
 <b>MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 008/2026</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 22/2026-SGM/ANEEL de 24/03/2026</b> <b>EMENTA:Obter subsídios para alterações nos Procedimentos de Rede visando a conformidade regulatória do ONS na versão de Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.</b>	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.	
<b>TEXTO/ANEEL</b>	<b>ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO</b>
<b>NOTA TÉCNICA Nº 22/2026-SGM/ANEEL de 24/03/2026</b> Referência: 48500.007785/2026-84 Assunto: Abertura da Tomada de Subsídios com vistas a colher contribuições para <b>aprovação de versão</b> dos seguintes Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.	
<b>I - DO OBJETIVO</b> 1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a proposta de abertura da Tomada de Subsídios com vistas a colher contribuições para <b>aprovação de versão</b> de Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.	
<b>II - DOS FATOS</b> 2. Por meio da Carta CTA-ONS DTA/RA 0765/2024 [1], de 15 de maio de 2024, o <b>ONS encaminhou proposta de alteração do Submódulo 4.2</b> dos procedimentos de Rede como desdobramento do Relatório de Análise de Perturbação – RAP-ONS nº 00012/2023. 3. Por meio da Carta CTA-ONS DTA/RA 0947/2025 [2], de 25 de junho de 2025, o <b>ONS encaminhou</b> a revisão do Submódulo 3.8 – Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos dos Procedimentos de Rede. 4. Por meio da Carta CTA-ONS DTA/RA nº 1799/2024 [3], de 12 de dezembro de 2024, o <b>ONS encaminhou proposta de revisão dos Procedimentos de Rede</b> referente aos submódulos <b>2.5 e 5.7</b> , no escopo do Programa de Conformidade Regulatória do ONS, e dos Submódulos <b>3.5 e 4.2</b> , no âmbito de alterações de baixo impacto. 5. Em 07 de novembro de 2025, encaminhou-se para o ONS o Ofício nº 173/2025-SGM/ANEEL, por meio do qual se propôs a <b>adoção de um rito ordinário anual</b> para a instrução de <b>revisões</b> dos Procedimentos de Rede, concentrando, <b>em um único processo</b> , alterações de baixo impacto regulatório ou atualizações pontuais, ressalvadas as hipóteses de revisões associadas a determinações normativas específicas ou a temas prioritários que demandem tratamento diferenciado. 6. Em resposta ao Ofício nº 173/2025-SGM/ANEEL, o <b>ONS encaminhou</b> à ANEEL, por meio da Carta CTA-ONS DTA 0182/2026 [4], as propostas de revisão dos submódulos dos Procedimentos de Rede que entende pertinentes para inclusão na <b>primeira instrução anual</b> , acompanhadas das respectivas minutas revisadas, relatórios de mensuração de impacto e análises das contribuições recebidas em consultas externas previamente realizadas.	
7. Por meio da carta CTA-ONS DTA 0038/2026 [5], de 08 de janeiro de 2026, o ONS encaminhou proposta de alteração dos Procedimentos de Rede devido a REN nº 1.134/2025, resultado da <b>CP nº 013/2024</b> sobre processo para aplicação do <b>limite de injeção de potência e a definição do conceito de Complexo de Geração</b> .	Este conselho contribuiu na CP-013/24 com a seguinte consideração: "Objetivo principal é evitar que grupos de mesmo controle societário direto ou indireto constituam empreendimentos maiores que 300 MW em um mesmo ponto de conexão, assim sendo, deve-se identificar o grupo de controle e explicitar todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores. As centrais híbridas, notadamente solar e eólica ou solar e hidrelétrica também devem ser consideradas dentro do limite de 300MW de potência instalada para terem direito ao subsídio de 50% na TUSD e/ou TUST. O princípio fundamental imposto pela lei 9.427/96 é a capacidade de geração instalada em fontes incentivadas citadas e segrega qual fonte de energia que provê a geração."
<b>III - DA ANÁLISE</b> 8. Para a revisão dos submódulos dos Procedimentos de Rede que dependem de aprovação da ANEEL, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 903/2020, o <b>ONS</b> tem adotado a prática de encaminhar propostas de alteração por meio de <b>correspondências específicas, segmentadas por tema ou submódulo</b> . 9. No entanto, conforme já explicitado no Ofício nº 173/2025-SGM/ANEEL, esse modelo de instrução fragmentada tem <b>demandado</b> a abertura de <b>múltiplas frentes</b> de trabalho no âmbito da SGM, <b>reduzindo a eficiência</b> do processo de instrução diante do aumento do volume e da diversidade de demandas regulatórias associadas aos Procedimentos de Rede. 10. Nesse contexto, considerando que as alterações ora analisadas já foram previamente comunicadas e enquadradas no referido Ofício, adota-se, <b>nesta Nota Técnica, abordagem consolidada de análise</b> , alinhada à proposta de reestruturação do rito de revisão dos Procedimentos de Rede para um modelo de instrução ordinária anual, mais eficiente, coerente e aderente à natureza das revisões apresentadas.	
<b>III.1 – Da proposta dos Procedimentos de Rede</b> 11. Os submódulos dos Procedimentos de Rede a serem ajustados neste ano, conforme as propostas já encaminhadas pelo ONS, são os seguintes:	
I. Submódulo 2.5 – <b>Critérios para operação</b> (Critérios); II. Submódulo 2.9 – <b>Requisitos</b> mínimos de <b>qualidade</b> de energia elétrica para acesso ou integração à <b>Rede Básica</b> ; (Requisitos) III. Submódulo 3.5 – <b>Consolidação da previsão de carga</b> para planejamento da operação eletroenergética (Responsabilidades); IV. Submódulo 3.8 - <b>Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos</b> (Responsabilidades e Procedimental) V. Submódulo 4.2 – <b>Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação</b> (Responsabilidades e Procedimental); VI. Submódulo 4.3 – <b>Programação mensal da operação energética</b> (Procedimental); VII. Submódulo 4.5 – <b>Programação Diária da Operação</b> (Procedimental); VIII. Submódulo 4.7 – <b>Inclusão de condicionantes operativos hidráulicos</b> dos aproveitamentos hidroelétricos (Responsabilidades e Procedimental); IX. Submódulo 5.7 – <b>Gerenciamento da Carga</b> (responsabilidades e operacional) X. Submódulo 8.1 – <b>Administração dos Contratos</b> (Responsabilidades e Procedimental); XI. Submódulo 8.3 – <b>Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão</b> e Encargos Setoriais (Procedimental); e XII. Submódulo 9.7 – <b>Indicadores de qualidade</b> da energia elétrica da <b>Rede Básica</b> (Indicadores).	
12. <b>ONS instaurou Consultas Externas no portal do SINtegre</b> , para recebimento de contribuições dos agentes e sociedade quanto as propostas de revisão dos documentos dos procedimentos de rede, conforme disposto no art. 4º da REN 903, de 2020. O Relatório de Análise de Contribuições (RAC) destas consultas foi encaminhado para Aneel com as propostas de alteração dos Submódulos enviados pelo ONS, e estão disponíveis nos respectivos processos.	
<b>III.1.1 – Submódulo 2.5 – Critérios para operação – (Critérios)</b> 13. O Submódulo 2.5 dos Procedimentos de Rede estabelece os critérios da operação referente a diversos processos, tais como <b>execução de intervenções</b> , controle de <b>geração</b> , controle da <b>transmissão</b> , operação <b>hidráulica</b> de reservatórios, <b>recomposição</b> da Rede de Operação, incluindo o <b>Gerenciamento de Carga</b> estabelecido no Submódulo 5.7 dos Procedimentos de Rede.	
14. A proposta de revisão do Submódulo 2.5 concentra-se nos <b>valores de subfrequência</b> sustentada e é motivada pela transição energética e conexão de <b>novas fontes ao SIN</b> , o que pode exigir, segundo o ONS "mesmo que por um período de tempo", <b>alterações do valor de referência de subfrequência</b> .	
15. Em síntese, o ONS propõe: Alteração dos itens 6.1.3(a) e 6.1.4, com remoção do valor definido diretamente no Submódulo 2.5 e substituição por referência aos valores definidos nas Instruções de Operação do Submódulo 5.12. Exclusão dos itens 6.1.5 e 6.1.6, com a finalidade de manter essas informações apenas nos documentos operativos (Submódulo 5.12), dado que os valores podem demandar atualizações mais frequentes em função de necessidades operativas.	
16. Os impactos esperados pelo ONS com a revisão são: i) Centralização e consistência normativa/operativa: <b>reduz</b> risco de <b>divergência entre texto normativo</b> e instruções <b>operacionais</b> ; ii) Maior <b>flexibilidade de atualização</b> : permite que valores sujeitos a ajustes frequentes fiquem em documento mais adequado ao ciclo de atualização da operação; e iii) <b>Redução de redundâncias</b> : evita duplicação de conteúdo entre submódulos de natureza distinta ( <b>critérios x instruções operativas</b> ).	
<b>III.1.2 – Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica (Requisitos)</b> 17. A alteração do Submódulo 2.9 <b>amplia a faixa de desvio de frequência admissível de ±0,10 Hz para ±0,15 Hz</b> . Segundo o ONS, esta alteração <b>não compromete a segurança do SIN</b> , reduzindo desvios operacionais desnecessários e tornando a regulação mais aderente à realidade tecnológica e operacional atual do sistema elétrico brasileiro. Trata-se de uma revisão de parâmetro operacional, sem mudança estrutural nos requisitos de acesso que reflete uma adequação regulatória à realidade atual de operação do SIN, <b>marcada por maior participação de fontes renováveis intermitentes</b> .	Somos contrários a aumentar a faixa de desvio de frequência sem realização de estudos mais aprofundado, para verificar se não apresenta risco aos consumidores, já que, hoje em dia cada vez mais equipamentos eletrônicos sensíveis comandam indústria, comércio, agroindústrias e residências.
18. Importante observar que esse submódulo também foi objeto da <b>Tomada de Subsídios 005/2025</b> , ainda não concluída. Contudo, em princípio, o <b>conteúdo revisado tem escopo diferente</b> . De toda sorte no fechamento será necessário compatibilizar as versões tratadas em ambas as Tomadas de Subsídios.	Este Conselho contribuiu na TS-005/25 com a seguinte avaliação sobre o PAR/PEL indicar a necessidade ou propor solução estrutural: "Em função dos enormes subsídios do Mercado Cativo para a Energia Incentivada ao Mercado Livre os quais, só considerando o ano de 2025, segundo o subsidiômetro da Aneel, representaram R\$ 6,2 bilhões, os efeitos aos consumidores do mercado cativo devem ser separados dos efeitos do mercado livre. Ressaltamos que, desde 2018, em valores exponencialmente crescentes, já são pagos em subsídios para energia incentivada R\$ 58 bilhões."

 <b>MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 008/2026</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATINGA - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 22/2026-SGM/ANEEL de 24/03/2026</b> <b>EMENTA: Obter subsídios para alterações nos Procedimentos de Rede visando a conformidade regulatória do ONS na versão de Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.</b> <b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO
<b>III.1.3 – Submódulo 3.5 – Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética (Responsabilidades);</b> 19. As alterações propostas referem-se aos prazos para entrega de dados de responsabilidade dos agentes de distribuição no processo e não tem impactos nos custos ou investimentos dos agentes. Segundo o ONS: "a alteração tem como origem o pouco prazo para execução do processo de consolidação das previsões de carga para o planejamento da operação elétrica com horizonte mensal, intensificando pela introdução no processo das fontes Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD. Com essas alterações, é previsto melhoria da qualidade do produto entregue as áreas de estudos do ONS, minimizando revisões com os estudos em andamento."	Sobrecontratação generalizada e MMGD com 4,4 milhões de Unidades de Geração Distribuída, com 48,58 GW de capacidade instalada, impacta fortemente a tarifa dos demais consumidores cativos. Aneel tem que estabelecer limites claros para o crescimento da MMGD a fim de evitar que os consumidores remanescentes arquem com custos de subsídios tarifários e de investimentos adicionais para comportar o crescimento da MMGD e manter os indicadores de qualidade da energia elétrica.
<b>III.1.4 – Submódulo 3.8 - Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos (Responsabilidades e Procedimental)</b> 20. O Submódulo 3.8 dos Procedimentos de Rede estabelece os produtos, responsabilidades e prazos associados ao processo de atualização dos dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos, fundamentais para os processos de planejamento, programação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). 21. O ONS propõe a revisão do Submódulo 3.8 visando <b>aprimorar a eficiência</b> , a clareza normativa e a agilidade do processo, sem abrir mão dos princípios de transparência, rastreabilidade e controle regulatório. As mudanças estão estruturadas conforme os dois documentos que compõem o referido Submódulo: Responsabilidades e Procedimental. 22. Para o Submódulo de Responsabilidade as alterações consistem principalmente em ajustar nomes de produtos, removendo "inventário" ou incluindo "estudo" no título de um relatório. Há também uma proposta de alteração do processo quanto à necessidade de aprovação da ANEEL para alteração de determinados dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos. 23. Além destas alterações, são realizadas correções de referência normativa, de melhoria textual e de <b>exclusão de prazos fixos</b> para a implementação das alterações, considerando que tais prazos já estão disciplinados no Anexo do Submódulo 2.4, de forma integrada aos modelos <b>NEWAVE, DECOMP e DESSEM</b> . A proposta do ONS, busca evitar eventual <b>sobreposição normativa</b> , conferir maior coerência regulatória, além de reduzir possíveis conflitos entre normas de modo a compatibilizá-las com as especificidades de cada modelo computacional. 24. As alterações do Submódulo Procedimental também envolvem a exclusão do termo "Inventário do nome do produto", a alteração do processo de aprovação pela ANEEL, a realocação de itens para melhor entendimento do processo e alteração do Anexo que possui a lista de dados técnicos. As alterações visam redefinir responsabilidades institucionais, permitindo uma maior autonomia operacional ao ONS para dados técnicos já cobertos por metodologias já aprovadas pela Aneel, tornar o fluxo processual mais claro e lógico e ajustar o nível de controle regulatório ao risco e materialidade do dado.	
<b>III.1.5 – Submódulo 4.2 – Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação (Responsabilidades e Procedimental);</b> 25. A revisão do submódulo 4.2 detalhada no relatório de Mensuração de Impacto da alteração dos Procedimentos de Rede é proposta em três frentes: i) adequações de texto para melhorar entendimento que consiste basicamente na substituição da expressão "agentes de distribuição e os consumidores livres" por "agentes afetados"; ii) intervenções em conjuntos fotovoltaicos que consiste e iii) classificações de intervenções para detalhar/ exemplificar atividades executadas pelos agentes e facilitar a correta classificação no cadastro. 26. Há também a proposta de alteração do item 5.6.3 "Atuação da Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, terminal da SE Presidente Dutra", onde se verificou a necessidade do registro de intervenções relacionadas às testes, indisponibilidades, alterações do modo de controle de potência a va e rea va, e alterações de parâmetros de controle ou proteção das usinas ou conjuntos de usinas. Assim, o ONS propõe a inclusão do item B.1.2(p) referente à classificação das intervenções do Tipo 2. Com essa alteração, o ONS verifica maior segurança ao sistema considerando a avaliação do RAP que trata da perturbação do dia 15/08/2023.	Contrários à substituição pois afeta direitos dos consumidores afetos ao CDC Lei 8078 de 11/09/1990 que dispõe sobre a proteção do consumidor e dá outras providências, que dispõe no Art. 2º Consumidor é toda pessoa física ou jurídica que adquire ou utiliza produto ou serviço como destinatário final.  De acordo com as alterações propostas para aumentar a segurança do sistema.
<b>III.1.6 – Submódulo 4.3 – Programação mensal da operação energética (Procedimental);</b> 27. A alteração proposta concentra-se na descontinuidade do insumo "Potência Contratada para o SIN" anteriormente encaminhado pelo Agente comercializador de Itaipu Binacional no âmbito da programação mensal. O racional regulatório-operacional é que essa informação não integra a modelagem vigente da UHE Itaipu nos modelos energéticos, tornando o envio do dado um requisito procedimental sem aderência ao processo efetivamente utilizado. 28. Em termos de impactos, a <b>mudança remove uma obrigação operacional do agente</b> (redução de encargo administrativo e de risco de não conformidade por atraso/erro de envio), <b>sem efeito material na qualidade da programação mensal</b> , justamente porque o insumo não é utilizado na modelagem corrente. Do ponto de vista de governança dos Procedimentos de Rede, a revisão tende a aumentar a coerência entre requisitos formais e prática operativa, reduzindo pontos de controle meramente formais e potenciais questionamentos sobre exigências não aplicáveis.	
<b>III.1.7 – Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação (Procedimental);</b> 29. No Submódulo 4.5, há duas frentes de ajuste. A primeira é a <b>inclusão de uma etapa adicional</b> no item 2.3 ("Processamento do modelo de curtíssimo prazo para definição das propostas de geração"), para compatibilizar o texto procedimental com o processo de identificação e tratamento de inconsistências já praticado atualmente. A justificativa explicitada é a inexistência de tempo hábil para disponibilização de "deck preliminar" na Programação Diária; com a nova etapa, o "novo deck" passa a ser disponibilizado para correção rápida da inconsistência identificada. 30. A segunda frente replica a racionalidade do Submódulo 4.3: também se propõe a <b>descontinuidade do insumo "Potência Contratada para o SIN"</b> encaminhado pelo Agente comercializador de Itaipu, novamente por não compor a modelagem vigente para os modelos energéticos utilizados no processo. 31. Quanto aos impactos, a inclusão da nova etapa no processamento do curtíssimo prazo, o ONS defende que tende a reduzir o risco operacional de propagação de inconsistências para etapas subsequentes (ao permitir correção mais célere e formalizada no fluxo), além de aumentar a rastreabilidade e aderência procedimental ao que já é executado pelo ONS na Programação Diária. Segundo o ONS, o efeito esperado é uma <b>melhoria de robustez do processo</b> (menos retrabalho e menor contaminação de resultados a jusante), sem criação de janela adicional dependente de "deck preliminar", reconhecidamente inviável no horizonte diário. Por sua vez, a retirada do insumo de Itaipu produz impacto similar ao do Submódulo 4.3: eliminação de responsabilidade do agente e simplificação de interface, <b>sem perda de informação relevante para a modelagem</b> .	
<b>III.1.8 – Submódulo 4.7 – Inclusão de condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos (Responsabilidade e Operacional)</b> 32. A revisão do Submódulo 4.7 propõe aprimoramentos conceituais e procedimentais no processo de identificação, cadastro, avaliação, aceite e gestão dos <b>Condicionantes Operativos Hidráulicos (COPHI)</b> — anteriormente chamados "restrições hidráulicas" — com foco em <b>tornar o rito mais consistente</b> , fundamentado e aderente às boas práticas regulatórias e operacionais. 33. Os COPHI são limitações em <b>variáveis hidráulicas (níveis d'água, vazões etc.)</b> que podem reduzir a flexibilidade operativa das UHE do SIN; por isso, o tema ganhou relevância e motivou um projeto de aprimoramento conduzido ao longo de 2025 que identificou oportunidades de melhoria no processo e, consequentemente, no Submódulo 4.7. 34. As <b>principais alterações</b> no documento tipo responsabilidade são: i) ajustes de redação e alinhamento do objetivo; ii) retirada do termo "Inventário" do nome do produto; iii) correção / compatibilização da descrição do produto "Parecer técnico"; iv) explicitação de que os agentes relevantes são os de geração hidráulica; v) inclusão de nova responsabilidade para o ONS que deve justificar a não incorporação pedido de atualização do COPHI; vi) exclusão de responsabilidade da ANEEL e ANA de avaliação de Parecer Técnico; vii) inclusão de referências às solicitações de inclusão ou de atualização de COPHI em caso de entrada em operação no horizonte de planejamento; viii) inclusão de responsabilidade do agente de geração hidráulica em manter atualizadas as informações sobre os COPHI e ix) ajustes de prazo. 35. As <b>alterações no documento operacional</b> são: i) criação de Diretrizes gerais (ampliação dos tipos de COPHI com a inclusão de "volumes de espera" - VES); nova temporalidade para o COPHI denominada "temporária-emergencial"; detalhamento das origens dos COPHI; criação do conceito de Condicionante Operativo Sistêmico (COS); definição dos prazos máximos de vigência para as declarações; ii) explicitação dos agentes de geração envolvidos no processo e estabelecimento da documentação pertinente mínima, de acordo com origem e temporalidade do COPHI; iii) inclusão de plano de contingência para o processo de realização de cadastro de COPHI; iv) prerrogativa de não inclusão pelo ONS de COPHI do tipo "informações operativas relevantes" e "intervenções"; v) exclusão do termo "Inventário" do nome do produto; vi) inclusão de detalhamento quanto à possibilidade de emissão de Parecer Técnico simplificado e caracterização de Condicionante Operativo Sistêmico (COS); e vii) exclusão de responsabilidade da ANEEL e ANA de avaliação do Parecer Técnico.	

 <b>MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 008/2026</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATINGA - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 22/2026-SGM/ANEEL de 24/03/2026</b> <b>EMENTA:Obter subsídios para alterações nos Procedimentos de Rede visando a conformidade regulatória do ONS na versão de Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.</b>	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.	
<b>TEXTO/ANEEL</b>	<b>ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO</b>
<p>36. Em síntese, as <b>mudanças buscam fortalecer a governança da operação hidráulica</b> do SIN e tornar a gestão de COPHI mais robusta ao: (i) ampliar e tipificar melhor os condicionantes (incluindo VES e temporalidade emergencial), (ii) explicitar origens e requisitos mínimos de documentação, (iii) introduzir o conceito de COS para priorização e foco sistêmico, (iv) estabelecer validade máxima para declarações (reavaliação periódica), e (v) prever possibilidade de não aceitação quando não atendidos critérios mínimos. O resultado esperado é um <b>processo mais transparente, rastreável e tecnicamente fundamentado</b>, com redução de subjetividades e melhor previsibilidade para agentes e para o próprio ONS.</p> <p><b>III.1.9 – Submódulo 5.7 – Gerenciamento da Carga (Responsabilidade e Operacional)</b></p> <p>37. O Submódulo 5.7 estabelece o processo de Gerenciamento da Carga no SIN, a partir das sínteses do Plano de Corte Manual de Carga (PCMC) encaminhadas ao ONS pelos agentes de distribuição, <b>consumidores livres e potencialmente livres</b>. As tratativas operacionais ocorrem entre centros de operação do ONS e os agentes conectados à Rede Básica ou DIT.</p> <p>38. A revisão do submódulo 5.7 trata de ajustes decorrentes de <b>não conformidades autodeclaradas do ONS</b> e tem como foco: i) adequação das responsabilidades relacionadas ao <b>Plano de Corte Manual de Carga (PCMC)</b>; ii) simplificação e eliminação de redundâncias procedimentais; e iii) padronização terminológica conforme diretrizes da nova estrutura dos Procedimentos de Rede.</p> <p>39. No que tange adequação das <b>responsabilidades relacionadas ao PCMC</b>, a proposta do ONS é de exclusão de sua responsabilidade de coordenar a atualização/operação do PCMC, sob a justificativa de que esta atividade é de responsabilidade dos agentes, nos termos do Submódulo 5.13 e, também, de que a operação em tempo real exige apenas os montantes consolidados de corte.</p> <p>40. A simplificação e <b>eliminação de redundâncias</b> procedimentais dizem respeito: i) proposta de alteração nos itens 3.3(a) e 3.4(a); ii) inclusão dos itens 3.3.(b) e 3.4.(b) no Submódulo 5.7-RS; iii) alterações correspondentes no 5.7-OP (itens 2.3 e 2.3.1); iv) exclusão do item 2.4 e v) exclusão dos relatórios de gerenciamento de carga (itens 2.2, 2.2.1 e 3.1.(b)). Estas alterações são justificadas pelo ONS em função da não observabilidade do ONS para validar alimentadores atualizados dos PCMC, pelo retrabalho sem agregação de valor gerado pelo envio frequente e a eficiência gerada com o envio restrito ao momento da solicitação de integração, o que gera simplificação do fluxo documental, redução de redundâncias e maior clareza de responsabilidades para os agentes.</p> <p>41. A proposta apresentada pelo <b>ONS traz preocupações</b> que precisam ser superadas para posterior aprovação deste submódulo. <b>Não ficou claro em quais produtos emitidos pelo ONS</b> o resultado dos relatórios de <b>gerenciamento de carga que se propõe excluir está inserido</b>. Para um relatório ser excluído deve ser demonstrada sua ineficiência ou o produto que o substitui.</p> <p><b>III.1.10 – Submódulo 8.1 – Administração dos Contratos (Responsabilidades e Procedimental);</b></p> <p>42. A Resolução Normativa nº 1.134, de 7 de outubro de 2025, que dispõe sobre a aplicação do <b>limite de injeção de potência</b> previsto no § 1º-A do art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, em cumprimento às determinações do Tribunal de Contas da União - TCU e a definição do conceito de <b>Complexo de Geração</b>, estabeleceu que ONS e a CCEE deveriam enviar à ANEEL, respectivamente, no prazo de 90 dias a partir da publicação da resolução, proposta de <b>alteração nos Procedimentos de Rede e nas Regras e Procedimentos de Comercialização</b> associados aos aprimoramentos normativos aprovados. Os <b>Submódulos 8.1 e 8.3</b> foram encaminhados pelo ONS em cumprimento a esse comando legal.</p> <p>43. As mudanças no Submódulo 8.1 são as seguintes: i) <b>inclusão explícita do requisito de "outorga atualizada"</b> em caso de <b>transferência de titularidade (CUST)</b> e ii) esclarecimento do fluxo: <b>"outorga deve ser atualizada e posteriormente apresentada ao ONS" para refletir as alterações nos contratos</b>.</p> <p>44. O texto passa a prever, de forma expressa, que o <b>ONS deve considerar a outorga atualizada</b> quando houver transferência de titularidade, para que a <b>nova titularidade seja refletida nos contratos</b>, o que reforça a rastreabilidade jurídica do usuário/empreendimento no processo de celebração e aditamento do CUST, reduzindo risco de inconsistência cadastral/contratual.</p> <p>45. Neste sentido, há esclarecimento do fluxo: <b>"outorga deve ser atualizada e posteriormente apresentada ao ONS"</b> para refletir a mudança nos contratos. O ajuste visa reduzir a margem para interpretações divergentes sobre "quem faz o quê" e "quando", mitigando riscos de litígio/contestação e de atrasos por pendências documentais. Também melhora a previsibilidade do rito para agentes em operações societárias (cessão, incorporação, transferência).</p> <p><b>III.1.11 – Submódulo 8.3 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão e Encargos Setoriais (Procedimental);</b></p> <p>46. As mudanças no Submódulo <b>8.3</b> são as decorrentes da inclusão do termo <b>"complexo de geração"</b> nos itens pertinentes, <b>sobre a aplicação de desconto sobre a TUST</b>, termo e comandos trazidos pela Resolução Normativa nº 1.134, de 7 de outubro de 2025.</p> <p>47. Neste sentido, há <b>ampliação do escopo de descontos de TUST</b> quando se explicita que o tratamento de descontos na apuração mensal deve contemplar, além de <b>renováveis/híbridas/associadas</b>, também a figura do <b>complexo de geração, reduzindo risco de interpretação restritiva e de inconsistência na aplicação de descontos por falta de previsão textual</b>.</p> <p>48. No mesmo sentido, há ajuste correlato no cálculo do EUST permanente incentivado com a inclusão de "complexos de geração no grupo com descontos retroativos, o que melhora a consistência entre origem do desconto (CCEE) e tratamento contábil na apuração (ONS), deixando claro que que complexos seguem o mesmo racional de retroatividade, o que é importante para reduzir divergências de faturamento/contestação por agentes quando o desconto não entra "no mesmo mês" da medição.</p> <p>49. Por fim, o ajuste reforça o tratamento regulatório para <b>"perda de incentivo"</b> quando o <b>MUSTV excede limite</b>, abrangendo <b>híbridas individualizadas, associadas e complexos de geração</b> e, também, harmoniza o texto para refletir a evolução dos arranjos de <b>geração incentivada (híbrida/associadas/complexos)</b> na apuração.</p> <p>50. Com as alterações propostas, o Submódulo 8.3 passa a reconhecer explicitamente o complexo de geração como unidade regulatória <b>para fins de desconto e apuração</b>, o que tende a reduzir a assimetria de tratamento e disputas por enquadramento.</p>	<p>Correto o posicionamento da Aneel. Excluir relatórios pode prejudicar a transparência, principalmente em defesa dos interesses dos consumidores.</p> <p>Este conselho contribuiu na CP-013/24 com a seguinte consideração: "Objetivo principal é evitar que grupos de mesmo controle societário direto ou indireto constituam empreendimentos maiores que 300 MW em um mesmo ponto de conexão, assim sendo, deve-se identificar o grupo de controle e explicitar todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores. As centrais híbridas, notadamente solar e eólica ou solar e hidrelétrica também devem ser consideradas dentro do limite de 300MW de potência instalada para terem direito ao subsídio de 50% na TUSD e/ou TUST. O princípio fundamental imposto pela lei 9.427/96 é a capacidade de geração instalada em fontes incentivadas citadas e segrega qual fonte de energia que provê a geração." Portanto, as alterações nos Procedimentos de Rede e nas Regras e Procedimentos de Comercialização nos Submódulos 8.1 e 8.3 devem refletir claramente os limites estabelecidos pela lei, entendemos que estão adequadas.</p> <p>Este conselho contribuiu na CP-013/24 com a seguinte consideração: "Objetivo principal é evitar que grupos de mesmo controle societário direto ou indireto constituam empreendimentos maiores que 300 MW em um mesmo ponto de conexão, assim sendo, deve-se identificar o grupo de controle e explicitar todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores. As centrais híbridas, notadamente solar e eólica ou solar e hidrelétrica também devem ser consideradas dentro do limite de 300MW de potência instalada para terem direito ao subsídio de 50% na TUSD e/ou TUST. O princípio fundamental imposto pela lei 9.427/96 é a capacidade de geração instalada em fontes incentivadas citadas e segrega qual fonte de energia que provê a geração." Portanto, as alterações nos Procedimentos de Rede e nas Regras e Procedimentos de Comercialização nos Submódulos 8.1 e 8.3 devem refletir claramente os limites estabelecidos pela lei, entendemos que estão adequadas.</p>
<p><b>III.1.12 - Submódulo 9.7 Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica (Indicadores)</b></p> <p>51. A revisão do Submódulo 9.7 <b>amplia a faixa de desvio de frequência</b> utilizada na apuração dos indicadores de qualidade da Rede Básica de <b>+0,10 Hz para +0,15 Hz</b>. Segundo o ONS essa alteração <b>reduz registros de não conformidade que não representam risco ao sistema</b>, aumentando a aderência dos indicadores à realidade operativa do SIN e garantindo coerência com os requisitos técnicos estabelecidos no Submódulo 2.9, sem impactos adversos à segurança ou aos <b>consumidores</b>.</p> <p>52. A ampliação da faixa de desvio de frequência para <b>+0,15 Hz</b> impacta os indicadores de qualidade, ao reduzir o número de eventos classificados como não conformidades, tornando os indicadores mais aderentes à realidade operativa do SIN e evitando o registro de desvios de pequena magnitude e curta duração que não representam risco sistêmico; do ponto de vista operacional, a mudança diminui a pressão por ações corretivas imediatas, reduz a ocorrência de comandos sucessivos e contraditórios de reprogramação da geração e mitiga oscilações artificiais de frequência, proporcionando maior estabilidade na operação em tempo real; sob a ótica regulatória, a revisão fortalece a coerência entre padrões de qualidade e critérios operativos, reduz o risco de penalizações regulatórias desproporcionais e alinha o arcabouço normativo brasileiro às práticas internacionais, sem gerar impactos negativos à <b>segurança do sistema ou aos consumidores</b>.</p> <p>53. Ao Ampliar a faixa de desvio de frequência não fica claro se o objetivo primordial é <b>reduzir registros de não conformidade para melhorar os indicadores de qualidade</b>, ou se representa uma medida necessária para melhorar as condições operativas do SIN. Isoladamente, aumentar a faixa de desvio de frequência <b>não garante que a operação do SIN está mais segura ou adequada</b>, pois pode haver outras medidas associadas aos critérios operativos ou comandos pelo ONS ou mesmo outras variáveis de operação que poderiam atuar positivamente para o controle de frequência, sem alterar a faixa de referência vigente. Apesar do ONS fazer menção a aspectos operativos, a justificativa para flexibilização da faixa de desvio de frequência deve ser mais explorada nessa TS para eventual revisão.</p>	<p>Tem que verificar se não apresenta risco aos consumidores, já que, hoje em dia cada vez mais equipamentos eletrônicos sensíveis comandam indústria, comércio, agroindústrias e residências.</p> <p>Somos contrários a aumentar a faixa de desvio de frequência sem realização de estudos mais aprofundado, para verificar se não apresenta risco aos consumidores, já que, hoje em dia cada vez mais equipamentos eletrônicos sensíveis comandam indústria, comércio, agroindústrias e residências.</p>

 <b>MODELO PARA ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 008/2026</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO : NOTA TÉCNICA Nº 22/2026-SGM/ANEEL de 24/03/2026</b> <b>EMENTA: Obter subsídios para alterações nos Procedimentos de Rede visando a conformidade regulatória do ONS na versão de Submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.5, 2.9, 3.5, 3.8, 4.2, 4.3, 4.5, 4.7, 5.7, 8.1, 8.3 e 9.7.</b>	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	ANÁLISE/JUSTIFICATIVA/CONSELHO
<p>54. Além disso, importante observar que esse submódulo também foi <b>objeto da Tomada de Subsídios 005/2025</b>, ainda não concluída. Contudo, em princípio, o <b>conteúdo revisto tem escopo diferente</b>. De toda sorte, para fechamento dessa instrução será necessário compatibilizar as versões tratadas em ambas as tomadas de subsídios.</p>	<p>Este Conselho contribuiu na TS-005/25 com o seguinte comentário: "As centrais híbridas, notadamente solar e eólica ou solar e hidrelétrica também devem ser consideradas dentro do limite de 300 MW de potência instalada para terem direito ao subsídio de 50% na TUSD e/ou TUST. O princípio fundamental imposto pela lei 9.427/96 é a capacidade de geração instalada em fontes incentivadas citadas e segrega qual fonte de energia que provê a geração. Objetivo principal é evitar que grupos de mesmo controle societário direto ou indireto constituam empreendimentos maiores que 300 MW em um mesmo ponto de conexão, assim sendo, deve-se identificar o grupo de controle e explicitar todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores."</p>
<b>IV - DO FUNDAMENTO LEGAL</b>	
<p>55. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos:- Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nº 10.848, de 15 de março de 2004;- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;- Resolução Normativa nº 903, de 8 de dezembro de 2020; e- Portaria nº 6.824, de 4 de maio de 2023.</p>	
<b>VI - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</b>	
<p>56. Concluímos que os documentos apresentados pelo ONS de forma geral atendem ao disposto na REN nº 903/202 e podem ser submetidos à Tomada de Subsídios para o aprimoramento destes Procedimentos de Rede. A avaliação de mérito das propostas encaminhadas pelo <b>ONS serão aprofundadas</b> quando do <b>recebimento das contribuições</b> da tomada de subsídios.</p>	
<p>57. Em face o exposto, e tendo em vista o disposto, inciso III e inciso IV do art. 1º da Portaria nº 6.824, de 4 de maio de 2023, recomenda-se a instauração de Tomada de Subsídios, por meio de formulário eletrônico, com prazo de contribuição no período de 45 dias, a contar da publicação do Aviso da Tomada de Subsídios no Diário Oficial da União, com vistas a <b>colher subsídios</b> para aprimoramento dos submódulos dos Procedimentos de Rede 2.5 – Critérios para operação (Critérios), 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica (Requisitos), 3.5 – Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética (Responsabilidades), 3.8 - Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos (Responsabilidades e Procedimental), 4.2 – Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação (Responsabilidades e Procedimental), 4.3 – Programação mensal da operação energética (Procedimental), 4.5 – Programação Diária da Operação (Procedimental), 4.7 – Inclusão de condicionantes opera vos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos (Responsabilidades e Procedimental), 5.7 – Gerenciamento da Carga (responsabilidades e operacional), 8.1 – Administração dos Contratos (Responsabilidades e Procedimental), 8.3 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão e Encargos Setoriais (Procedimental), e 9.7 Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica (Indicadores).</p>	
(Assinado digitalmente)	
PAULO CESAR MONTENEGRO DE AVILA E SILVA Especialista em Regulação	
MATEUS MACHADO NEVES Coordenador	
PATRÍCIA NÚBIA TAKEI Coordenadora	
MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica	
De acordo,	
FELIPE ALVES CALABRIA Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica Substituto	
Documento assinado eletronicamente por	
Paulo César Montenegro De Avila E Silva, Especialista em Regulação, em 23/03/2026, às 18:28	
Mateus Machado Neves, Coordenador(a) dos Serviços e Instalações de Geração, em 23/03/2026, às 18:34	
Mariana Sampaio Gontijo Vaz, Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica, em 23/03/2026, às 18:34	
Felipe Alves Calabria, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica, em 23/03/2026, às 20:37	
Patrícia Núbia Takei, Coordenador(a) do Planejamento e Programação dos Sistemas Elétricos, em 24/03/2026, às 08:55	