



# Resiliência de Redes Elétricas: Estudo da Proposta de Compensação por Interrupção em Situações de Emergência

**Tema:** Qualidade de Energia

**Autores:** Lucas Costa Amaro

**Co-Autores:** Rafael de Oliveira Gomes

**Empresa:** CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

## Resumo

As distribuidoras de energia estão cada vez mais expostas aos efeitos dos eventos climáticos extremos. Em 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou a Tomada de Subsídios TS nº 002/2024 e a Consulta Pública CP nº 032/2024, com o objetivo de obter subsídios para os aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e transmissão a eventos climáticos extremos. No âmbito da CP nº 032/2024, a ANEEL propôs a instituição de um mecanismo de compensação, por meio do qual as distribuidoras seriam responsáveis por ressarcir os consumidores de baixa e média tensão por interrupções ocorridas em situação de emergência (ISE), caso o serviço de distribuição não fosse restabelecido em até 24 horas em área urbana ou 26 horas em área rural. Este artigo apresenta uma análise financeira e regulatória sobre a instituição desse mecanismo. Realizando uma análise pregressa para o período compreendido entre janeiro de 2023 e setembro de 2024, a proposta da ANEEL resultaria em um impacto de R\$ 1,67 bilhão para o segmento de distribuição.

## 1. Introdução

Os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica têm sido cada vez mais impactados pela ocorrência de eventos climáticos extremos, comumente conhecidos na literatura como eventos de alto impacto e baixa probabilidade de ocorrência (High-Impact Low Frequency Events - HILFs), como tornados, chuvas torrenciais e ciclones extratropicais. Somente em 2023, o estado do Rio Grande do Sul foi afetado por 14 eventos climáticos extremos, os quais causaram severos danos socioeconômicos à população e impuseram desafios adicionais às concessionárias no processo de recomposição do sistema de distribuição e transmissão.

O aumento do número e da intensidade de eventos severos também tem sido verificado na região sudeste do país. Em novembro de 2023, chuvas torrenciais acompanhadas de rajadas de vento de mais de 150 km/h atingiram a região metropolitana da cidade de São Paulo, configurando-se como um dos mais severos fenômenos meteorológicos que já acometeram a capital paulista, causando danos a infraestruturas de energia e saneamento e impactando a vida e o bem-estar de milhões de pessoas.

Em razão da intensificação dos impactos de tais eventos nos segmentos de distribuição e transmissão, a ANEEL inseriu a atividade “Aprimoramentos regulatórios para aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos” na Agenda Regulatória 2024-2025, aprovada

por meio da Portaria nº 6.876/2023, englobando uma tomada de subsídios e duas consultas públicas a serem realizadas em 2024 e 2025. Segundo consta na Agenda, a ANEEL tem por objetivo realizar todas as deliberações quanto a esse tema até o segundo semestre de 2025.

Em fevereiro de 2024, em observância à Agenda Regulatória, a ANEEL instaurou a Tomada de Subsídios nº 002/2024, com o objetivo de obter subsídios relacionados à atuação das distribuidoras e transmissoras de energia elétrica em face a eventos climáticos extremos. Esse processo de participação pública abordou temas vinculados à apuração de indicadores de continuidade em situações climáticas severas, mecanismos de incentivo regulatório (Fator X e pagamento de compensações, por exemplo), indicadores de resiliência de redes elétricas, monitoramento de riscos climáticos, responsabilidades pelo manejo vegetal, compartilhamento de equipes, equipamentos e materiais entre distribuidoras, bem como diretrizes para elaboração de um plano de contingência.

No fim de abril e início de maio de 2024, o estado do Rio Grande do Sul foi impactado pelo maior evento climático extremo de sua história, o qual causou enchentes e chuvas torrenciais que afetaram 95% dos municípios do estado. Milhares de pessoas perderam os seus lares, pontes e estradas foram seriamente danificadas, o sistema de distribuição de energia em diversas cidades teve de ser desligado em razão de segurança, considerando o nível atingido pelas águas. Segundo estudo conduzido pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Banco Mundial e Comissão Econômica para América Latina e o Caribe (Cepal), o impacto econômico das enchentes foi de R\$ 87 bilhões, o que representa 1,8% do Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil para o ano de 2024 [1].

Em 11 de outubro de 2024, uma tempestade intensa atingiu o estado de São Paulo, trazendo ventos fortes, raios e chuvas torrenciais. Diversas cidades localizadas próximas à região metropolitana da capital paulista foram significativamente afetadas pelo evento, o qual causou queda de árvores e inundações. Após essa ocorrência meteorológica severa, a ANEEL instaurou a Consulta Pública CP nº 032/2024, a qual visou obter subsídios para os aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e transmissão a eventos climáticos extremos. As Notas Técnicas NT nº 90/2024-STD-SFT-SFF/ANEEL (NT nº 90/2024) [2] e NT nº 101/2024-STD-SMA-SFF-SFT/ANEEL (NT nº 101/2024) [3] consubstanciaram as propostas de aprimoramentos regulatórios da ANEEL em relação ao tema em discussão na consulta pública.

Na Nota Técnica nº 101/2024, a Agência apresentou uma proposta de mecanismo de compensação, por meio do qual as distribuidoras deveriam ser responsáveis por ressarcir os consumidores de baixa e média tensão por interrupções ocorridas em situação de emergência (ISE), caso o serviço de distribuição não fosse restabelecido em até 24 horas em área urbana ou 26 horas em área rural. A formulação do mecanismo assemelha-se àquelas já existentes relacionadas às compensações por transgressão dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Nesse ponto, para fins de cálculo da referida compensação, a ANEEL propôs a instituição de um novo indicador de continuidade individual, intitulado *Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão* (DISE). Ressalta-se que essa proposta não foi precedida de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), pois a Agência entendeu que se tratava de um tema cuja deliberação deveria ser realizada de forma urgente.

Nesse aspecto, esse estudo tem por objetivo avaliar o impacto financeiro acerca da instituição desse mecanismo de compensações para o segmento de distribuição, considerando todas as concessionárias do país. Além disso, apresenta-se uma análise a respeito da aderência dessa proposta ao arcabouço legal, à literatura internacional, bem como sobre outros aspectos que devem ser levados em consideração pela Agência previamente à deliberação desse tema, dentre os quais se destaca a eventual necessidade de alterações da metodologia de custos operacionais regulatórios e da componente de produtividade do Fator X.

## 2. Desenvolvimento

### 2.1 Análise de Impacto Financeiro da Proposta de Compensação por Interrupção em Situação de Emergência

No âmbito da Consulta Pública nº 032/2024, a ANEEL propôs um mecanismo de compensação por interrupção em situação de emergência (ISE). Esse mecanismo leva em consideração em sua formulação a relação entre a duração da interrupção e o número de horas médio de um mês, a parcela do encargo de uso do sistema de distribuição da unidade consumidora referente aos custos gerenciáveis pela distribuidora, intitulado EUSD Fio B, bem como um coeficiente adimensional, correspondente a 34 ou 40 para os níveis de baixa tensão e média tensão, respectivamente. Essa formulação guarda bastante similaridade com as demais equações já existentes na regulamentação vigente para efeitos de cálculo das compensações por transgressão dos limites dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI [4], conforme ilustrado na Equação 1.

$$Comp_{DISE} = DISE_V \times \frac{EUSD_B}{730} \times kei$$

#### **Equação 1.** Formulação da Compensação por Interrupção em Situação de Emergência

Em que o  $DISE_V$  corresponde ao indicador verificado da Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. Segundo a metodologia proposta pela ANEEL, consumidores conectados em baixa e média tensão fariam jus ao recebimento de compensações sempre que a duração da interrupção ocorrida em situação de emergência superar o limite de 24 horas em área urbana ou 26 horas em área rural.

Levando-se em consideração a formulação supracitada, realizou-se um estudo para calcular os impactos das compensações por ISE para todas as distribuidoras do Brasil entre janeiro de 2023 e setembro de 2024. Para tanto, as seguintes bases de dados foram utilizadas:

- Base de Dados das Interrupções Ocorridas no Segmento de Distribuição [5]; e
- Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica [6].

A Base de Dados citada em (i) foi utilizada para o cálculo do indicador DISE das unidades consumidoras que sofreram interrupções em situação de emergência no período considerado. A Base de Dados citada em (ii) foi utilizada para o cálculo do EUSD Fio B das unidades consumidoras. Em resumo, o EUSD Fio B é definido conforme consta na Equação 2:

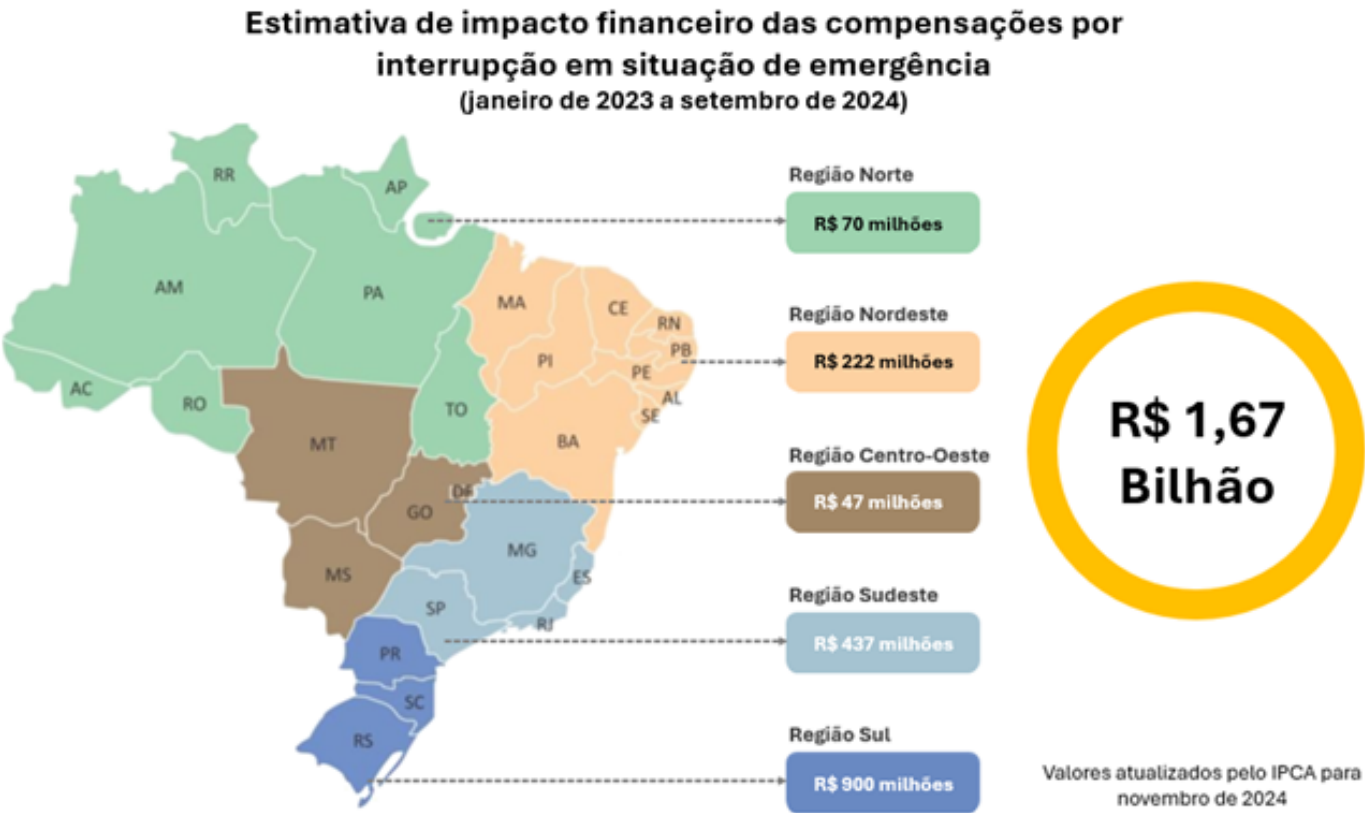
$$EUSD \text{ Fio B} = TUSD \text{ Fio B (kWh)} \times \text{Consumo (kWh)} + TUSD \text{ Fio B (kW)} \times \text{Demanda (kW)}$$

#### **Equação 2.** Formulação do EUSD Fio B das unidades consumidoras

Ressalta-se que o cálculo disposto no Equação 2 foi realizado considerando as tarifas ponta e fora ponta de consumo e demanda vigente para cada classe de unidade consumidora no mês em que ocorreu a interrupção em situação de emergência. **Como resultado, estima-se de forma conservadora que as distribuidoras de energia elétrica seriam responsabilizadas pelo pagamento de mais de R\$ 1,67 bilhão em compensações aos consumidores interrompidos em situações de emergência.**

Por si só, esse impacto financeiro ao segmento de distribuição já seria argumento o suficiente para justificar a realização de uma AIR previamente à elaboração de uma minuta de resolução, haja vista que a proposta

de aprimoramento regulatório necessita estar voltada à solução do problema em discussão, porém, adotando-se medidas para revisar outros mecanismos de incentivo regulatório já existentes, visando preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. A Figura 1 e a Tabela 1 apresentam o referido impacto financeiro, estratificado por região do país.

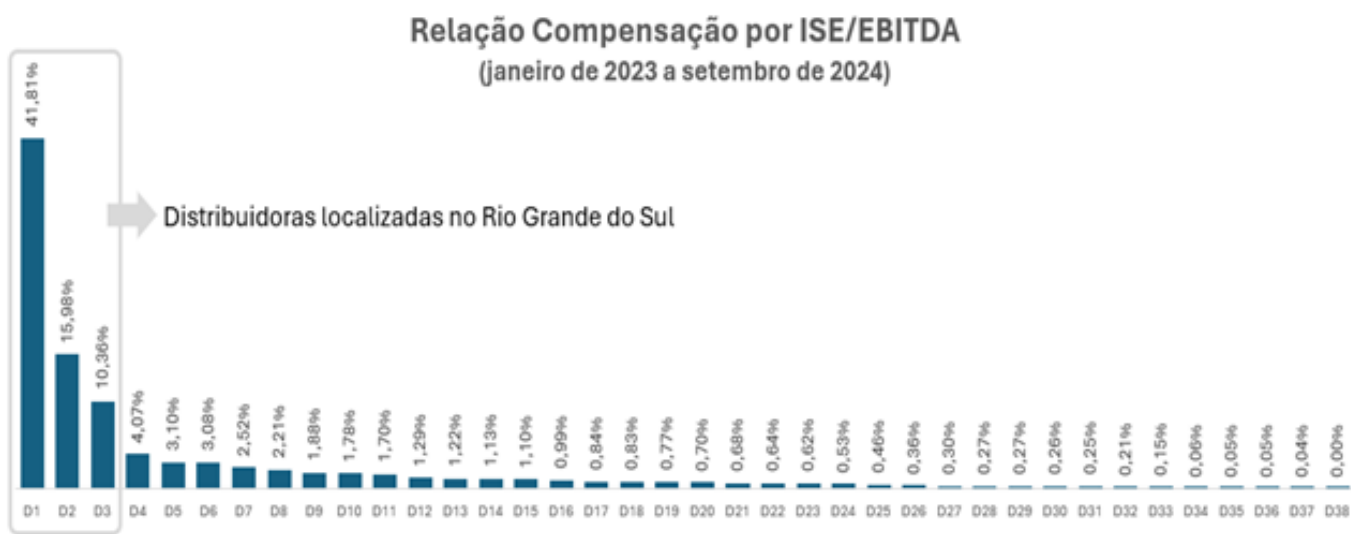


**Figura 1.** Estimativa do cálculo das compensações por interrupção em situação de emergência

**Tabela 1.** Estimativa do cálculo das compensações por interrupção em situação de emergência para o período de 2023 e 2024 estratificados por ano e por região do Brasil (em R\$ Milhão)

Região/Ano	2023	2024	Total
Norte	43,35	26,73	70,08
Nordeste	75,43	143,75	219,18
Centro-Oeste	35,79	11,38	47,17
Sudeste	384,01	52,72	436,73
Sul	217,96	682,28	900,24
Brasil	756,54	916,86	1.673,40

Da tabela acima, verifica-se que o impacto no segmento de distribuição seria concentrado na região sul do país, a qual seria responsável pelo pagamento de aproximadamente 55% do montante total em compensações. A região sudeste, por sua vez, seria a segunda mais impactada, com cerca de 25% do montante total, seguida das regiões nordeste, norte e centro-oeste, com cerca de 13%, 4% e 3%, respectivamente. No âmbito do estudo, calculou-se também a relação entre o valor que seria pago em compensações por interrupção em situação de emergência e o EBITDA das distribuidoras. Nesse ponto, verificou-se que as distribuidoras localizadas no estado do Rio Grande do Sul seriam proporcionalmente muito mais afetadas do que todas as outras distribuidoras do país. Conforme ilustrado na Figura 2, as referidas compensações poderiam chegar a comprometer de 10% a cerca de 40% de seus EBITDA. Dessa maneira, **demonstra-se que a metodologia de compensações proposta pela ANEEL pode ameaçar a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras**, o que reforça a necessidade de uma AIR previamente à deliberação deste tema por parte da Agência.



**Figura 2.** Relação da compensação por ISE e EBITDA das distribuidoras

Ressalta-se ainda que cada evento extremo possui uma especificidade, não sendo trivial estabelecer os referidos limites para um país extenso como o Brasil, que é impactado por diferentes tipos de adversidades climáticas, tais como ciclones extratropicais e inundações no sul do país e chuvas torrenciais com fortes rajadas de vento no sudeste. Rememora-se ainda que a recomposição do sistema depende de diversos outros fatores alheios à gestão da distribuidora, principalmente vinculados a infraestrutura das cidades, tais como a pavimentação das estradas. Tomando-se como exemplo o estado do Rio Grande do Sul, 90,47% [7] da malha rodoviária do estado não é pavimentada, muito em decorrência da ausência de pavimentação nas estradas sob jurisdição municipal, o que se configura como mais um desafio para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em situações climáticas adversas.

Além disso, no que diz respeito à formulação proposta pela Agência, questiona-se a proporcionalidade ao se definir o coeficiente de majoração *kei*, igual a 34 e 40 para a baixa tensão e média tensão, respectivamente. Nesse ponto, entende-se que o coeficiente de majoração deve ser inversamente proporcional ao poder de previsibilidade e atuação das distribuidoras em face das interrupções. Na regulamentação vigente, por exemplo, compensações oriundas de interrupções ocorridas em dias críticos são calculadas por meio de coeficientes de majoração inferiores àqueles vinculados a interrupções ocorridas em dias típicos, conforme ilustrado na Figura 3.





**Figura 3.** Relação severidade e coeficiente de majoração das compensações por DIC, FIC, DMIC e DICRI. Nesse ponto, tem-se ciência que a definição dos coeficientes de majoração *kei* foi realizada de modo a equalizar o montante de compensações pago antes e após a última alteração da regulamentação sobre esse tema, consubstanciada por meio da Resolução Normativa nº 925/2021. No entanto, caso houvesse aderência aos dispositivos legais dispostos no Código Civil, apenas a título de argumentação, eventual compensação por interrupção em situação de emergência não poderia ser calculada utilizando-se os mesmos coeficientes de majoração verificados no cálculo das compensações oriundas de interrupções ocorridas em dias típicos.

Isto porque, durante eventos climáticos extremos, a capacidade operacional da distribuidora está totalmente comprometida em restabelecer o fornecimento de energia o mais breve possível, em razão de uma situação imprevisível, inevitável e abrangente. Não seria justo que tal compensação fosse majorada utilizando coeficientes iguais ou superiores àqueles definidos para o cálculo de compensações oriundas de interrupções em dias críticos ou em dias típicos. Nessa lógica, necessariamente o coeficiente de majoração deveria ser menor do que aqueles já vigentes, dado que as interrupções em situação de emergência possuem características extremamente mais desafiadoras do que as interrupções ocorridas em outros expedientes. Outro ponto que também merece atenção reside no rol de consumidores que farão jus ao eventual recebimento de compensações. Na proposta da Agência, consumidores conectados em baixa tensão e média tensão seriam compensados caso a duração da interrupção em situação de emergência fosse superior aos limites estabelecidos em regulação. Entretanto, entende-se que é necessário maior reflexão em relação a essa proposta, no sentido de concluir se os consumidores conectados em média tensão deveriam de fato fazer jus ao recebimento de tais compensações.

Os consumidores conectados à rede de média tensão, em geral, possuem a capacidade técnica e financeira para implementar soluções próprias de mitigação de riscos, como a instalação de geradores de emergência e sistemas de proteção elétrica mais sofisticados. Em contraste, os consumidores atendidos em baixa tensão são mais vulneráveis aos impactos das interrupções no fornecimento de energia, tanto do ponto de vista econômico quanto em relação à capacidade de mitigar esses impactos. Normalmente, esses consumidores não dispõem da infraestrutura ou dos recursos técnicos necessários para atenuar os danos causados pelas interrupções em situação de emergência, como geradores ou sistemas de armazenamento de energia. Por essa razão, reitera-se que esse assunto deve ser objeto de uma ampla AIR previamente à deliberação pela Diretoria da Agência.

## 2.2 Análise Regulatória da Proposta de Compensação por Interrupção em Situação de Emergência

As discussões referentes ao pagamento de compensações aos consumidores remontam desde a Resolução Normativa nº 024/2000. Naquela ocasião, a ANEEL previu a exclusão de responsabilidade das distribuidoras pelas consequências de eventos caracterizados como caso fortuito ou de força maior, em observância ao art. 393 do Código Civil [8], transcrito a seguir.

### ***Lei nº 10.406/2002 – Institui o Código Civil***

*(...)*

*Art. 393. O devedor não responde pelos prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, se expressamente não se houver por eles responsabilizado.*

*Parágrafo único. O caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não era possível evitar ou impedir.*

Por essa razão, as interrupções caracterizadas por situação de emergência são expurgadas do cômputo dos indicadores de continuidade DEC e FEC e, por consequência, do mecanismo de pagamento de compensações vigente. Dessa maneira, a instituição de um mecanismo de pagamento de compensação aos consumidores durante situações de emergência ou calamidade pública não encontra respaldo legal, haja vista que os efeitos de tais circunstâncias não são possíveis de evitar ou impedir.

Como exemplo claro da impossibilidade legal de regulamentação desse mecanismo, citam-se as enchentes ocorridas no estado do Rio Grande do Sul nos meses de abril e maio de 2024. Naquela ocasião, segundo dados da Defesa Civil, 478 dos 497 municípios do estado foram atingidos pelas enchentes, as quais destruíram milhares de casas, vitimaram 183 pessoas e causaram severos danos às infraestruturas do estado, sendo responsáveis por impactar o PIB do país em 1,8% para 2024. Claramente, as distribuidoras de energia elétrica não poderiam impedir os efeitos da catástrofe ocorrida, classificada como o pior desastre climático da história do Rio Grande do Sul.

Nessa seara, a ANEEL já reconheceu que a Interrupção em Situação de Emergência foi criada para abarcar interrupções extraordinárias, que preenchem os **requisitos de imprevisibilidade e impossibilidade de ação**, mas, especialmente, caracterizadas pelo seu caráter extremamente severo, necessariamente associado a uma alta abrangência. A ANEEL também já reconheceu que tais casos não são cobertos pelos limites definidos pela Agência e segregá-los dos indicadores apurados ordinariamente possibilita análises específicas do desempenho da distribuidora, conforme consta na Nota Técnica nº 0248/2013-SRD/ANEEL [9], que instruiu a última proposta de aprimoramento da regulamentação vinculada a Interrupção em Situação de Emergência, objeto da Consulta Pública nº 017/2013, cujo trecho encontra-se transcrito a seguir.

## **Nota Técnica nº 0248/2013-SRD – Aprimoramento do ISE**

(...)

43. *A Interrupção em Situação de Emergência foi criada para abarcar interrupções extraordinárias, que preenchem os requisitos de **imprevisibilidade e impossibilidade de ação**, mas, especialmente, caracterizadas pelo seu caráter extremamente severo – necessariamente associado a uma alta abrangência. De fato, tais casos não estão cobertos pelos limites definidos pela ANEEL e segregá-los dos indicadores apurados ordinariamente possibilita análises específicas do desempenho da distribuidora. (Grifo)*

No âmbito da Consulta Pública nº 017/2013, a Procuradoria Federal junto à ANEEL emitiu o Parecer nº 087/2014-PGE-ANEEL/PGF/AGU [10], o qual aponta a clara existência de eventos imprevisíveis e com abrangência e severidades suficientes para impedir a ação imediata das distribuidoras, o que legitima a conclusão de que, nessas situações, as interrupções não são consequência do agir das concessionárias, conforme trechos transcritos na sequência.

## **Parecer nº 087/2014-PGE-ANEEL/PGF/AGU – Aprimoramento do ISE**

(...)

38. *Nesse sentido, como visto, é fato que situações imprevisíveis e inevitáveis como o caso fortuito ou força maior são aptas a descaracterizar o nexo de causalidade entre o dano e a conduta do agente, mesmo em situações de responsabilidade objetiva, independentemente da existência de culpa. Ao permitir um expurgo por situação de emergência, está o Regulador admitindo que algumas das interrupções decorreram de eventos irresistíveis os quais tiveram o condão de romper o liame entre a falta de prestação dos serviços e a atuação do concessionário. **Nessas situações, o que se afirma é que a interrupção não é consequência do agir da concessionária.***

(...)

51. *Sem prejuízo da possibilidade de o Regulador impor a responsabilização do concessionário por fortuitos internos, **a partir do momento em que este fortuito atinge determinada proporção, é legítimo que este Regulador conceba que a responsabilidade do prestador restou elidida.***

52. *É que o rompimento do nexo causal passa inevitavelmente por uma avaliação de intensidade. Assim como é legítimo que a norma imponha que o concessionário arque com as consequências de um raio que inevitavelmente atingiu uma quantidade reduzida de pessoas, que poderiam ser religadas sem maiores dificuldades, **também há de ser legítimo que uma tempestade impiedosa - que afete de maneira completamente atípica uma grande extensão da área de concessão seja considerada como um fortuito externo, afastando o nexo de causalidade. (Grifo)***



Nesse sentido, verifica-se que responsabilizar as distribuidoras pelo pagamento de compensações atreladas a interrupções ocorridas em situação de emergência seria o mesmo que atribuir a estas a obrigação de responder por prejuízos resultantes de caso fortuito (*act of God*, ato de Deus no direito anglo-saxão) ou força maior, o que contraria o disposto no art. 393 do Código Civil, bem como ao próprio parecer da Procuradoria Federal junto à ANEEL.

Ressalta-se ainda que há diversos eventos climáticos extremos que podem representar casos excepcionais para operação do sistema de distribuição. A título de exemplo, pode-se enumerar: os tornados, ciclones extratropicais, chuvas torrenciais e inundações. Cada tipo de evento possui sua especificidade para restabelecimento das unidades consumidoras, não sendo possível estabelecer um único prazo em horas, segregado em área urbana e área não urbana, para que a distribuidora garanta a normalização do serviço aos consumidores, conforme proposto pela ANEEL.

Observando-se a literatura internacional e a atuação de distribuidoras em eventos climáticos extremos sofridos em outros países, verifica-se que recomposição do sistema de distribuição não ocorre em 24 horas, sendo um processo que pode levar dias para finalizar. Cita-se como exemplo a experiência da distribuidora Florida Power & Light (FPL) [11], responsável pelo fornecimento de energia elétrica a 5,9 milhões de unidades consumidoras nos Estados Unidos. Desde os anos 2000, essa distribuidora tem sofrido o impacto de eventos de elevada severidade climática em sua área de concessão, tais como os furacões Charley (2004), Wilma (2005), Irma (2017) e Ian (2022). Em tais ocasiões, o restabelecimento do serviço para 95% dos consumidores levou de seis a quinze dias, conforme consta na Tabela 2.

**Tabela 2.** Histórico do restabelecimento do serviço pela Florida Power & Light durante eventos climáticos extremos

Métrica	Furacão Charley	Furacão Wilma	Furacão Irma	Furacão Ian
95% dos consumidores restabelecidos	10 dias (240 horas)	15 dias (360 horas)	7 dias (168 horas)	6 dias (144 horas)

Verifica-se que a resposta da distribuidora a eventos climáticos extremos ao longo dos últimos 20 anos tem melhorado substancialmente. Todavia, nota-se que o melhor tempo de recomposição do serviço de energia a 95% dos consumidores foi de 144 horas, período ainda seis vezes superior ao limite proposto pela ANEEL para restabelecimento do serviço no Brasil após interrupções em situação de emergência. Restabelecer o serviço a 100% dos consumidores em até 24 horas após a ocorrência de um evento climático extremo exigiria investimentos extremamente elevados em infraestrutura de rede, bem como aumento de custos vinculados a contratação de equipes, operação e manutenção. O aumento dos investimentos e dos custos certamente não seria prudente e elevaria demasiadamente a tarifa do consumidor. Esse ponto já foi alvo de discussão por parte da ANEEL em diversas ocasiões. Como exemplo, cita-se a Nota Técnica nº 0071/2011-SRD/ANEEL [12], a qual instruiu o aprimoramento dos aspectos relacionados ao dia crítico. Neste documento, a ANEEL cita que, na busca por eficiência das distribuidoras na prestação do serviço de energia elétrica e tarifas justas, as distribuidoras devem dimensionar as suas equipes de operação e manutenção para atender as ocorrências de um dia típico. Caso a distribuidora dimensionasse a sua

estrutura para dias extremos, muitas equipes ficariam ociosas, elevando os custos para o consumidor, pois eventos atípicos ocorrem esporadicamente. A ANEEL ainda menciona que os expurgos foram criados para não exigir da distribuidora o cumprimento de limites em situações nas quais não seja possível atendê-los, uma vez que tais limites foram definidos para situações normais de operação, conforme transcrito a seguir.

***Nota Técnica nº 0071/2011-SRD/ANEEL – Aprimoramento dos Aspectos Relacionados ao Dia Crítico***

(...)

*9. A ANEEL busca a eficiência das distribuidoras na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica e tarifas justas. **A distribuidora deve dimensionar as suas equipes de operação e manutenção para atender as ocorrências de um dia típico. Caso a distribuidora dimensionasse a sua estrutura para dias extremos, muitas equipes ficariam ociosas, elevando os custos para o consumidor**, pois eventos atípicos ocorrem esporadicamente. Por isso, é importante diferenciar dias normais dos atípicos de forma a buscar a eficiência adequada para cada situação. Os expurgos foram criados para não exigir da distribuidora o cumprimento de limites em situações nas quais não seja possível atendê-los, uma vez que tais limites foram definidos para situações normais de operação. Tal prática é utilizada em diversos países. (Grifo)*

Ademais, é importante mencionar que a instituição de um mecanismo de pagamento de compensações por interrupção em situação de emergência foge à álea ordinária dos contratos administrativos. Nesse sentido, Maria Sylvia Zanella Di Pietro, em sua obra Direito Administrativo destaca que:

***Direito Administrativo – Maria Sylvia Zanella Di Pietro***

(...)

*No direito administrativo, a álea ordinária corresponde aos riscos normais e previsíveis na execução dos contratos administrativos. O contratado, ao aceitar as condições de um contrato administrativo, deve estar ciente de que alguns riscos fazem parte do negócio e não podem ser usados como justificativa para pleitear reequilíbrio econômico-financeiro ou a rescisão contratual. **Somente os riscos que ultrapassam o que é ordinário, constituindo uma álea extraordinária, podem justificar a intervenção do poder público para rever o contrato.***

Nesse sentido, no âmbito do Direito Administrativo, a álea ordinária refere-se aos riscos que são normais na execução de contratos administrativos. Ou seja, esses riscos, inerentes à natureza da contratação pública, devem ser assumidos pelo contratado, sem que haja qualquer alteração nos termos contratuais previamente estabelecidos, exceto se os eventos forem classificados como álea extraordinária, caracterizados por serem imprevisíveis e inevitáveis, o que se observa no caso de interrupções em situação de emergência causadas por eventos climáticos extremos.

Nessa senda, nos termos da regulação atual e da matriz de risco do contrato de concessão das distribuidoras, as interrupções de fornecimento decorrentes de situação de emergência se situam na álea de risco extraordinária, que não afetam a prestação do serviço adequado e cujos impactos não são passíveis de aplicação de penalidade ou de obrigação de ressarcimento, nos termos do art. 393 do Código Civil e do art. 6º da Lei nº 8.987/1995 [13], transcrito a seguir.

***Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995***

***DO SERVIÇO ADEQUADO***

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

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

*(...)*

***§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:***

*I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,*

*II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade. (Grifo)*

Em resumo, como a interrupção do fornecimento em situação de emergência decorre de fato necessário que não pode ser evitado ou impedido, o contrato de concessão e a regulação setorial reconhecem que não existe conduta a ser incentivada ou reprimida por meio de instrumentos regulatórios e, portanto, não existe nexo de causalidade para justificar o pagamento de compensação aos usuários durante situação de emergência.

Do exposto, conclui-se que a instituição desse mecanismo fere dispositivos legais e contratuais, não merecendo, portanto, prosperar. Contudo, caso a ANEEL ainda assim cogite a instituição desse mecanismo, o que se considera apenas a título de hipótese, a Agência deve refletir sobre três outros aspectos: (i) risco moral (*moral hazard*), (ii) excludente de responsabilidade em caso de impedimento de acesso; e (iii) necessidade de alteração de outras metodologias regulatórias.

O risco moral refere-se à possibilidade de um agente mudar o seu comportamento a partir da leitura de diferentes contextos em que se encontra inserido. No caso em tela, o consumidor, sabendo que receberá uma compensação por uma interrupção ocorrida em situação de emergência, pode atuar para dificultar o restabelecimento do serviço por parte da distribuidora, com vistas a levar vantagem e maximizar o montante financeiro a ser eventualmente ressarcido. Ressalta-se que o valor-teto das compensações proposto pela ANEEL é idêntico ao das compensações já previstas na regulamentação: 18 vezes o EUSD Fio B do consumidor. Sabe-se que esse valor-teto é bastante elevado, o que pode contribuir para o incremento do referido risco moral. Esse fato configura-se como mais uma das razões para que a Agência não institua esse mecanismo.

Ainda considerando a hipótese supracitada, é necessário que a Agência institua um outro dispositivo regulatório para prever o excludente de responsabilidade das distribuidoras em caso de impedimentos de acesso. Sabe-se que os eventos climáticos extremos tem sido cada vez mais intensos, capazes de destruir estradas e pontes, bem como causar inundações, como ocorreu nas enchentes de abril e maio de 2024 no Rio Grande do Sul. Não seria justo a distribuidora ser responsabilizada por ressarcir os consumidores interrompidos em tais circunstâncias, sendo que a própria distribuidora não deu causa para interrupção e tampouco dispõe de artifício para acessar os ativos danificados. Nessa senda, cita-se que não é incomum

os casos em que a própria defesa civil solicita o desligamento da rede de distribuição por segurança, principalmente nos casos atrelados a inundações.

Por fim, a instituição desse mecanismo de pagamento de compensações tornaria necessário que outras metodologias fossem objeto de revisão, tal como a metodologia de custos operacionais regulatórios e a componente de produtividade do Fator X. Em relação à metodologia de custos operacionais, faz-se necessário que haja o reconhecimento das despesas associadas a essas compensações, de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, uma vez que a distribuidora não poderia ser responsabilizada pelos prejuízos resultados de caso fortuito ou de força maior, devendo tais custos serem objeto de reconhecimento tarifário. Além disso, seria necessário revisitar o modelo de *benchmarking* utilizado no âmbito dessa metodologia, de modo a incluir variáveis ambientais vinculadas a eventos climáticos extremos no modelo, tais como precipitação, rajadas de vento e incidência de raios, permitindo que as distribuidoras sejam comparadas de forma justa entre si.

Nesse ponto, ressalta-se que a ANEEL já discutiu a possibilidade de haver o reconhecimento em tarifa dos custos referentes às compensações, em função de uma contribuição enviada pela ABRADDEE no âmbito da Consulta Pública nº 015/2016 [14], referente aos custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição. Na época, a ANEEL não acatou a contribuição da ABRADDEE por entender que os montantes compensados até então não levaram as distribuidoras a uma situação de desequilíbrio-financeiro, conforme transcrito a seguir.

***Nota Técnica nº 0076/2017-SRD/ANEEL – Relatório de Análise de Contribuições à Consulta Pública nº 015/2016***

(...)

*57. Também sobre o tema das compensações, a ABRADDEE e outras instituições sugeriram que a receita requerida das empresas deveria contemplar um determinado nível de recursos para o pagamento de compensações. Apontou-se que a ocorrência de interrupções, assim como a presença de perdas técnicas, é, em certa medida, inerente ao funcionamento do sistema elétrico de forma que a despesa com as compensações deveria possuir cobertura tarifária até algum ponto. A discussão passaria por determinar o nível regulatório de interrupções/compensações a ser suportado pelos consumidores. **A respeito desse tema, entende-se que os montantes compensados até hoje não levaram as distribuidoras a uma situação de desequilíbrio econômico-financeiro e que, assim, já foram incorporados de alguma forma pelas empresas.** Nesse contexto, não se vislumbra que essa proposta seja considerada na alteração da regulação da qualidade. (Grifo)*

Dessa maneira, levando-se em consideração as simulações apresentadas, seria extremamente necessário rediscutir o reconhecimento tarifário dos montantes associados ao pagamento de compensações na metodologia de custos operacionais regulatórios, uma vez que podem causar uma situação de desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, a depender da frequência e da severidade dos eventos.

Em relação à componente de produtividade do Fator X, resgata-se que essa componente visa representar a relação entre a evolução do custo total praticado pelas empresas, TOTEX (CAPEX + OPEX), e a evolução do mercado. Assim, se os custos de uma empresa crescerem em proporção menor que o mercado, considera-se que essa empresa ganhou produtividade. Caso os custos aumentem em proporção maior que o mercado, considera-se que essa empresa perdeu produtividade.

Trazendo-se esse conceito à discussão em tela, verifica-se que as distribuidoras mais afetadas por eventos climáticos extremos deverão direcionar montantes financeiros significativos para o aumento da resiliência de seus sistemas de distribuição, enquanto distribuidoras que não sofrem esses eventos de forma recorrente não se sentirão impelidas a realizarem ações visando aumentar a robustez de seus sistemas. Sabe-se que esses investimentos englobam o atendimento a cargas com mais de uma possibilidade suprimento, utilizando-se de tecnologias para reconfiguração de rede, além de serem associados ao aumento do número de equipes para atendimento de ocorrências emergenciais durante eventos extremos.

Todavia, esse aumento em TOTEX, que se constitui como a variável insumo do cálculo da produtividade, não será necessariamente acompanhado por aumento de mercado, variável produto dessa metodologia. Por essa razão, ainda que realizem investimentos em prol do aumento da resiliência de seus sistemas, as distribuidoras mais impactadas por eventos climáticos extremos se virão em um cenário de deterioração de suas produtividades, enquanto outras distribuidoras do país que não enfrentam esse desafio climático de forma tão latente não sofrerão alterações significativas na componente Pd do Fator X, tudo o mais constante.

### **3. Conclusão**

A instituição de um mecanismo de compensação por ISE não encontra previsão legal, principalmente no que diz respeito à ausência de aderência ao artigo 393 do Código Civil. Além disso, ressalta-se que essa proposta tem o potencial de comprometer a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica. Vale destacar que, caso essa metodologia tivesse sido adotada entre janeiro de 2023 e setembro de 2024, o impacto financeiro sobre as distribuidoras seria de R\$ 1,67 bilhão. Esse efeito estaria concentrado na região Sul, responsável por aproximadamente 55% do valor total das compensações. A região Sudeste seria a segunda mais afetada, com cerca de 25% do montante, seguida pelas regiões Nordeste, Norte e Centro-Oeste, que responderiam por cerca de 13%, 4% e 3%, respectivamente.

Esse impacto, por si só, seria suficiente para justificar que o estabelecimento de compensações por situação de emergência não se constitui como o mecanismo de incentivo regulatório mais adequado para proporcionar a melhoria da resposta das distribuidoras de energia elétrica às interrupções ocorridas durante eventos climáticos extremos. No mínimo, justificaria que a Agência deveria realizar uma AIR previamente à deliberação do tema, ocasião na qual deveriam ser analisadas mais de uma alternativa de aprimoramento regulatório, devendo ser estudada a formulação da compensação, os limiares a partir dos quais os consumidores fariam jus a compensações, o coeficiente de majoração da formulação e a classe de consumidores que seria elegível a receber tal ressarcimento. Além disso, nesse cenário, seria de suma importância revisar outros mecanismos regulatórios, tais como a metodologia de custos operacionais e a componente de produtividade do Fator X.

### **4. Referências bibliográficas**

[1] <https://noticias.uol.com.br/cotidiano/ultimas-noticias/2024/09/22/impacto-economi-co-das-enchentes-do-rs-foi-de-r-87-bilhoes-diz-bid.htm>, acesso em 03/12/2024;

[2] Nota Técnica nº 90/2024-STD-SFT-SFF/ANEEL, de 18 de outubro de 2024, parte integrante da Consulta Pública nº 032/2024.



- [3] Nota Técnica nº 101/2024-STD-SMA-SFF-SFT/ANEEL, de 8 de novembro de 2024, parte integrante da Consulta Pública nº 032/2024.
- [4] Resolução Normativa nº 956/2021 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8.
- [5] Portal Dados Abertos - Base de Dados das Interrupções Ocorridas no Segmento de Distribuição, disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/interruptoes-de-energia-eletrica-nas-redes-de-distribuicao>.
- [6] Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>.
- [7] Situação dos Transportes de Carga no Rio Grande do Sul, Secretaria do Planejamento, Gestão e Participação Cidadã – SEPLAG do Departamento do Planejamento Governamental – DEPLAN do estado do Rio Grande do Sul.
- [8] Lei nº 10.406/2002, de 10 de janeiro de 2002.
- [9] Nota Técnica nº 0248/2013-SRD, de 16 de dezembro de 2013.
- [10] Parecer nº 087/2014-PGE-ANEEL/PGF/AGU, de 25 de março de 2014.
- [11] Workshop ABRADÉE, Eventos Climáticos Extremos - Experiência Internacional e impactos nas redes de energia elétrica, de 11 de dezembro de 2024. Acesso em <https://www.youtube.com/watch?v=GRH1ueW1pRs>.
- [12] Nota Técnica nº 0071/2011-SRD/ANEEL, de 12 de dezembro de 2011.
- [13] Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- [14] Nota Técnica nº 0076/2017-SRD/ANEEL, de 28 de julho de 2017.