

NOTA TÉCNICA

Contribuição à Consulta Pública nº 29/2026 da ANEEL

Resiliência das Redes de Distribuição: Neutralidade Tecnológica, Análise Custo-Benefício e Transparência dos Investimentos

Instituto Mulheres na Regulação

Katia Rocha¹

Michelle Holperin²

Ana Luiza Calil³

Camila Villard Duran⁴

Patrícia Pessoa Valente⁵

Sumário Executivo

O Instituto Mulheres na Regulação (IMR) apoia a Alternativa 0 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 3/2026-STD/ANEEL: manter a regulação por incentivos e a liberdade das distribuidoras na escolha do padrão de rede, sem obrigatoriedade geral de enterramento. Propõe, contudo, que essa liberdade seja acompanhada de demonstração econômica, transparência e verificação de resultados dos investimentos materiais em resiliência, em linha com as melhores práticas europeias (Diretiva (UE) 2019/944, orientação ACER/CEER de 2025 e relatório da ACER de 2026).

Principais conclusões

1. O problema é real, mas localizado. O DEC associado a interrupções em situação de emergência (DEC INE) passou de 2,93 horas em 2021 para 5,91 horas em 2025, com pico de 8,01 horas em 2024. Dez distribuidoras responderam por 70% a 81% do DEC INE nacional entre 2022 e 2025, e a própria AIR identifica um componente gerencial na classificação das interrupções. Soluções uniformes de alcance nacional seriam desproporcionais.

2. Resiliência não se confunde com enterramento. A rede subterrânea custa de 4,9 a 10 vezes a aérea convencional. Na simulação da AIR, mesmo em área densa e

¹Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: katia.rocha@mulheresnaregulacao.com

²Diretora Presidente do Instituto Mulheres na Regulação. Email: michelle.holperin@mulheresnaregulacao.com

³Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: ana.calil@mulheresnaregulacao.com

⁴Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: camila.villard-duran@essca.fr

⁵Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: patricia@pessoavalente.com.br

favorável, seu custo anualizado foi cerca de sete vezes o da solução aérea, com OPEX também superior. Redes compactas e isoladas (custo 5% a 70% superior ao da convencional), automação, armazenamento e alternativas não-fio ampliam o leque de soluções.

3. Liberdade tecnológica não equivale a reconhecimento tarifário automático. Os ativos implantados por decisão da distribuidora integram a Base de Remuneração Regulatória e são pagos por todos os usuários via TUSD. Quanto maior o diferencial de custo entre tecnologias, maior deve ser o escrutínio da prudência. O risco é simétrico: há também risco de subinvestimento em áreas vulneráveis, reforçado pelo expurgo das interrupções em situação de emergência dos indicadores sujeitos a penalidade.

4. O PDD é o instrumento natural de transparência, mas hoje mostra quanto e em que se investe, não por que determinada solução foi escolhida. A Diretiva (UE) 2019/944 (art. 32) baseia o desenvolvimento da distribuição em planos transparentes, com horizonte de cinco a dez anos, alternativas à expansão, consulta aos usuários e escrutínio do regulador. A orientação ACER/CEER de 2025 recomenda comparar flexibilidade e reforço de rede por análise custo-benefício.

5. O modelo tarifário pode favorecer soluções intensivas em capital. A ACER (2026) recomenda evitar o viés de construção de ativos (CAPEX bias) e assegurar neutralidade entre CAPEX e OPEX (TOTEX). No Brasil, a remuneração da Base de Remuneração Regulatória pelo custo de capital, ao lado de OPEX definido por referências de eficiência, pode gerar assimetria semelhante.

6. Benefícios localizados e custos socializados criam subsídios cruzados. Com subsídios que já superam 18% da tarifa residencial (2025), o custo incremental de padrões superiores ao tecnicamente necessário deve seguir o princípio beneficiário-pagador (art. 110 da REN nº 1.000/2021), em linha com a exigência de tarifas custo-refletivas do art. 18 do Regulamento (UE) 2019/943.

Recomendações do IMR

(i) preservar a **Alternativa 0** e o **critério de mínimo custo global**, aplicado em base de custo total do ciclo de vida, sem sinal regulatório de incentivo a padrão construtivo específico;

(ii) exigir **Análise Custo-Benefício (ACB) proporcional** para investimentos materiais em resiliência, **comparando alternativas de rede e não-fio, com análise de sensibilidade a cenários de eventos extremos**;

(iii) **definir, pela ANEEL, diretrizes mínimas e parâmetros comuns para essas ACBs** (taxa de desconto, horizonte de análise e valor de referência da energia não suprida), em coerência com a CP nº 001/2026 sobre medição inteligente e com a respectiva contribuição do IMR;

(iv) **valorar a energia não suprida pelo custo econômico da interrupção**, à semelhança do valor da carga perdida (VoLL) europeu (Regulamento (UE) 2019/943, art. 11, e Decisão ACER nº 23/2020) e do Value of Network Resilience australiano;

(v) **identificar no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) os investimentos materiais em resiliência**, com necessidade, alternativas consideradas, custo, benefícios esperados e indicadores de resultado;

(vi) **vincular o monitoramento ex post às justificativas ex ante**, com fiscalização orientada a risco e materialidade;

(vii) **avaliar a neutralidade entre CAPEX e OPEX (TOTEX)** nos próximos ciclos de revisão metodológica; e

(viii) **identificar a incidência dos benefícios** para prevenir subsídios cruzados implícitos.

Em síntese: liberdade para escolher a tecnologia, com transparência sobre por que ela foi escolhida, quanto custa, quem se beneficia e quais resultados entrega.

1. Preâmbulo Institucional

O Instituto Mulheres na Regulação apresenta contribuição à Consulta Pública nº 29/2026 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), destinada a colher subsídios sobre a **necessidade e a conveniência de intervenção regulatória relativa aos padrões de rede**, com vistas ao aumento da resiliência dos sistemas de distribuição diante da maior frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, nos termos da Nota Técnica nº 93/2026-STD/ANEEL e do Relatório de AIR nº 3/2026-STD/ANEEL.

A resiliência das redes deixou de ser tema exclusivo da engenharia de distribuição e passou a ocupar posição central no debate regulatório. **Eventos extremos afetam a continuidade do fornecimento, a segurança, a atividade econômica e a percepção social sobre a qualidade do serviço.** As respostas possíveis, contudo, envolvem investimentos de longa duração, escolhas tecnológicas sujeitas a incerteza e impactos tarifários potencialmente expressivos. **A questão exige, portanto, disciplina econômica e regulatória, além de avaliação técnica.**

O IMR concorda com a direção indicada pela AIR: **não é recomendável substituir a regulação por incentivos por uma regulação prescritiva, de comando e controle, que determine, de forma geral, o padrão construtivo a ser adotado pelas distribuidoras.**

Essa concordância não implica ausência de aperfeiçoamento. Propomos que a neutralidade tecnológica seja acompanhada de três instrumentos complementares: **ACB para investimentos materiais em resiliência; transparência e rastreabilidade desses investimentos no PDD; e supervisão regulatória orientada a resultados. Trata-se de combinar autonomia decisória com accountability.**

O Instituto Mulheres na Regulação ("IMR") é uma organização da sociedade civil sem fins lucrativos ou partidários, de caráter técnico e independente. O IMR não é financiado por agentes regulados ou empresas do setor elétrico e atua com autonomia intelectual e institucional, participando do debate público com base em evidências empíricas, análise comparada e alinhamento às melhores práticas internacionais. Como entidade do terceiro setor, buscamos ampliar a participação técnica qualificada nos processos decisórios regulatórios, contribuindo para decisões mais transparentes, proporcionais e fundamentadas. Nossa atuação é orientada pelos princípios de eficiência econômica, coerência regulatória, justiça tarifária e estabilidade institucional. É nesse espírito de colaboração técnica que apresentamos as considerações a seguir.

2. Razão para a intervenção regulatória: resiliência sob heterogeneidade e incerteza

A AIR, que acompanha a consulta, identifica corretamente o aumento da frequência de eventos climáticos adversos como fator capaz de alterar o padrão histórico de risco das redes de distribuição. **O DEC INE⁶, componente associada às interrupções em situação de emergência, passou de 2,93 horas em 2021 para 5,91 horas em 2025, com pico de 8,01 horas em 2024.** A tendência justifica acompanhar não apenas os indicadores médios de continuidade, mas também a capacidade de resposta das redes a eventos extremos de baixa frequência e alto impacto.

A Consulta Pública nº 32/2024 já resultou na Resolução Normativa nº 1.137/2025, que estabeleceu disposições para a atuação das distribuidoras em situações de emergência climática, com foco em resiliência, transparência e comunicação com os consumidores. A presente consulta trata de dimensão distinta e de maior impacto econômico: os padrões construtivos da rede e os investimentos em sua robustez.

Os efeitos dos eventos extremos não se distribuem de forma homogênea pelo país. Segundo a AIR, apenas dez distribuidoras concentraram entre 70% e 81% do DEC INE nacional entre 2022 e 2025. Parte dessa concentração tem explicação geográfica. As distribuidoras do Rio Grande do Sul registram participação no DEC INE muito superior à sua participação no número de consumidores: em 2024, a CEEE Equatorial respondeu por 19,81% do DEC INE nacional, atendendo apenas 2,13% dos consumidores do país. Outra parte, porém, não decorre do clima. A AIR observa que concessões de um mesmo grupo empresarial, localizadas em regiões distintas, aparecem entre as de maior DEC INE. O relatório conclui que há também um componente gerencial, ligado à forma como cada empresa gere as interrupções e as classifica como situação de emergência.

Esse diagnóstico enfraquece a justificativa para soluções uniformes em escala nacional. Se o problema é localizado e, em parte, de gestão, uma obrigação geral de mudar o padrão construtivo imporia custos a todos os consumidores para resolver um problema que afeta poucas áreas e que, em alguns casos, não se resolveria com mais investimento em rede.

A necessidade de reforço depende de exposição climática, vegetação, densidade urbana, características do solo, criticidade da carga, configuração elétrica, redundância e capacidade de recomposição. A mesma solução pode ser eficiente em

⁶ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Mede quantas horas, em média, cada consumidor ficou sem energia no período, em geral um ano.

um trecho de rede e excessivamente onerosa em outro. **A heterogeneidade deve, portanto, ser tratada como elemento central do desenho regulatório.**

Ativos de distribuição possuem vida econômica longa. **Uma decisão regulatória que privilegie determinada tecnologia pode criar lock-in por décadas e deslocar recursos que produziram maior benefício em outras partes da concessão**, risco ampliado pela rápida evolução de armazenamento, automação, digitalização e flexibilidade. A precaução regulatória recomenda, nesse caso, **concentrar a atuação do regulador em resultados (indicadores de performance), incentivos e critérios de reconhecimento de custos, e não na prescrição de meios**. Essa é também a lógica do art. 32, nº 3, da Diretiva (UE) 2019/944, que exige que os planos de desenvolvimento da distribuição contemplem a resposta da demanda, a eficiência energética, o armazenamento e outros recursos utilizados como alternativas à expansão do sistema.

3. Resiliência não se confunde com enterramento

O debate público frequentemente associa resiliência ao enterramento das redes, que hoje representam cerca de 0,4% da extensão total das redes de distribuição do país. A AIR, acertadamente, evita essa equivalência. Redes subterrâneas apresentam menor exposição a árvores, ventos e agentes externos, mas têm **custos de implantação substancialmente superiores e enfrentam dificuldades próprias em inundações**, como as do Rio Grande do Sul em maio de 2024, quando o acesso às câmaras e a localização de defeitos ficam comprometidos.

Segundo a AIR, com base em dados informados por quatro distribuidoras à ANEEL, o custo de implantação da rede subterrânea varia de 4,9 a 10 vezes o da rede aérea convencional. A simulação do Anexo I da AIR reforça a ordem de grandeza: em caso que, em princípio, favoreceria o enterramento (mais de 4.000 unidades consumidoras por km², área consolidada e exigência elevada de continuidade), o valor anualizado equivalente da solução subterrânea (R\$ 5,44 milhões) superou em cerca de sete vezes o da solução aérea (R\$ 0,77 milhão).

A AIR traz, ainda, achado relevante: **ao contrário da percepção corrente, os dados das distribuidoras indicam custo operacional das redes subterrâneas significativamente superior ao das aéreas**, em razão de inspeções especializadas, reparos em ambientes confinados e maior tempo de intervenção. Na simulação, o OPEX a valor presente da solução subterrânea (R\$ 313 milhões) foi cerca de seis vezes o da aérea (R\$ 51 milhões), com horizontes de 40 e 30 anos, respectivamente. O próprio relatório pondera que o resultado pode refletir o ciclo de vida avançado

dos ativos existentes, o que reforça a necessidade de decisões baseadas em dados, e não em presunções.

Há soluções intermediárias (redes compactas e isoladas) capazes de aumentar a robustez a custos muito inferiores: segundo as distribuidoras, seu custo supera o da rede convencional em 5% a 70%. Armazenamento, micro-redes, usinas virtuais e alternativas não-fio (non-wires alternatives) ampliam o conjunto de opções. **A pergunta regulatória adequada não é "quando enterrar?", mas "qual solução produz o maior benefício líquido para determinada necessidade de rede?"**.

4. Regulação por incentivos, neutralidade tecnológica e investimento prudente

Os contratos de concessão conferem às distribuidoras ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos e tecnologia, sujeita à prestação do serviço adequado. **O IMR considera correta a orientação da AIR de manter o foco do regulador no resultado, e não no meio.** Uma obrigação geral de enterramento, ou mesmo a imposição de padrão intermediário, transferiria ao regulador uma decisão de engenharia dependente de informação local e reduziria a responsabilização da distribuidora, pois parte do risco da escolha passaria, implicitamente, ao regulador.

A AIR avaliou cinco alternativas regulatórias. A **Alternativa 0** mantém a regulação vigente: a distribuidora conserva a prerrogativa de escolher o padrão construtivo, e terceiros interessados em padrão superior arcam com o custo correspondente. As demais exigiriam alteração normativa e combinam dois eixos: o tipo de intervenção (obrigação ou incentivo) e o padrão de rede visado (subterrâneo ou intermediário, como redes compactas e isoladas). A **Alternativa 1** tornaria obrigatório o enterramento a partir de parâmetros técnicos definidos pela ANEEL; a **Alternativa 2** criaria incentivos regulatórios ao enterramento; a **Alternativa 3** tornaria obrigatória a adoção de padrão intermediário; e a **Alternativa 4** criaria incentivos a esse padrão.

As alternativas foram comparadas por análise multicritério (método AHP), com base em três critérios: serviço adequado (continuidade, eficiência, modicidade tarifária e generalidade), coerência regulatória e contratual, e dificuldade de implantação (obstáculos técnicos, operacionais e financeiros).

A **Alternativa 0 obteve a maior pontuação** (35,23%, ante 19,74% da segunda colocada), em razão do menor custo, da eficiência alocativa, da aderência contratual e da coerência com a regulação por incentivos. A análise de sensibilidade mostrou estabilidade do resultado, que só se altera quando se atribui peso muito elevado ao subcritério continuidade.

A autonomia da distribuidora deve, contudo, ser distinguida do reconhecimento tarifário automático de qualquer investimento. Regulação por incentivos não elimina o conceito de investimento prudente. Quando a distribuidora implanta rede subterrânea por critérios próprios, os ativos podem integrar a Base de Remuneração Regulatória e ser remunerados pela TUSD, socializando o custo entre os usuários. Quanto maior o diferencial de custo entre tecnologias, maior a importância do escrutínio sobre a prudência. Na União Europeia, essa disciplina integra o próprio mandato regulatório: a Diretiva (UE) 2019/944 inclui entre os objetivos das autoridades reguladoras assegurar que operadores e usuários da rede recebam incentivos adequados para aumentar a eficiência do sistema (art. 58, alínea f) e lhes atribui a fixação ou aprovação das tarifas de distribuição ou de suas metodologias, que devem permitir os investimentos necessários à viabilidade das redes (art. 59, nº 1, alínea a, e nº 7, alínea a).

Regimes de remuneração podem, ainda, criar incentivos assimétricos entre soluções intensivas em capital e soluções baseadas em despesas operacionais, contratação de flexibilidade ou serviços (o chamado CAPEX bias). O problema não está no investimento físico, que muitas vezes será a solução eficiente, mas no desenho regulatório que influencia a escolha do instrumento independentemente de seu custo-benefício. O tema é retomado na Seção 8, à luz do relatório da ACER de 2026.

O risco, porém, é simétrico. A AIR identifica, entre os riscos da Alternativa 0, a possibilidade de insuficiência de investimentos em resiliência, com decisões empresariais excessivamente conservadoras, e afirma que, quando a infraestrutura subterrânea for necessária para assegurar resiliência adequada, a distribuidora deve adotá-la, ainda que mais cara. O risco de subinvestimento é reforçado pelo fato de as interrupções em situação de emergência serem expurgadas dos indicadores de continuidade sujeitos a penalidade, o que reduz a parcela do custo dos eventos extremos efetivamente suportada pela distribuidora, efeito apenas parcialmente mitigado pelo novo indicador DISE. A ACB proposta pelo IMR permite identificar tanto o sobreinvestimento quanto o subinvestimento em áreas vulneráveis.

5. Análise Custo-Benefício como disciplina para investimentos em resiliência

A AIR dá passo importante ao incorporar, no Anexo I, metodologia de avaliação técnico-econômica baseada em estudo do Ipea (Martins, Arango e Kubota, 2022), que considera CAPEX, OPEX, energia não suprida, compensações, WACC e vida útil. O relatório reconhece, contudo, que a metodologia não incorpora variáveis qualitativas relevantes, como segurança operacional, impactos ambientais e

resiliência a eventos climáticos. **O caminho natural é transformar a lógica da ACB em instrumento de governança dos investimentos materiais de resiliência**, sem converter a planilha ilustrativa em fórmula rígida ou única.

A regulação vigente já contém elementos dessa lógica, como o critério de mínimo custo global na escolha de obras e o controle de prudência na formação da Base de Remuneração Regulatória. Esses instrumentos, contudo, comparam apenas custos ou atuam depois do investimento realizado, sem exigir demonstração prévia dos benefícios esperados. A proposta do IMR é complementá-los, e não substituí-los.

Uma ACB de resiliência deve partir da **necessidade de rede**: o risco a reduzir, a população e as cargas expostas, a frequência e a severidade esperadas dos eventos e o desempenho desejado. Em seguida, devem ser explicitadas as **alternativas tecnicamente viáveis**: reforços pontuais, rede compacta, isolada ou subterrânea, automação e seccionamento, redundância, armazenamento, micro-redes, contratação de flexibilidade, manejo de vegetação, reforço de equipes e combinações dessas soluções.

Do lado dos custos, devem ser considerados CAPEX, OPEX, reposição, vida útil, obras civis, custos de financiamento e valor residual. Do lado dos benefícios, redução de energia não suprida, melhoria de DEC/FEC e dos indicadores individuais, redução de compensações, danos evitados a ativos e velocidade de recomposição. **Benefícios urbanísticos, estéticos ou de valorização imobiliária devem ser identificados separadamente**, pois nem todo benefício social é atribuível ao serviço de distribuição, nem justifica financiamento integral pela tarifa.

Como a frequência futura de eventos extremos e as tecnologias disponíveis são incertas, a ACB não deve depender de um único cenário determinístico. Projetos materiais devem apresentar análise de sensibilidade às variáveis críticas (frequência e severidade dos eventos, custos, vida útil, taxa de desconto e valor da energia não suprida). Quando houver elevada irreversibilidade, soluções graduais ou modulares, ampliáveis à medida que o risco se materializa, podem ter valor econômico superior ao de um investimento integral antecipado. A orientação ACER/CEER de 2025 adota exigência semelhante quando a flexibilidade é tratada como solução permanente: a metodologia deve explicitar os custos e os benefícios tanto da flexibilidade quanto da alternativa de rede, bem como a forma de tratamento das incertezas de cada opção.

A exigência deve ser proporcional, e não burocrática. A ANEEL pode definir critérios de materialidade associados ao valor do investimento, ao impacto tarifário, à extensão atendida ou à excepcionalidade do padrão adotado. Para investimentos rotineiros, os processos ordinários de planejamento bastam. Para projetos

relevantes, sobretudo aqueles cujo custo se afaste significativamente das alternativas usuais, a ACB funciona como evidência de prudência e protege, simultaneamente, consumidor, distribuidora e regulador.

Um ponto merece atenção especial: o valor atribuído à interrupção evitada. Na simulação da AIR, a energia não suprida é valorada pelo custo médio da energia (R\$ 900/MWh). Esse valor aproxima a receita que a distribuidora deixa de faturar, mas não o prejuízo de quem fica sem energia, que tende a ser muito maior para hospitais, indústrias e comércio. Reguladores de outros países adotam parâmetros específicos para isso: na União Europeia, o valor da carga perdida (VoLL), previsto no art. 11 do Regulamento (UE) 2019/943 e calculado segundo metodologia da ACER (Decisão nº 23/2020); na Austrália, o Value of Network Resilience (AER, 2024), voltado a interrupções prolongadas causadas por eventos extremos. Recomenda-se que a ANEEL avalie parâmetros de referência semelhantes para as ACBs de resiliência.

Essa abordagem é **coerente com a Consulta Pública nº 001/2026, sobre medição inteligente**, em que o IMR apoiou a alternativa na qual cabe à distribuidora realizar ACB e elaborar plano de implantação, segundo diretrizes definidas pela ANEEL.

A decisão de investimento permanece com a distribuidora, que detém a informação sobre sua rede, mas deve ser sustentada por demonstração econômica verificável. Em coerência com aquela consulta, recomenda-se que a ANEEL estabeleça diretrizes mínimas e parâmetros comuns para as ACBs de resiliência (como taxa de desconto, horizonte de análise e valor de referência da energia não suprida), assegurando comparabilidade entre concessões sem padronizar a engenharia.

Para que a ACB proposta produza transparência e accountability, suas informações principais (necessidade de rede, alternativas consideradas, solução escolhida, custos, benefícios esperados e indicadores de resultado) precisam ser registradas em instrumento acessível ao regulador e à sociedade. O Brasil já dispõe desse instrumento: o **Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD)**.

6. O PDD como instrumento de planejamento, transparência e accountability

O PDD é disciplinado pela Seção 2.4 do Módulo 2 do PRODIST (Resolução Normativa nº 956/2021). É elaborado anualmente por cada distribuidora e encaminhado à ANEEL até 30 de abril, reunindo os planos de obras dos diferentes níveis de tensão, com horizontes de cinco a dez anos, a relação das obras realizadas no ano anterior e uma análise crítica que compara o investimento planejado com o executado. As obras são informadas por nível de tensão e por tipo de rede (aérea ou subterrânea, urbana ou rural). A ANEEL publica os totais consolidados, sem

detalhamento por obra. O plano, contudo, não traz a justificativa econômica dos investimentos nem é submetido a consulta aos usuários, diferentemente do que prevê a Diretiva (UE) 2019/944 para os planos de desenvolvimento das distribuidoras europeias.

O Módulo 2 do PRODIST define o PDD como resultado dos estudos de planejamento, incluindo plano de expansão, plano de obras e relação de obras realizadas, e a ANEEL passou a disponibilizar dados abertos de investimentos planejados e realizados por distribuidora. A própria AIR utiliza os investimentos informados no PDD para dimensionar cenários de enterramento, o que confirma ser ele o locus natural para relacionar necessidades de rede, obras e esforço de investimento.

A diferença em relação às melhores práticas não está na existência do plano, mas em seu conteúdo e em seu uso. Na União Europeia, o plano de desenvolvimento parte das necessidades da rede, deve considerar alternativas à expansão (como flexibilidade, resposta da demanda e armazenamento), compara soluções por custo-efetividade e é submetido a consulta pública e ao escrutínio do regulador. No Brasil, o PDD registra quanto se investe e em quê, mas não por que determinada solução foi escolhida. Em ambos os casos, a ACB não é um documento separado do plano: é a análise que sustenta a escolha de cada projeto relevante e cujo resumo o plano deve tornar visível. O Quadro 1 compara os dois modelos e indica os aperfeiçoamentos propostos pelo IMR.

Quadro 1. O PDD brasileiro e os planos de desenvolvimento da distribuição na União Europeia

Dimensão	Brasil (PDD atual)	União Europeia (Diretiva 2019/944, art. 32, e ACER/CEER 2025)	Proposta do IMR
Elaboração	Cada distribuidora (PRODIST, Módulo 2, Seção 2.4)	Cada operador de distribuição (dispensa possível para empresas com menos de 100 mil clientes)	Mantida
Periodicidade e horizonte	Anual (até 30 de abril); horizontes de 5 a 10 anos, conforme o nível de tensão	Ao menos a cada 2 anos; horizonte de 5 a 10 anos (ACER/CEER recomenda ao menos 10)	Mantidos
Conteúdo	Planos de obras por nível de tensão, obras realizadas no ano anterior e análise crítica; obras classificadas por tipo de rede (aérea ou subterrânea)	Cenários, necessidades da rede, necessidades de flexibilidade e projetos selecionados	Identificar os investimentos materiais de resiliência, com necessidade e resultados esperados
Alternativas à expansão	Sem exigência explícita identificada	Obrigatório considerar resposta da demanda, eficiência energética, armazenamento e outros recursos	Registrar as alternativas consideradas, inclusive as não-fio
Análise custo-benefício	Não exigida; o planejamento prevê seleção de alternativas por menor custo global (só custos), sem estimativa de benefícios nem registro no PDD	Comparação de custo-efetividade entre flexibilidade e reforço, com custos, benefícios e incertezas (ex.: Portugal)	ACB proporcional para investimentos materiais, com resumo no PDD
Consulta aos usuários	Não prevista	Obrigatória, com publicação dos resultados; ACER/CEER recomenda ao menos 6 semanas	De início, transparência pública; consulta a avaliar em etapa futura
Papel do regulador	Recebe o plano e publica totais consolidados, sem detalhamento por obra; sem previsão de aprovação	Recebe plano e consulta; pode exigir alterações; escrutina e monitora a execução	Supervisão por risco e materialidade, sem autorização prévia de cada obra
Avaliação de resultados	Análise crítica entre investimento planejado e executado, com justificativa das diferenças, sem vínculo com benefícios	Monitoramento da implementação entre edições do plano	Comparar benefícios previstos na ACB com resultados observados

Fonte: elaboração própria, com base em ANEEL, Diretiva (UE) 2019/944 (art. 32) e ACER/CEER (2025).

Propõe-se identificar no PDD os investimentos materiais de resiliência e registrar, em nível de detalhe proporcional, a lógica que sustenta a solução escolhida: necessidade ou risco identificado; ativos afetados, em agregação adequada; alternativas consideradas; solução escolhida; custo estimado; benefícios esperados; indicadores de resultado; horizonte de implantação; e referência à ACB

correspondente. Não se propõe a divulgação de informações comercialmente sensíveis ou que comprometam a segurança operacional.

Essa identificação não exige novo instrumento. O PDD já classifica os investimentos em expansão, melhoria (obras destinadas exclusivamente à melhoria da qualidade e da confiabilidade) e renovação (substituição de ativos em fim de vida útil ou avariados). Os investimentos materiais de resiliência podem ser destacados como desdobramento dessas categorias, com referência à ACB correspondente.

Esse registro cria uma trilha de accountability: o regulador passa a dispor de informação estruturada sobre a decisão ex ante e pode comparar o planejado com o executado e com os resultados obtidos. **Transparência, contudo, não significa microgestão.** O PDD não deve se transformar em mecanismo de autorização prévia de cada investimento, o que enfraqueceria a regulação por incentivos. A supervisão pode ser baseada em risco e materialidade, como a própria AIR sugere, concentrando-se em concessões com contribuição relevante e recorrente para o DEC INE, investimentos de elevado custo ou divergência entre CAPEX e resultados.

7. Melhores práticas internacionais: Diretiva (UE) 2019/944 e orientação ACER/CEER

A experiência europeia é particularmente útil porque combina descentralização de recursos energéticos, necessidade de grandes investimentos em redes e preocupação com a acessibilidade tarifária. **A resposta regulatória não tem sido prescrever tecnologia, mas fortalecer planejamento, transparência, flexibilidade e supervisão.**

A Diretiva (UE) 2019/944 atribui ao operador da rede de distribuição (DSO) a responsabilidade de **operar, manter e desenvolver, em condições economicamente viáveis, um sistema de distribuição seguro, confiável e eficiente** (art. 31, nº 1). O art. 32 detalha como esse desenvolvimento deve ocorrer:

- **nº 1:** os Estados-Membros devem permitir e incentivar os DSOs a contratar serviços de flexibilidade (geração distribuída, resposta da demanda e armazenamento), por **procedimentos transparentes e baseados em mercado**, com o objetivo de aumentar a eficiência da operação e do desenvolvimento da rede;
- **nº 3:** o desenvolvimento da rede deve basear-se em plano transparente, publicado pelo menos a cada dois anos e submetido à autoridade reguladora, que explicita as necessidades de flexibilidade de médio e longo prazo e os investimentos planejados para os cinco a dez anos seguintes, incluindo resposta da demanda, eficiência

energética, armazenamento ou outros recursos utilizados como alternativas à expansão do sistema;

- **nº 4:** o DSO deve **consultar os usuários relevantes e o operador de transmissão**, publicar os resultados da consulta e submetê-los, com o plano, à autoridade reguladora, que pode solicitar alterações; e
- **nº 5:** os Estados-Membros podem dispensar dessa obrigação empresas integradas que atendam menos de 100 mil clientes ou pequenos sistemas isolados.

O ponto central é que o planejamento de rede deixa de ser sinônimo de planejamento de ativos físicos e passa a ser planejamento da necessidade e da solução mais eficiente para atendê-la. A arquitetura combina **descentralização da decisão técnica, transparência e supervisão**, exatamente a combinação proposta nesta contribuição.

A reforma do desenho do mercado de eletricidade de 2024 reforçou essa orientação de transparência. A Diretiva (UE) 2024/1711 alterou o art. 31 da Diretiva (UE) 2019/944 para exigir que os DSOs publiquem, com elevada granularidade espacial e atualização ao menos trimestral, informações claras sobre a capacidade disponível para novas conexões e sobre os critérios de seu cálculo.

A orientação conjunta da ACER e do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER), publicada em julho de 2025 em atendimento ao Plano de Ação da UE para as Redes (2023), detalha boas práticas para esses planos. O documento organiza o processo em três pilares (desenvolvimento de cenários, identificação das necessidades de capacidade e identificação e seleção de projetos) e recomenda, entre outros pontos:

- horizonte de planejamento de pelo menos dez anos, com periodicidade bienal e alinhamento aos planos de transmissão;
- identificação das necessidades orientada por dados, com métodos como simulações de fluxo de carga e avaliações probabilísticas;
- incorporação sistemática da flexibilidade às metodologias de planejamento, com seleção por custo-efetividade e, quando a flexibilidade for solução permanente, avaliação explícita de custos, benefícios e incertezas em comparação com a alternativa de reforço;
- consulta pública de pelo menos seis semanas, com publicação das contribuições e das respostas; e

- poderes efetivos dos reguladores para escrutinar os planos e monitorar sua implementação.

A orientação destaca o plano português como exemplo avançado: utiliza análise probabilística para identificar restrições de rede e compara flexibilidade e investimento convencional por meio de análise custo-benefício. Os resultados indicam que a flexibilidade pode ser a escolha mais eficiente em certos contextos, enquanto soluções tradicionais frequentemente trazem benefícios sistêmicos mais amplos. **A lição é evitar falsas dicotomias: o objetivo não é favorecer redes subterrâneas, aéreas ou flexibilidade, mas comparar soluções concorrentes sob métrica econômica consistente.**

Cabe registrar que a orientação ACER/CEER não trata especificamente de eventos climáticos extremos. Sua contribuição para esta consulta é de método: a sequência cenário, necessidade e projeto, aplicada à resiliência, corresponde à ACB proporcional e à identificação dos investimentos no PDD aqui propostas. No contexto brasileiro, o PDD pode desempenhar função semelhante à do plano europeu sem ruptura institucional, pois a ANEEL já recebe informações de planejamento e dispõe de instrumentos de fiscalização e revisão tarifária.

8. ACER 2026: expansão dos investimentos e neutralidade entre CAPEX e OPEX

Em abril de 2026, a ACER publicou relatório sobre as práticas de definição de receitas das distribuidoras europeias (Managing the ramp-up of electricity distribution investments to better serve grid users). **Os investimentos anuais das grandes distribuidoras (com ao menos 100 mil clientes) cresceram 51% entre 2021 e 2024, de € 23,5 bilhões para € 35,3 bilhões, com previsão de € 46,7 bilhões em 2027.** Diante da pressão sobre a acessibilidade tarifária, a Agência afirma que planejamento robusto e escrutínio regulatório eficiente não devem ser comprometidos, e registra que os DSOs passam a responder também pela resiliência da infraestrutura energética crítica, incluindo segurança física e cibernética.

Entre as dez recomendações do relatório, duas são diretamente pertinentes a esta consulta: **publicar anualmente estimativas de CAPEX e OPEX das distribuidoras com horizonte de pelo menos cinco anos e evitar o viés de construção de ativos (CAPEX bias).** A ACER observa que o viés persiste porque diversos países remuneram o **CAPEX por taxa de retorno, enquanto o OPEX se submete a regulação por incentivos**, e conclui que a neutralidade entre **CAPEX e OPEX** deve ser assegurada, para que o DSO seja financeiramente indiferente quanto à forma de atender uma necessidade de rede e escolha a solução técnica e operacional mais

eficiente (por exemplo, contratar flexibilidade em vez de construir novo ativo). Entre as práticas indicadas para mitigar o viés estão abordagens de custo total (**TOTEX**), exigências de eficiência também sobre o CAPEX, benchmarking de TOTEX e regulação por resultados com compartilhamento de ganhos.

O Regulamento (UE) 2019/943 complementa essa arquitetura. Seu art. 18 determina que as tarifas de acesso às redes sejam custo-refletivas, transparentes e não discriminatórias e correspondam aos custos de um operador eficiente e estruturalmente comparável, e que as metodologias tarifárias forneçam incentivos à operação e ao desenvolvimento eficientes das redes. Com as alterações do Regulamento (UE) 2024/1747, essas metodologias passaram a dever considerar tanto as despesas de capital quanto as operacionais, inclusive investimentos antecipatórios. **O fato de um ativo ser tecnicamente útil não basta para que seu custo seja automaticamente socializado: a questão regulatória é se o custo é eficiente, necessário e proporcional ao serviço prestado.**

A observação tem paralelo direto no Brasil. **Investimentos incorporados à Base de Remuneração Regulatória são remunerados pelo custo de capital regulatório, enquanto os custos operacionais são definidos por referências de eficiência.** Soluções baseadas em gestão de vegetação, contratação de serviços ou flexibilidade podem, assim, ser financeiramente menos atrativas para a distribuidora do que soluções intensivas em ativos, ainda que de menor custo total. **O IMR recomenda que a ANEEL avalie, nos próximos ciclos de revisão metodológica, o grau dessa assimetria e mecanismos capazes de reduzi-la, como abordagens de custo total ou o reconhecimento de serviços de flexibilidade contratados como alternativa a investimentos de rede.**

O Quadro 2 sintetiza as referências internacionais e sua aplicação às propostas desta contribuição.

Quadro 2. Melhores práticas internacionais e aplicação à CP nº 29/2026

Referência	Prática recomendada	Aplicação proposta ao caso brasileiro
Diretiva (UE) 2019/944, arts. 31 e 32	Plano de desenvolvimento bienal, horizonte de 5 a 10 anos, alternativas à expansão e consulta aos usuários	Identificar no PDD os investimentos materiais de resiliência, com necessidade, alternativas e resultados esperados
ACER/CEER (2025)	Sequência cenário, necessidade e projeto; ACB entre flexibilidade e reforço; escrutínio e monitoramento pelo regulador	ACB proporcional com alternativas de rede e não-fio; supervisão orientada a risco
ACER (2026)	Neutralidade entre CAPEX e OPEX (TOTEX); estimativas de CAPEX e OPEX para pelo menos cinco anos	Avaliar assimetrias no modelo tarifário; dar visibilidade plurianual aos investimentos em resiliência
Regulamento (UE) 2019/943, art. 18	Custos eficientes e custo-reflectivos; incentivos que considerem CAPEX e OPEX	Reconhecimento tarifário condicionado à prudência demonstrada
ACER, Decisão nº 23/2020 (VoLL); AER (2024), VNR	Valoração da interrupção pelo custo para o consumidor, com valores específicos para interrupções prolongadas	Parâmetros de referência para a energia não suprida em ACBs de resiliência

Fonte: elaboração própria.

9. Quem se beneficia e quem paga: eficiência, equidade e subsídios cruzados

A AIR faz observação especialmente relevante: **grande parte dos benefícios do enterramento é localizada, enquanto o impacto tarifário se distribui de forma generalizada.** Como não há diferenciação tarifária segundo o padrão de rede, a expansão de redes subterrâneas pode gerar **subsídio cruzado entre consumidores e suscitar questões de isonomia e equidade.**

Uma regra economicamente coerente parte da natureza do benefício. **Quando o investimento é necessário para cumprir padrões de continuidade, segurança ou resiliência e a solução escolhida é a alternativa eficiente, há fundamento para seu tratamento como investimento da concessão.** Quando a obra é solicitada principalmente por interesse específico (estética, requalificação urbana, valorização local ou padrão superior ao tecnicamente necessário), **o princípio beneficiário-pagador justifica a participação financeira do interessado.** Essa lógica já está presente no art. 110 da REN nº 1.000/2021, que atribui ao consumidor, aos demais usuários e interessados e à Administração Pública o custeio de obras realizadas a seu pedido, inclusive a conversão de rede aérea existente em subterrânea. Em situações mistas, a ACB pode decompor, ainda que de forma aproximada, o custo da solução tecnicamente necessária e o custo incremental de

atributos adicionais. A mesma lógica orienta o art. 18 do Regulamento (UE) 2019/943, que exige tarifas de acesso custo-refletivas, transparentes e não discriminatórias: ao separar o custo incremental de atributos não relacionados ao serviço, a ACB evita que esse custo seja incorporado às tarifas de todos os usuários.

A experiência internacional reunida na AIR segue a mesma lógica: no Canadá, o enterramento por razões estéticas e urbanísticas tende a ser custeado por solicitantes, municípios ou usuários; nos Estados Unidos, as iniciativas são focalizadas e há casos de participação dos moradores beneficiados; na União Europeia, o financiamento varia entre municípios e distribuidoras. O estudo internacional citado pela AIR recomenda **distribuir os custos de forma proporcional aos benefícios obtidos por cada parte**.

O tema é sensível. **Segundo o Subsidiômetro da ANEEL, citado na AIR, os subsídios representaram em 2025 mais de 18% da tarifa dos consumidores residenciais.** No Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) de 2024, o item "valor percebido" obteve 32,83 pontos, ante 78,41 da qualidade percebida. Criar, sem transparência, nova transferência entre consumidores atendidos por padrões de rede distintos agravaria distorções distributivas, sobretudo porque redes subterrâneas tendem a se concentrar em áreas urbanas centrais e de maior valor imobiliário. Recomenda-se, por isso, que projetos materiais de custo significativamente superior ao padrão convencional identifiquem explicitamente a incidência dos benefícios.

10. As demandas regulatórias apresentadas pelas distribuidoras

Consultadas pela ANEEL, as distribuidoras apontaram temas que careceriam de aperfeiçoamento para incentivar redes subterrâneas: maior clareza na definição de investimento prudente, ajustes na participação financeira do consumidor, tarifa específica para atendimento por redes subterrâneas, flexibilização do critério de mínimo custo global e sinal regulatório de incentivo a esse padrão.

O IMR entende que a primeira demanda é legítima e que a ACB proporcional constitui a resposta adequada: critérios claros e verificáveis de prudência reduzem a incerteza regulatória da distribuidora e protegem o consumidor. Já a flexibilização do critério de mínimo custo global e a criação de sinal de incentivo a um padrão específico devem ser evitadas, pois contrariariam a neutralidade tecnológica e a própria conclusão da AIR, que descartou as alternativas de incentivo (Alternativas 2 e 4).

Mais apropriado é assegurar que o critério de mínimo custo global seja aplicado **em base de custo total do ciclo de vida**, incorporando CAPEX, OPEX e o custo das interrupções evitadas. Nessa leitura, uma solução mais robusta que se revele de

menor custo total já seria a solução de referência, sem necessidade de flexibilizar o critério, e o custo incremental de padrões superiores ao necessário permaneceria com os interessados, como prevê o art. 110 da REN nº 1.000/2021. Quanto à tarifa específica, o IMR a considera prematura nesta etapa, mas a identificação da incidência dos benefícios fornecerá à ANEEL a evidência necessária para avaliá-la futuramente.

11. Implementação, monitoramento e avaliação

As recomendações podem ser implementadas gradualmente. Em um primeiro ciclo, a ANEEL poderia orientar a identificação dos investimentos de resiliência no PDD e estabelecer requisitos mínimos de ACB acima de determinado limiar de materialidade, calibrando limiares, indicadores e formatos com a experiência acumulada. A adoção gradual reduz o risco de burocratização e permite testar a qualidade da informação antes de convertê-la em obrigação mais detalhada.

O conjunto de indicadores proposto pela AIR (DEC, FEC, decomposição entre interrupções expurgáveis e não expurgáveis, participação do DEC INE, tempo de recomposição e benchmarking entre concessões com exposição semelhante) constitui base adequada. **A ele devem ser acrescentados a rastreabilidade entre os investimentos previstos no PDD e os resultados observados** e indicadores econômicos: CAPEX realizado versus planejado, OPEX associado, custo por consumidor beneficiado e diferença entre benefícios previstos e realizados. A orientação ACER/CEER de 2025 recomenda, no mesmo sentido, que os reguladores monitorem a implementação dos planos de desenvolvimento da distribuição, preferencialmente no intervalo entre duas edições ou na edição seguinte do plano.

O vínculo entre ex ante e ex post evita que a ACB se torne mera formalidade: diferenças sistemáticas entre benefício previsto e realizado podem alimentar o benchmarking e a revisão de parâmetros. Essa lógica está alinhada à Recomendação do Conselho da OCDE sobre Política e Governança Regulatória (2012), que associa a análise de impacto ex ante à revisão sistemática ex post da regulação. **A regulação permanece adaptativa: exige evidência, monitora resultados e ajusta incentivos quando necessário.**

12. Síntese e Posicionamento Institucional

O Instituto Mulheres na Regulação manifesta-se favoravelmente à Alternativa 0 da AIR nº 3/2026-STD/ANEEL, isto é, mantém a regulação vigente na qual a distribuidora conserva a prerrogativa de escolher o padrão construtivo, e terceiros interessados em padrão superior arcam com o custo correspondente. Os impactos

climáticos são heterogêneos, as condições das concessões diferem significativamente e o conjunto de soluções tecnológicas evolui rapidamente. A **regulação por incentivos, orientada a resultados e compatível com a autonomia técnica das distribuidoras, deve ser preservada.** A liberdade de escolha da tecnologia deve, contudo, ter uma contrapartida: **a distribuidora precisa demonstrar que os investimentos pagos pelos consumidores na tarifa são eficientes.**

O IMR propõe três instrumentos para isso. Primeiro, uma análise custo-benefício proporcional ao porte do investimento, que compare as alternativas disponíveis e considere diferentes cenários de eventos extremos. Segundo, o registro desses investimentos e de suas justificativas no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), tornando-os visíveis ao regulador e à sociedade. Terceiro, o acompanhamento posterior dos resultados, comparando o que foi prometido na justificativa do investimento com o resultado que foi efetivamente entregue.

Essa abordagem guarda coerência com a **Consulta Pública nº 001/2026, sobre medição inteligente, e com a contribuição do IMR àquela consulta: nos dois casos, a decisão de investimento cabe à distribuidora, mas deve ser sustentada por ACB verificável, segundo diretrizes mínimas e parâmetros comuns definidos pela ANEEL.** A intensidade da exigência, contudo, deve refletir a natureza de cada investimento. Por dependerem de condições locais, os investimentos em resiliência recomendam análise proporcional e supervisão orientada a risco, e não metodologia uniforme ou aprovação prévia de cada projeto.

Essa orientação é consistente com as melhores práticas europeias. A Diretiva (UE) 2019/944 baseia o desenvolvimento da distribuição em planos transparentes, plurianuais e abertos a alternativas à expansão; a orientação ACER/CEER de 2025 reforça a comparação custo-efetiva entre investimento convencional e flexibilidade e a supervisão dos planos pelos reguladores; e o relatório da ACER de 2026 recomenda escrutínio regulatório eficiente e neutralidade entre CAPEX e OPEX. **Em conjunto, essas referências descrevem uma arquitetura em que a autonomia do operador não é substituída pelo regulador, mas disciplinada por planejamento, comparação de alternativas, transparência e accountability.**

A alocação dos custos também merece atenção. Identificar a incidência dos benefícios e distinguir os investimentos necessários ao serviço dos componentes incrementais de interesse específico é essencial para prevenir subsídios cruzados implícitos e orientar a participação financeira de terceiros.

Em síntese, a proposta do IMR pode ser expressa em um princípio simples: preservar a liberdade para escolher a tecnologia, mas exigir transparência sobre por

que ela foi escolhida, quanto custa, quem se beneficia e quais resultados entrega. Não se trata de escolher antecipadamente uma tecnologia vencedora, mas de construir um processo decisório capaz de selecionar, em cada contexto, a solução que entregue maior resiliência ao menor custo social.

13. Recomendações do IMR

- Preservar a regulação por incentivos e a neutralidade tecnológica, sem obrigatoriedade geral de enterramento ou de outro padrão construtivo específico (Alternativa 0).
- Adotar ACB proporcional para investimentos materiais de resiliência, comparando alternativas de rede e, quando aplicável, alternativas não-fio.
- Estabelecer diretrizes mínimas e parâmetros comuns para as ACBs de resiliência (taxa de desconto, horizonte de análise e valor de referência da energia não suprida), em coerência com a CP nº 001/2026 e a respectiva contribuição do IMR, assegurando comparabilidade entre concessões sem padronizar a engenharia.
- Incluir na ACB CAPEX, OPEX, vida útil, continuidade, energia não suprida, compensações, riscos climáticos e incerteza, identificando separadamente benefícios urbanísticos, estéticos ou ambientais.
- Valorar a energia não suprida pelo custo econômico e social da interrupção, com parâmetros de referência, e incorporar cenários probabilísticos de eventos extremos.
- Identificar no PDD os investimentos materiais de resiliência, associando necessidade, alternativas consideradas, solução escolhida, custo, benefícios esperados e indicadores de resultado.
- Utilizar o PDD como instrumento de transparência e accountability, sem convertê-lo em mecanismo de autorização prévia de cada decisão de engenharia.
- Reforçar a supervisão regulatória orientada a risco, priorizando concessões e projetos com elevada materialidade, exposição climática, deterioração de desempenho ou escolhas tecnológicas excepcionalmente onerosas.
- Vincular o monitoramento ex post às justificativas ex ante, comparando resultados efetivos com os benefícios previstos na ACB.
- Avaliar a neutralidade entre CAPEX e OPEX no modelo tarifário, para que o desenho regulatório não favoreça investimento físico quando flexibilidade,

automação, armazenamento ou outras alternativas apresentarem menor custo total.

- Identificar a incidência dos benefícios e aplicar a causalidade de custos em projetos com efeitos predominantemente localizados, especialmente quando houver componente estético ou urbanístico.
- Preservar o critério de mínimo custo global, aplicado em base de custo total do ciclo de vida, sem flexibilizá-lo nem criar sinal regulatório de incentivo a padrão construtivo específico.
- Promover implementação gradual, com avaliação periódica dos resultados e possibilidade de aperfeiçoamento regulatório à medida que novas evidências sobre clima, custos e tecnologias se tornem disponíveis.

14. Referências

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER). Decision No 23/2020 on the methodologies for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard. Ljubljana: ACER, 2 out. 2020.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER). Managing the ramp-up of electricity distribution investments to better serve grid users: report on DSO revenue setting practices. Ljubljana: ACER, 14 abr. 2026.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER); COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). ACER-CEER Guidance on Electricity Distribution Network Planning. Ljubljana; Bruxelas: ACER; CEER, jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº 93/2026-STD/ANEEL. Avaliação de redes subterrâneas e demais padrões de rede para o aumento da resiliência dos sistemas de distribuição de energia frente ao aumento de eventos climáticos extremos ou severos. Processo nº 48500.906650/2023-59. Brasília, 15 jun. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2026-STD/ANEEL. Resiliência dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Avaliação de Redes Subterrâneas e Demais Padrões de Rede no Cenário de Intensificação de Eventos Climáticos Extremos. Processo nº 48500.906650/2023-59. Brasília, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.137, de 21 de outubro de 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD). Portal de Dados Abertos da ANEEL.
- AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR (AER). Value of Network Resilience 2024: Final Decision. Melbourne: AER, set. 2024.
- COMISSÃO EUROPEIA. Grids, the missing link: An EU Action Plan for Grids. COM(2023) 757 final. Bruxelas, 28 nov. 2023.
- CPQD (CENTRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM TELECOMUNICAÇÕES). Benchmarking internacional: redes aéreas e subterrâneas. Campinas: CPqD, [s.d.].
- INSTITUTO MULHERES NA REGULAÇÃO (IMR). Nota Técnica: Contribuição à Consulta Pública nº 001/2026 da ANEEL. Medição Inteligente, Modernização do Setor Elétrico e as Melhores Práticas Internacionais. Rio de Janeiro: IMR, mar. 2026.
- INSTITUTO MULHERES NA REGULAÇÃO (IMR). Nota Técnica: Contribuição à Segunda Fase da CP nº 001/2026 da ANEEL. Tempestividade no Acesso do Consumidor aos Dados de Medição Inteligente. Rio de Janeiro: IMR, ago. 2026.
- MARTINS, Bruna de Abreu; ARANGO, Lucas Gustavo; KUBOTA, Luis Claudio. Análise sobre o enterramento de infraestrutura de redes dos setores de distribuição de energia e telecomunicações. Texto para Discussão nº 2727. Rio de Janeiro: Ipea, 2022.
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). Recommendation of the Council on Regulatory Policy and Governance. Paris: OECD Publishing, 2012.
- UNIÃO EUROPEIA. Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, em especial arts. 31, 32, 58 e 59.
- UNIÃO EUROPEIA. Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que respeita à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, em especial arts. 11 e 18.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que respeita à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.