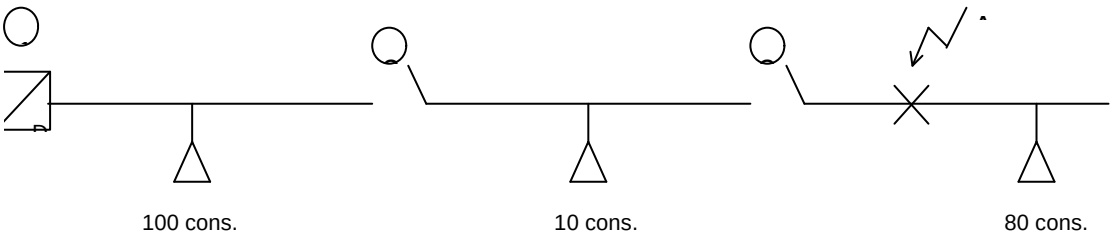
  manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

  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 CPFL 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 conseqüente 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 CPFL - Área Urbana: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da CPFL 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 CPFL - Área Rural: Inclui os atendimentos de ocorrências para consumidores da CPFL 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 CPFL - Inclui os atendimentos de ocorrências para todos os consumidores da CPFL 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 CPFL.

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 CPFL e deve garantir a fidelidade, a precisão e a disponibilização para a auditoria das informações de cada evento.

Evidentemente, a CPFL 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 CPFL - 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 CPFL 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.

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

ta(i)	=	tempo de atendimento de cada ocorrência em minutos
n	=	número de ocorrências totais no universo e período de apuração considerados
TMA	=	valor médio, em minutos e décimos de minutos

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.

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

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 CPFL como um todo e para cada uma das áreas de concessão, 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 ____ [ ] Anual: do mês: _____ até o mês: _____ 1				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 CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão.
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 [ ] Urbano [ ] 2
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 CPFL como um todo e cada uma de suas áreas de concessão.
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 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:

- CPFL e áreas de concessão 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 CPFL 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 CPFL e agrupamento a que pertence (urbano, rural, AT, MT, BT, subterrâneo).

b) O 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: _____ Área de Concessão: _____

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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL.

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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL poderá solicitar a apuração do seu DIC ou do seu FIC, devendo a CPFL 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 CPFL ou das áreas de concessão, 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 CPFL 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 CPFL como um todo e para cada uma de suas áreas de concessão, 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 CPFL 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 CPFL 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:

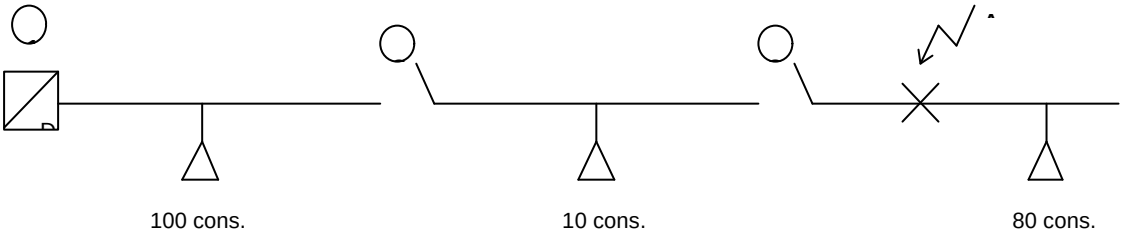
  manobra 90 - para interrupções que envolvam clientes que estavam energizados imediatamente antes da manobra correspondente.

  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+	90

					80	
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: _____ Área de Concessão: _____

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 CPFL, 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 CPFL, 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.

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

di = 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 pôr 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 CPFL.

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

di = dias úteis transcorridos entre a solicitação do consumidor i e a sua efetiva religação, excluído o dia do pedido

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

di = 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 CPFL 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 CPFL 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

di = dias úteis transcorridos entre o dia seguinte à data de aceite do projeto desenvolvido e 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL.

  Para apuração dos dados relativos ao cumprimento dos prazos máximos estabelecidos, as empresas deverão registrar em sistema informatizado a data da solicitação da ligação.

  O tempo em dias úteis para o atendimento deverá ser contado sem considerar o dia 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 CPFL.

  Para apuração dos dados relativos ao cumprimento dos prazos máximos estabelecidos, as empresas deverão registrar em sistema informatizado a data da solicitação da ligação.

  O tempo em dias úteis para o atendimento deverá ser contado sem considerar o dia 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.

  O tempo em dias úteis para o atendimento deverá ser contado sem considerar o dia 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 CPFL 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.

Não considerar na contagem do tempo, o dia da solicitação.

- 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 de abertura do pedido de indenização e do pagamento em cheque ou dinheiro na agência ou escritório local da CPFL, descontados os dias em que o processo tenha sido interrompido por dependência de providências do interessado.

  Não considerar na contagem do tempo, o dia da solicitação.

- 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 CPFL 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.

Não considerar na contagem do tempo o dia da solicitação.

- 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 dia da solicitação e o período de tempo 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, desagregados por áreas de concessão.

Os dados serão encaminhados em planilhas, conforme os modelos a seguir:

INDICADORES

Concessionária:	Área de Concessão:	Mês:
_____	_____	_____

Indicador	Limite	Média Mensal	Média Móvel de 12 Meses

PADRÕES

Concessionária:	Área de Concessão:	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 CPFL 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 CPFL 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 CPFL e submetida ao órgão regulador para aprovação, durante a etapa de adaptação, prevista neste documento.

A partir da etapa de transição, a CPFL 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 CPFL deverá atualizar a definição das suas redes elementares e formação das famílias, submetendo-as à aprovação do órgão regulador.

Entretanto, a qualquer tempo a CPFL 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) O 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) o número de famílias de redes da CPFL 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.