

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 345, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008

~~Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional — PRODIST, e dá outras providências.~~

[Relatório](#)

[Voto](#)

[Módulos](#)

~~O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos III e IV, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.002675/2002-14, e considerando que:~~

~~em função da Audiência Pública nº 14/2008, realizada no período de 20 de fevereiro a 18 de abril de 2008, foram recebidas sugestões de concessionárias e de agentes do setor, assim como da sociedade em geral, as quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:~~

~~**Art. 1º** Aprovar os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional — PRODIST, versão 2008 (ANEXO I), composto pelos seguintes itens:~~

- ~~I — Módulo 1 — Introdução;~~
- ~~II — Módulo 2 — Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;~~
- ~~III — Módulo 3 — Acesso ao Sistema de Distribuição;~~
- ~~IV — Módulo 4 — Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;~~
- ~~V — Módulo 5 — Sistemas de Medição;~~
- ~~VI — Módulo 6 — Informações Requeridas e Obrigações;~~
- ~~VII — Módulo 7 — Cálculo de Perdas na Distribuição;~~
- ~~VIII — Módulo 8 — Qualidade da Energia Elétrica; e~~
- ~~IX — Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição.~~

DO MÓDULO DE INTRODUÇÃO

~~**Art. 2º** Para os efeitos desta Resolução e do PRODIST, são adotadas as terminologias e os conceitos definidos no Módulo 1 — Introdução.~~

DO MÓDULO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

~~Art. 3º A distribuidora deve manter, em Sistema de Informações Geográficas—SIG, as informações de parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão, bem como as informações de todos os acessantes.~~

~~§ 1º A implantação do SIG deverá ser concluída no prazo de até 24 meses, contados a partir da data de publicação desta Resolução.~~

~~§ 2º Para as distribuidoras enquadradas como permissionárias de serviço público, o prazo para a implantação do SIG é de 48 meses, contados a partir da data de publicação desta Resolução.~~

~~§ 3º A formatação dos dados geoprocessados, os protocolos eletrônicos de comunicação e a forma de envio das informações de que trata o “caput” serão definidos pela ANEEL, incluindo a forma de vinculação desses dados aos sistemas de controle patrimonial e registros contábeis da distribuidora.~~

~~Art. 4º A distribuidora deve caracterizar a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de suas redes e transformadores por meio de informações oriundas de campanhas de medição.~~

~~§ 1º Adicionalmente à campanha de medição, a cada dois ciclos de revisão tarifária periódica deve ser realizada uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo para as diversas classes de unidades consumidoras.~~

~~§ 2º É facultada à distribuidora realizar medição permanente para caracterização da carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de suas redes e transformadores.~~

~~§ 3º Para fins de cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição—TUSD, até 150 dias antes da data da revisão tarifária periódica, a distribuidora deve encaminhar à ANEEL:~~

~~I—tipologias que representem a totalidade das unidades consumidoras, das redes e dos pontos de injeção, bem como as campanhas de medição que originaram as referidas tipologias;~~

~~II—diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência de seu sistema, na condição de carga máxima verificada nos últimos 12 meses anteriores ao envio;~~

~~III—relatório da pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo, quando for o caso; e~~

~~IV—relatório das campanhas de medição.~~

~~§ 4º A primeira pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo deve ser realizada para o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.~~

~~§ 5º Para as distribuidoras que não operem redes em tensão superior a 25 kV, é facultado o envio da documentação de que tratam os incisos I e III.~~

~~§ 6º Na construção da estrutura tarifária das distribuidoras alcançadas pelo § 5º, poderão ser utilizadas as tipologias da distribuidora supridora.~~

~~Art. 5º A distribuidora deve realizar estudos de previsão da demanda, os quais devem:~~

~~I — ser compatíveis com os planos diretores municipais e os planos regionais de desenvolvimento, quando existirem;~~

~~II — considerar as solicitações de acesso, os pedidos de fornecimento e os acréscimos de carga; e~~

~~III — considerar o histórico consolidado de carga dos últimos cinco anos, incluindo as perdas técnicas e os ganhos relativos aos planos de eficiência energética.~~

~~Parágrafo único. Os dados utilizados e as previsões de demanda devem ser mantidos em arquivo por um período mínimo de dez anos.~~

~~Art. 6º A distribuidora deve enviar à ANEEL, até o dia 10 (dez) de abril de cada ano, o Plano de Desenvolvimento da Distribuição — PDD, o qual deve conter:~~

~~I — plano de obras do sistema de distribuição de alta tensão, com horizonte de previsão de dez anos;~~

~~II — plano de obras das subestações de distribuição, com horizonte de previsão de dez anos;~~

~~III — plano de obras do sistema de distribuição de baixa e média tensão, com horizonte de previsão de cinco anos;~~

~~IV — lista de obras realizadas no ano anterior ao ano de envio; e~~

~~V — análise crítica do plano anterior.~~

~~Parágrafo único. Os dados correspondentes ao PDD devem ser mantidos em arquivo, pela distribuidora, por um período mínimo de dez anos.~~

~~DO MÓDULO DE ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO~~

~~Art. 7º A viabilização do acesso aos sistemas de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão — DIT, far-se-á por meio das etapas de Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso.~~

~~Parágrafo único. Aos acessantes e à distribuidora acessada aplica-se o disposto nos Procedimentos de Distribuição quanto aos prazos a serem observados, as informações a serem disponibilizadas pelas partes e os requisitos que devem ser atendidos para a viabilização do acesso.~~

~~Art. 8º. Na hipótese de necessidade de uso do sistema de distribuição para consumo de energia, a central geradora deverá celebrar Contrato de Uso do Sistema de Distribuição — CUSD conforme estabelecido na Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999.~~

~~Art. 9º É permitido o acesso de distribuidora a instalações de interesse restrito de central geradora conectada ao sistema de distribuição, não abrangendo as DIT, utilizadas ou não de forma compartilhada.~~

~~§ 1º O acesso referido no “caput” pode ser realizado para atendimento a unidade consumidora, mediante correspondente parecer de acesso, ou por necessidade de expansão do sistema da distribuidora para atendimento a mercado próprio, devendo sempre ser justificado pelo critério de menor custo global de atendimento.~~

~~§ 2º Havendo o acesso referido no “caput”, a distribuidora deve incorporar as instalações de interesse restrito até o seu correspondente novo ponto de conexão, devendo ressarcir a central geradora proprietária das instalações pelo Valor de Mercado em Uso — VMU, conforme metodologia de avaliação de bens e instalações disposta em Resolução da ANEEL e regulamentação superveniente.~~

~~§ 3º Havendo incorporação de instalações de interesse restrito utilizadas de forma compartilhada, o ressarcimento a cada central geradora proprietária deve ser feito proporcionalmente à participação de cada central sobre o valor a ser ressarcido referido no § 2º, salvo se as centrais geradoras acordarem de forma diversa.~~

~~§ 4º A distribuidora acessante é responsável pela transferência, sempre que se fizer necessária, dos equipamentos constituintes do ponto de conexão de cada central geradora, assim como de seu respectivo Sistema de Medição para Faturamento — SMF, devendo os custos associados ser considerados na análise da alternativa de menor custo global de atendimento, assim como incluídos no custo total da obra para cálculo da participação financeira do consumidor, quando aplicável.~~

~~**Art. 10.** As instalações de conexão de um acessante compreendem seu ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito.~~

~~§ 1º As instalações de conexão podem ter seu projeto e execução contratados com empresa de livre escolha do acessante, inclusive a própria distribuidora acessada, observadas as normas técnicas e padrões da acessada, os requisitos do acessante e os Procedimentos de Distribuição.~~

~~§ 2º Não deve haver cobrança de encargos de conexão pela distribuidora acessada para realização das atividades de operação e manutenção:~~

~~I— das instalações de conexão do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada, incluindo os casos de incorporação por Obrigações Especiais; e~~

~~II— dos equipamentos do SMF do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada. (Revogado pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009.)~~

~~**Art. 11.** As distribuidoras, de comum acordo com as centrais geradoras de energia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico — ONS, quando couber, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, observado o estabelecido nos Procedimentos de Distribuição.~~

DO MÓDULO DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO

~~Art. 12.~~ Para novas instalações ou no caso de substituição de qualquer componente do sistema de medição, a distribuidora deve adotar, até 180 dias da data de publicação desta Resolução, sistemas de medição com os mesmos requisitos técnicos mínimos e mesmas instalações associadas, tanto para os consumidores livres quanto para os consumidores cativos, de acordo com o subgrupo tarifário que a unidade consumidora está classificada.

~~Art. 13.~~ As permissionárias de distribuição devem adequar aos regulamentos vigentes todos os sistemas de medição para faturamento sob sua responsabilidade, em até 30 (trinta) meses após a publicação desta Resolução.

~~Parágrafo único.~~ O prazo referido no “caput” não se aplica às centrais geradoras com instalações conectadas aos sistemas de distribuição das permissionárias, cuja implantação e adequação do sistema de medição para faturamento devem ser prévias à entrada em operação comercial.

~~DO MÓDULO DE CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO~~

~~Art. 14.~~ Até 150 dias antes da data da revisão tarifária, a distribuidora deve encaminhar à ANEEL as informações necessárias à apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

~~Parágrafo único.~~ Os estudos para o cálculo das perdas realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas devem estar disponíveis para fiscalização da ANEEL, por um período de cinco anos.

~~DO MÓDULO DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA~~

~~Art. 15.~~ Alteram-se os arts. 3º, 7º, 8º, 10, 13, 17 e 21 da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, que passam a vigorar com a seguinte redação:

~~“Art. 3º~~

~~V – Dia Crítico~~

~~Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários, sendo que a média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados~~

~~.....~~

~~XXVII – Ocorrência Emergencial~~

~~Evento na rede elétrica que prejudique a segurança e/ou a qualidade do serviço prestado ao consumidor, com conseqüente deslocamento de equipes de atendimento de emergência.~~

~~.....”~~

~~“Art. 7º~~

~~IV — suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;~~

~~V — vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;~~

~~VI — ocorridas em dia crítico; e~~

~~VII — oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.~~

~~§ 2º As interrupções de que tratam os incisos III, V, VI e VII deverão ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada das obrigações afetadas, incluindo, para os incisos III, V e VI, uma estimativa da duração da impossibilidade de cumpri-las.~~

~~“Art. 8º~~

~~§ 2º A concessionária de distribuição poderá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento das metas anuais dos indicadores de continuidade disposto no art. 17.~~

~~“Art. 10. A concessionária deverá enviar à ANEEL os indicadores DEC e FEC e os atributos físico-elétricos de todos os seus conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.~~

~~“Art. 13. Na apuração dos indicadores DIC e FIC, não deverão ser consideradas as interrupções a que se referem os incisos do art. 7º.~~

~~Parágrafo único. Na apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas no ‘caput’ deste artigo, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que sejam atendidas as seguintes condições:~~

~~I — os consumidores sejam devidamente avisados, respeitados os procedimentos estabelecidos no art. 14; e~~

~~II — a interrupção respeite o intervalo previamente programado.~~

~~“Art. 17. Os valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio da Audiência Pública da Revisão Tarifária Periódica e serão estabelecidos em Resolução específica, quando da aprovação da referida Revisão Tarifária Periódica.~~

~~§ 3º No estabelecimento de metas de continuidade para os conjuntos de unidades~~

~~consumidoras será aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da concessionária de distribuição, tendo como referência os atributos físico-elétricos e dados históricos de DEC e FEC encaminhados à ANEEL.~~

~~§ 8º Os padrões para os indicadores de continuidade individuais para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV deverão ser estabelecidos no Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição, sendo iguais ou inferiores aos limites da Tabela 1.~~

~~“Art. 21~~

~~CM = Média aritmética do encargo de uso do sistema de distribuição, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;~~

~~kei = Coeficiente de majoração fixado em 17 (dezesete), para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão.~~

~~kei = Coeficiente de majoração fixado em 22 (vinte e dois), para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão.~~

~~kei = Coeficiente de majoração fixado em 30 (trinta), para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão.~~

~~Fato gerador: descumprir as disposições regulamentares ou contratuais relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica (DEC e/ ou FEC), ocorridas até dezembro de 2009.~~

~~Art. 16. Alteram-se os arts. 7º, 18 e 20 da Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001, que passam a vigorar com a seguinte redação:~~

~~“Art. 7º~~

~~onde:~~

~~nlp = maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precárias;~~

~~nle = maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas críticas; e~~

~~“Art. 18. As áreas ou sistemas que apresentem situações com impossibilidade técnica de solução nos prazos estabelecidos nos arts. 16 e 17 desta Resolução, deverão ser relatadas e justificadas formalmente à ANEEL, que poderá ou não, por meio de resolução específica, indicar as providências e novos prazos necessários para a efetiva regularização.~~

~~“Art. 20. Expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16, 17 e 18 desta Resolução e detectada a não regularização dos níveis de tensão, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado e àqueles atendidos pelo mesmo ponto de entrega, de acordo com a fórmula a seguir:~~

$$\text{Valor} = \left[\left(\frac{\text{DRP} - \text{DRP}_M}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{\text{DRC} - \text{DRC}_M}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot k_3$$

~~onde:~~

~~k1 = 0, se $\text{DRP} \leq \text{DRPM}$;~~

~~k1 = 3, se $\text{DRP} > \text{DRPM}$;~~

~~k2 = 0, se $\text{DRC} \leq \text{DRCM}$;~~

~~k2 = 7, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão, se $\text{DRC} > \text{DRCM}$;~~

~~k2 = 5, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão, $\text{DRC} > \text{DRCM}$;~~

~~k2 = 3, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão, $\text{DRC} > \text{DRCM}$;~~

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

~~DRPM = 3 %;~~

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

~~DRCM = 0,5 %; e~~

~~k3 = valor do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.~~

~~.....”~~

~~Art. 17. Alteram-se os arts. 2º, 3º, 6º e 7º da Resolução nº 520, de 17 de setembro de 2002, que passam a vigorar com a seguinte redação:~~

~~“Art. 2º.....”~~

~~X — Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais — TAE~~

~~Intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência emergencial, o deslocamento, o instante de chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência e o tempo de execução do serviço, correspondendo à soma dos tempos TP, TD e TE.~~

~~.....~~

~~XIII — Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais — TMAE~~

~~Valor médio correspondente aos TAEs das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em um determinado conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.~~

~~.....~~

~~XVI — Tempo de Execução — TE~~

~~Intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o instante de chegada ao local da ocorrência até o restabelecimento, pela equipe de atendimento, de cada ocorrência emergencial.~~

~~XVII – Tempo Médio de Execução – TME~~

~~Valor médio correspondente aos TEs pelas equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em um determinado conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.~~

~~“Art. 3º.....”~~

~~V – interrupção em situação de emergência.”~~

~~“Art. 6º.....”~~

~~III – TME, utilizando a seguinte fórmula:~~

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

~~IV – TMAE, utilizando a seguinte fórmula:~~

$$~~TMAE = TMP + TMD + TME~~$$

~~V – Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (PNIE), utilizando a seguinte fórmula:~~

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

~~Onde:~~

~~TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;~~

~~TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;~~

~~n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;~~

~~TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;~~

~~TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;~~

~~TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;~~

~~TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.~~

~~TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;~~

~~PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %; e~~

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

~~.....”~~

~~“Art. 7º A concessionária deverá enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, os valores mensais dos indicadores TMP, TMD, TME, TMAE, NIE, PNIE e o valor do n — número de ocorrências emergenciais, relativos a cada conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.~~

~~.....”~~

DISPOSIÇÕES FINAIS

~~“Art. 18. Altera-se o art. 14 da Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999, que passa a vigorar com a seguinte redação:”~~

~~“Art. 14. A Autorizada deverá submeter-se aos Procedimentos de Rede e/ou aos Procedimentos de Distribuição, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e responsabilidades relacionadas ao sistema de transmissão e distribuição.”~~

~~.....”~~

~~Art. 19. Revogam-se o § 3º do art. 8º e os §§ 1º e 2º do art. 17 da Resolução nº 024, de 2000, os §§ 3º, 4º e 8º do art. 20 da Resolução nº 505, de 2001, e o art. 34 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005.~~

~~Art. 20. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.~~

JERSON KELMAN

~~Este texto não substitui o publicado no D.O. de [31.12.2008](#), seção 1, p. 182, v. 145, n. 254 e os retificados no D.O. de [20.01.2009](#) e [03.03.2009](#).~~

~~(Revogada pela REN ANEEL 395 de [15.12.2009](#).)~~