

Enchentes de 2024 no setor elétrico gaúcho: sistematização de custos e proposição de ferramenta para gestão de riscos climáticos

Leízer Santiago Cafarate Larroza (UFRGS) - leizersant@gmail.com

Ângela Rozane Leal de Souza (UFRGS) - angela.rsl@gmail.com

Resumo:

A intensificação dos eventos climáticos extremos no Brasil tem revelado fragilidades operacionais em setores essenciais, como o setor elétrico. As enchentes que atingiram o Rio Grande do Sul em 2024 evidenciaram a vulnerabilidade das empresas do setor frente a desastres ambientais de grande escala, gerando impactos significativos nas operações e para a sociedade. Dado o contexto, compreender e sistematizar os custos decorrentes desses eventos torna-se fundamental para a compreensão e categorização estruturada desses custos. Este estudo tem como objetivo identificar, classificar e dimensionar os custos associados às enchentes de 2024 no setor elétrico gaúcho, propondo o uso de uma Matriz de Priorização Temporal de Custos Climáticos como ferramenta de sistematização. A pesquisa adota abordagem qualitativa, com base em dados secundários, para estruturar categorias de custos e apontar seus principais impactos. A relevância do estudo está na iminente necessidade de aprimorar a gestão de riscos e fortalecer a resiliência climática de setores essenciais. Os resultados revelam que os custos se concentraram principalmente no segmento de transmissão (R\$ 365 milhões em custos adicionais), seguido pela geração (R\$ 106 milhões) e distribuição (R\$ 27 milhões), evidenciando a predominância de custos diretos de alto impacto executados de forma imediata. Como principal contribuição, desenvolveu-se a Matriz de Priorização Temporal de Custos Climáticos, ferramenta que relaciona severidade dos impactos à manifestação temporal, permitindo a priorização estratégica de recursos e fortalecimento da resiliência climática. Os achados oferecem subsídios para tomada de decisão empresarial, formulação de políticas públicas de adaptação climática e priorização de investimentos em infraestrutura.

Palavras-chave: *Eventos climáticos extremos. Setor elétrico. Custos. Gestão de risco. Resiliência climática.*

Área temática: *Abordagens contemporâneas de custos*

Enchentes de 2024 no setor elétrico gaúcho: sistematização de custos e proposição de ferramenta para gestão de riscos climáticos

RESUMO

A intensificação dos eventos climáticos extremos no Brasil tem revelado fragilidades operacionais em setores essenciais, como o setor elétrico. As enchentes que atingiram o Rio Grande do Sul em 2024 evidenciaram a vulnerabilidade das empresas do setor frente a desastres ambientais de grande escala, gerando impactos significativos nas operações e para a sociedade. Dado o contexto, compreender e sistematizar os custos decorrentes desses eventos torna-se fundamental para a compreensão e categorização estruturada desses custos. Este estudo tem como objetivo identificar, classificar e dimensionar os custos associados às enchentes de 2024 no setor elétrico gaúcho, propondo o uso de uma Matriz de Priorização Temporal de Custos Climáticos como ferramenta de sistematização. A pesquisa adota abordagem qualitativa, com base em dados secundários, para estruturar categorias de custos e apontar seus principais impactos. A relevância do estudo está na iminente necessidade de aprimorar a gestão de riscos e fortalecer a resiliência climática de setores essenciais. Os resultados revelam que os custos se concentraram principalmente no segmento de transmissão (R\$ 365 milhões em custos adicionais), seguido pela geração (R\$ 106 milhões) e distribuição (R\$ 27 milhões), evidenciando a predominância de custos diretos de alto impacto executados de forma imediata. Como principal contribuição, desenvolveu-se a Matriz de Priorização Temporal de Custos Climáticos, ferramenta que relaciona severidade dos impactos à manifestação temporal, permitindo a priorização estratégica de recursos e fortalecimento da resiliência climática. Os achados oferecem subsídios para tomada de decisão empresarial, formulação de políticas públicas de adaptação climática e priorização de investimentos em infraestrutura.

Palavras-chave: Eventos climáticos extremos. Setor elétrico. Custos. Gestão de risco. Resiliência climática.

Área Temática: Abordagens contemporâneas de custos.

1 INTRODUÇÃO

Entre os meses de abril e maio de 2024, o Estado do Rio Grande do Sul (RS) enfrentou o maior desastre climático de sua história: enchentes que afetaram 478 dos 497 municípios do estado, provocando inundações, alagamentos, enxurradas e deslizamentos em diferentes regiões (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA, 2025; Pessoa et al., 2025). O desastre impactou diretamente 2,4 milhões de pessoas e a economia do RS foi duramente impactada, especialmente em maio e junho, atingindo setores de infraestrutura essenciais como o de energia (ANA, 2025; Suarez et al., 2024; Pessoa et al., 2025).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024), o setor elétrico gaúcho, que atende aproximadamente 4,5 milhões de unidades consumidoras através de 20 distribuidoras de energia, foi severamente impactado pela catástrofe. Ainda, segundo o órgão regulador, as chuvas que atingiram o estado levaram a um cenário de devastação na infraestrutura e, no início de maio, mais de

560 mil consumidores enfrentaram interrupções no fornecimento de energia devido ao desligamento de subestações por alagamento e segurança, a destruição de milhares de quilômetros de redes elétricas, a paralisação de centrais geradoras e o comprometimento de barragens, que entraram em estado de atenção. O setor elétrico foi responsável por quase um terço de todas as perdas e custos adicionais da área de infraestrutura, evidenciando o alto impacto da falta de energia e dos reparos emergenciais (Suarez et al., 2024).

Nesse cenário, a sistematização dos custos decorrentes das enchentes de 2024 no setor elétrico do Rio Grande do Sul representa uma oportunidade para compreender a relação entre planejamento estratégico e resiliência operacional. Diante desse desafio, este estudo propõe-se a responder à seguinte pergunta: de que forma os custos decorrentes das enchentes de 2024 no setor elétrico do Rio Grande do Sul podem ser sistematizados sob a perspectiva da gestão de riscos climáticos? Considerando o exposto, o objetivo geral deste estudo é o de sistematizar os principais custos decorrentes das enchentes de 2024 no setor elétrico do Rio Grande do Sul, propondo uma ferramenta de sistematização de custos climáticos. Como objetivos específicos, o estudo busca: (i) identificar os principais custos do setor elétrico do Rio Grande do Sul decorrentes das enchentes de 2024; (ii) classificar os custos identificados segundo critérios de impacto, natureza e temporalidade e; (iii) propor uma matriz de riscos climáticos voltada à sistematização de custos no setor elétrico.

Nos últimos anos, interrupções no fornecimento de energia causadas por chuvas intensas e alagamentos tornaram-se cada vez mais comuns, sendo essencial avaliar com precisão o risco de danos ao sistema de distribuição durante desastres para aumentar a resiliência do sistema elétrico (Shafiei et al., 2025). Dessa forma, a relevância desta pesquisa fundamenta-se na crescente frequência de eventos climáticos extremos no Brasil e seus impactos no setor elétrico, um componente crítico para a infraestrutura nacional. Esta análise torna-se particularmente importante no atual contexto de transição energética e pressões por sustentabilidade que o setor enfrenta, onde a capacidade de adaptação a eventos climáticos extremos constitui fator determinante para a viabilidade econômica e social das operações (Shafiei et al., 2025).

Como contribuição, este estudo propõe uma classificação estruturada dos custos de eventos climáticos extremos no setor elétrico, desenvolvendo uma matriz de risco como ferramenta de gestão preventiva. Os resultados oferecem subsídios para tomada de decisão empresarial e formulação de políticas públicas de resiliência energética, apoiando investimentos em infraestrutura resiliente que considerem tanto os custos diretos quanto os impactos sociais e econômicos decorrentes da interrupção dos serviços elétricos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este referencial fundamenta-se em três dimensões: vulnerabilidade do setor elétrico a eventos climáticos extremos, principais custos do setor elétrico e gestão de riscos climáticos e ferramentas de apoio à resiliência.

2.1 Eventos climáticos extremos e vulnerabilidade no setor elétrico

O setor elétrico está cada vez mais exposto a eventos climáticos extremos, com impactos significativos na infraestrutura e na sociedade (Añel et al., 2024). Avaliações detalhadas de vulnerabilidade, reforço de redes e políticas baseadas em

dados são essenciais para aumentar a resiliência e proteger populações mais vulneráveis. De acordo com o Sexto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2023), as mudanças climáticas globais estão se agravando, contribuindo para a ocorrência cada vez mais frequente e intensa de eventos climáticos extremos. À medida que as mudanças climáticas globais se intensificam, a frequência de eventos climáticos extremos, como tempestades e inundações, tem aumentado, representando uma ameaça significativa à estabilidade dos sistemas de energia (Chen et al., 2025).

Essas ameaças são intensificadas pelas vulnerabilidades que o setor elétrico apresenta. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), grande parte das instalações; como usinas, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição; está situada em áreas suscetíveis a enchentes, tempestades e outros desastres ambientais, o que eleva o risco de danos materiais e interrupções no fornecimento de energia devido à exposição física da infraestrutura. Paralelamente, o setor opera de forma integrada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que significa que falhas locais podem desencadear efeitos em cadeia, comprometendo o fornecimento em outras regiões devido a interdependência sistêmica de seus componentes (EPE, 2023). A crescente participação de fontes renováveis, como solar e eólica, intermitentes por natureza, intensifica essa interdependência e exige maior coordenação entre geração, transmissão e distribuição para garantir a estabilidade e a resiliência do sistema (Lima et al., 2023).

Nas enchentes que assolaram o RS em 2024, as condições climáticas foram agravadas pelo fenômeno *El Niño*, de intensidade forte, que causou chuvas intensas desde setembro de 2023. A sobrecarga das bacias fluviais e a saturação do solo contribuíram para as inundações severas. De acordo com a EPE (2024), Esse cenário impactou o consumo de eletricidade no estado, com uma queda de 1,4% no 2º trimestre de 2024, na comparação com o mesmo trimestre de 2023 e com os aumentos do consumo nos estados vizinhos do Paraná e Santa Catarina, menos atingidos pelas chuvas. O desastre ocorrido em 2024 resultou de um evento de chuvas que se destacou por uma combinação inédita de intensidade, duração prolongada, grande magnitude e ampla abrangência territorial, sem precedentes na história do Brasil (ANA, 2025).

A vulnerabilidade do Rio Grande do Sul às enchentes é intensificada por uma combinação de fatores geográficos, hidrológicos e climáticos. O estado possui bacias hidrográficas com cabeceiras localizadas em áreas de grande altitude, elevada declividade e solos rasos, especialmente nas regiões dos rios Uruguai, Jacuí, Taquari, Caí e Sinos, o que favorece o rápido escoamento das águas pluviais e a elevação súbita dos níveis dos rios. Além disso, a presença de extensas planícies de inundação nas partes médias e baixas dessas bacias, onde se situam cidades densamente povoadas como Porto Alegre, aumenta a exposição da população e da infraestrutura. Esses fatores tendem a ser particularmente significativos, dado o elevado peso das fontes renováveis em sua matriz energética, as quais dependem diretamente dos recursos naturais e das variações climáticas (Gutierrez, 2024).

2.2 Principais custos do setor elétrico

Para melhor compreensão dos custos que incorrem no setor elétrico foi compilado, na Tabela 1, as principais categorias de custos nos três principais

segmentos do setor elétrico brasileiro; distribuição, transmissão e geração; evidenciando suas diferenças estruturais e regulatórias.

Tabela 1

Principais custos do setor elétrico por segmento

Segmento	Principais Custos	Subcategorias e Detalhamento
GERAÇÃO	- O&M (soma dos gastos, custos e despesas, fixos e variáveis) - CAPEX (custos diretos: obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) - CVU (combustível em termelétricas)	- Custos fixos de operação e manutenção para usinas - Custos variáveis: combustível nas usinas (Custo Variável Unitário - CVU) - Custos específicos por fonte (hidrelétrica, termelétrica, eólica etc.)
TRANSMISSÃO	- O&M - CAA (Custo Anual dos Ativos) - Custos com Projetos de Melhorias	- Custos fixos de disponibilidade de linhas e subestações - Custos variáveis: manutenções emergenciais, reparos - Custos administrativos e técnicos - Investimentos e depreciação para expansão e confiabilidade
DISTRIBUIÇÃO	- CAOM (Custos de Administração, Operação e Manutenção) - CAA	- Custos de operação: manutenção de redes, reparos, inspeções - Custos administrativos: recursos humanos, sistemas, gestão - Custos comerciais: faturamento, atendimento, cobrança, regulação - Custos de combate a perdas técnicas e não técnicas - CAA: manutenção e depreciação

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos dados da pesquisa e no documento Parâmetros de Custos e Geração e Transmissão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024)

Conforme a ANEEL (2023), no segmento de distribuição, os custos predominantes são os chamados Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), que englobam despesas com manutenção das redes, atividades administrativas, operações comerciais e ações de combate a perdas. Esses custos são considerados gerenciáveis e podem ser otimizados por meio de modelos de avaliação de eficiência, como a Análise Envolvória de Dados (DEA – Data Envelopment Analysis), utilizada pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas. Na transmissão, os custos se distribuem entre fixos, que remuneram a disponibilidade contínua da infraestrutura, e variáveis, relacionados principalmente à manutenção emergencial. Também se destacam os investimentos significativos em ativos e os custos com depreciação, todos remunerados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Essa estrutura busca assegurar a confiabilidade da operação do sistema elétrico nacional (EPE, 2024).

Já na geração de energia, a composição dos custos varia conforme a fonte utilizada. Todas as usinas possuem custos fixos relacionados à operação e manutenção, mas, no caso das usinas termelétricas, há ainda custos variáveis expressivos, como os relacionados ao consumo de combustível, refletidos no Custo Variável Unitário (CVU). Por outro lado, fontes renováveis como a hidrelétrica apresentam maior peso nos custos fixos (EPE, 2024). Essa distinção reflete a complexidade técnica e econômica de cada segmento e é fundamentada sobretudo nas metodologias regulatórias da ANEEL, que atualiza periodicamente a

classificação e avaliação dos custos para assegurar eficiência, modicidade tarifária e qualidade do serviço no setor elétrico brasileiro.

2.3 Gestão de riscos climáticos e ferramenta de apoio à resiliência

Com uma matriz elétrica altamente baseada em fontes renováveis, o Brasil necessita integrar os impactos das mudanças climáticas ao seu planejamento energético de longo prazo, abrangendo aspectos regulatórios, iniciativas de pesquisa e desenvolvimento, além do fortalecimento das bases de dados (Gutierrez, 2024). Ainda, segundo a autora, essa integração é essencial para viabilizar estratégias e ações eficazes voltadas à otimização do planejamento energético e à melhoria da gestão de riscos no setor. Neste contexto, é importante reconhecer que os sistemas elétricos são vulneráveis a eventos de curto prazo e a mudanças de longo prazo, apresentando desafios imediatos para o fornecimento de serviços energéticos confiáveis, acessíveis, equitativos e sustentáveis (Theocharidou & Giannopoulos 2015). Desenvolver redes elétricas altamente resilientes é essencial para mitigar o risco de interrupções (Chen et al., 2020).

A elaboração e execução de estratégias apropriadas ajudam na minimização do tempo de suspensão do suprimento energético e na agilização da recuperação dos sistemas elétricos durante ocorrências de fenômenos climáticos extremos (Gutierrez, 2024). Nesse contexto, a análise de cenários climáticos é capaz de viabilizar ações de gestão de riscos; compreendendo identificação, avaliação, mitigação e monitoramento; que tornam possível o desenvolvimento da resiliência climática em infraestruturas críticas.

Cenários críticos precisam ser identificados, planos de emergência formulados e a eficácia desses planos garantida. Além disso, é necessário um entendimento mais profundo da relação entre os riscos operacionais e as estruturas topológicas vulneráveis da rede elétrica (Yang et al., 2025). Dessa forma, tal análise deve ser incorporada de maneira sistemática ao planejamento estratégico empresarial, permitindo que as organizações do setor elétrico antecipem vulnerabilidades, desenvolvam capacidades adaptativas e implementem medidas preventivas que reduzam tanto a probabilidade quanto o impacto de eventos climáticos extremos sobre suas operações. Assim, a adaptação às mudanças climáticas torna-se possível, considerando os impactos significativos que tais mudanças impõem às infraestruturas críticas do setor (ANA, 2025).

As recomendações de adaptação e gestão de riscos tornam-se ainda mais pertinentes diante da realidade do Rio Grande do Sul, onde fortes chuvas, enchentes e inundações recentes resultaram na interrupção do fornecimento de energia elétrica para mais de 560 mil consumidores, comprometendo cerca de 11% da população do Estado (Suarez et al., 2024). O impacto financeiro total estimado para o setor elétrico alcançou R\$ 1,9 bilhão, sendo R\$ 1.041,7 milhões relativos a danos em bens patrimoniais, R\$ 328,3 milhões a perdas econômicas e R\$ 497,9 milhões a custos adicionais. Quanto à distribuição dos prejuízos, R\$ 994,2 milhões recaíram sobre o setor público e R\$ 873,5 milhões sobre o setor privado (Suarez et al., 2024).

Esse impacto pode ser mitigado por meio de ferramentas adaptáveis que promovem estratégias de adaptação, incluindo diversificação de fontes energéticas, planos de contingência, investimentos em tecnologias resilientes e sistemas de alerta precoce (Kasimalla et al., 2024). As matrizes de evidenciação de riscos constituem exemplo dessas ferramentas, sendo amplamente utilizadas por

instituições de diversos setores devido à sua eficácia comprovada. Essas matrizes auxiliam planejadores e fornecedores de energia na compreensão dos riscos potenciais e impactos dos eventos climáticos extremos, contribuindo para avaliações de risco mais precisas e desenvolvimento de estratégias de mitigação e adaptação adequadas ao contexto específico de cada organização (Juhola et al., 2023).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A pesquisa caracteriza-se, quanto aos objetivos, como descritiva. O caráter descritivo justifica-se pela necessidade de identificar, classificar e dimensionar os custos decorrentes dos eventos climáticos extremos. “A pesquisa descritiva visa descrever as características de determinada população ou fenômeno, ou o estabelecimento de relações entre variáveis” (Silva & Menezes, 2000, p.21). Quanto à abordagem do problema, adota-se método qualitativo para análise interpretativa dos impactos ambientais. Os procedimentos técnicos englobam pesquisa documental de relatórios oficiais e dados regulatórios, entrevista semiestruturada com especialista (roteiro apresentado no Quadro 2 - Anexo A) e análise de conteúdo para sistematização e categorização dos custos identificados.

A entrevista com o especialista foi realizada com o responsável pelo setor de operações de uma das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica, esse profissional esteve à frente das atividades operacionais durante o período das enchentes. O entrevistado possui sete anos de experiência no cargo e aceitou, voluntariamente, contribuir com a pesquisa, autorizando a gravação da entrevista, posteriormente transcrita para análise. O roteiro semiestruturado buscou validar a ferramenta de matriz de validação temporal utilizada no estudo, especificamente quanto à classificação das ações e seus custos, à temporalidade das respostas e ao grau de urgência das atividades conduzidas pelo centro de operações. Além disso, foram validadas as informações relativas ao fluxo de comunicação e à integração entre os diferentes segmentos do setor elétrico no enfrentamento da crise.

O recorte temporal foca no período das enchentes (abril e maio de 2024) e seus desdobramentos imediatos se estendendo até os documentos emitidos pelos órgãos um ano após o evento, caracterizando uma pesquisa transversal. A população do estudo compreende as organizações do setor elétrico do RS, geradoras, transmissoras e distribuidoras, e os 478 municípios afetados pelas enchentes de 2024. A amostra, definida por critério não probabilístico, inclui as empresas mais impactadas, os municípios com maior severidade de danos e dados agregados do setor. Conforme Saunders et al. (2009), a definição da população deve estar alinhada aos objetivos da pesquisa, e a escolha da amostra busca selecionar casos que forneçam evidências mais relevantes para a análise proposta.

Os custos derivados das enchentes constituem as variáveis centrais de interesse desta pesquisa. Para sua análise sistemática, cada critério de classificação previamente definido funciona como uma característica ou dimensão específica dessas variáveis: o critério de impacto (alto, médio, baixo) mensura a intensidade dos efeitos; o critério de natureza (direto, indireto, intangível) identifica a forma de manifestação dos custos; o critério de temporalidade (imediato, curto, médio e longo prazo) estabelece a dimensão temporal dos efeitos.

Os dados secundários são coletados junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), demonstrações financeiras, relatórios governamentais, mídia e literatura científica especializada. A análise dos dados será conduzida por meio de análise de conteúdo temática,

utilizada para a categorização dos custos segundo dimensões teóricas, e de análise documental. O procedimento seguirá as etapas de pré-análise, exploração do material e tratamento dos resultados, conforme proposto por Bardin (2016), possibilitando identificar padrões, temas e significados associados aos custos decorrentes das enchentes no setor elétrico, assegurando maior robustez e confiabilidade aos resultados obtidos.

Para o desenvolvimento da matriz, o processo seguirá três etapas estruturadas: (i) identificação e mapeamento dos riscos climáticos e custos associados com base na análise documental e categorização temática; (ii) classificação hierárquica dos elementos identificados segundo os critérios de impacto, probabilidade de ocorrência e (iii) construção da matriz propriamente dita, organizando os riscos climáticos em uma matriz bidimensional (ação x impacto) e os custos, utilizando escalas graduais e codificação visual para facilitar a interpretação e aplicação prática do instrumento desenvolvido.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados apresentam a sistematização dos custos por segmento do setor elétrico, aplicação da classificação proposta e desenvolvimento da matriz de priorização temporal.

4.1 Identificação dos custos de maior relevância decorrentes das enchentes

A identificação dos custos mais relevantes decorrentes das enchentes permite compreender a extensão dos prejuízos e orientar ações de recuperação. O Quadro 1 sintetiza esses custos, evidenciando a complexidade dos itens afetados e destacando despesas operacionais e investimentos prioritários para garantir a segurança, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia no cenário pós-enchente.

Segmento	Categoria	Principais Efeitos Específicos das Enchentes
Geração	O&M (Operação e manutenção)	Danos a painéis solares, sistemas auxiliares, barragens e hidrelétricas devido à cheia, além da necessidade de acionar usinas termelétricas de backup para garantir o fornecimento de energia
		Limpeza, descontaminação e reparo de equipamentos submersos ou danificados (turbinas, geradores e transformadores de usinas hidrelétricas; painéis fotovoltaicos; sistemas de proteção)
	CAPEX (Capital Expenditure)	Usinas fora de operação entre maio-agosto 2024 (custos de energia de substituição), investimentos pontuais de infraestrutura para recuperação
Transmissão	O&M (Operação e manutenção)	Danos a linhas, torres e subestações (alagadas); reparos emergenciais; manutenção corretiva (necessidade de substituição urgente de equipamentos)
		Operação em modo de emergência, mobilização de equipes especializadas, logística de materiais (contratação de serviços externos, transporte aéreo de equipamentos e pessoas, hospedagem de equipes)

	Melhoria em Infraestrutura	Projetos de reconstrução, reforço e adaptação para resiliência climática (realocação de subestações, novas normas técnicas)
Distribuição	CAOM (Custos de Administração, Operação e Manutenção)	Logística de emergência: substituição de cabos aéreos e equipamentos de rede, reparos em transformadores e cabos subterrâneos
		Ação intensiva das principais distribuidoras RGE Sul e Equatorial Energia para restabelecimento rápido e seguro: religação gradual por prioridade (hospitais, serviços essenciais) e inspeções de segurança
	Comerciais e Financeiros	Impacto na receita e gestão (Acordos institucionais para proteção dos consumidores vulneráveis: flexibilização temporária da cobrança, bloqueios de corte, suporte social)
Todos Os Segmentos	Regulatórios e Ambientais	Flexibilização temporária de DEC (Duração Equivalente de Interrupção) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção). Gestão de resíduos contaminados, recuperação ambiental, projetos para resiliência climática
	Danos à reputação	Desgaste reputacional devido à percepção pública acerca da exposição a riscos climáticos, resposta operacional e comunicação

Quadro 1: Custos de maior relevância decorrentes das enchentes

Fonte: Elaborado pelos autores

O Quadro 1 destaca que os maiores custos ocorreram na transmissão, com danos a linhas, transformadores, torres e subestações, exigindo reparos emergenciais, reforços estruturais e investimentos para adaptação à resiliência climática. No entanto, a Figura 1, resumo dos efeitos no setor elétrico, demonstra que os custos adicionais, que somam R\$ 498 milhões, referem-se principalmente a ações emergenciais como limpeza, descarte de entulhos, uso de estruturas temporárias e à substituição da geração hidrelétrica por fontes térmicas e compras no mercado mercado de curto prazo (*spot*).

Na geração, foram reportados os maiores danos. Os efeitos foram observados em 25 hidrelétricas, o que reduziu a capacidade de geração com energia hidráulica em 753 MW, representando mais de 13% da capacidade instalada dessa fonte no estado do Rio Grande do Sul. Os custos adicionais (Figura 1) de geração foram estimados em R\$ 106 milhões. O custo extra de produção por fontes alternativas à hidráulica foi estimado em R\$ 94,5/MWh, além das despesas de limpeza e desinfecção (Suarez et al., 2024).

Descrição	Danos	Perdas	Custos Adicionais	Total	Público	Privado
Geração	503.281	205.008	106.016	814.306	266.623	547.683
Transmissão	232.013	-	364.791	596.804	538.035	58.768
Distribuição	306.401	123.272	27.079	456.752	189.735	267.017
Total	1.041.696	328.280	497.887	1.867.864	994.395	873.469

Figura 1: Resumo dos efeitos no setor elétrico gaúcho, em milhares de reais (abril-novembro de 2024)

Fonte: Avaliação dos efeitos e impactos das inundações no Rio Grande do Sul, Suarez et al. (2024).

De acordo com Suarez et al. (2024), os custos adicionais (Figura 1), na transmissão elétrica foram estimados em R\$ 365 milhões e incluem a construção provisória de 3 linhas de transmissão e a limpeza de 8 subestações inundadas. Ainda, segundo os autores, na distribuição, houve substituição de cabos e transformadores, postes, medidores e linhas de distribuição impactados, além de ações administrativas e comerciais para atendimento e flexibilização na cobrança de energia, mitigando o impacto econômico para consumidores. Os custos adicionais na distribuição elétrica foram estimados em R\$ 27 milhões, o que inclui limpeza, desinfecção e disposição final de entulhos, além de custos de subcontratados para atendimento de emergência (Suarez et al., 2024).

4.2 Sistematização dos custos decorrentes das enchentes

Os custos decorrentes das enchentes 2024 no setor elétrico gaúcho foram sistematizados em três dimensões analíticas, natureza, tempo e impacto, apresentadas na Tabela 2. A categoria “Natureza” distingue os custos conforme sua forma de manifestação, sendo classificados em diretos (ex: substituição de cabos e transformadores), indiretos (ex: perdas financeiras e operacionais) e intangíveis (ex: danos à reputação). Já a dimensão “Tempo” considera a fase temporal em que os custos ocorrem, variando entre imediato, curto prazo, médio prazo e longo prazo, refletindo o horizonte necessário para resposta, recuperação e adaptação. Por fim, a dimensão “Impacto” avalia a intensidade dos efeitos sobre as operações e os *stakeholders*, categorizando-os em baixo, médio ou alto impacto, de acordo com a extensão dos danos e a pressão exercida sobre o sistema.

Tabela 2
Descrição da sistematização dos custos

Dimensão	Categoria	Descrição
Natureza do Custo	Direto	Custos físicos e mensuráveis atribuíveis diretamente aos danos.
	Indireto	Perdas financeiras ou operacionais secundárias
	Intangível	Custos não mensuráveis diretamente em termos financeiros, mas com efeitos reais
Tempo (Fase Temporal)	Imediato	Até 30 dias
	Curto Prazo	Até 3 meses
	Médio Prazo	De 3 a 12 meses
	Longo Prazo	Após 12 meses
Impacto (Intensidade)	Baixo	Afeta área pontual; recuperação rápida; baixo custo relativo
	Médio	Afeta múltiplas regiões ou sistemas; custo moderado; algum efeito social
	Alto	Impacto sistêmico; afeta muitos municípios; alto custo e pressão institucional

Fonte: Elaborado pelos autores

Na sequência, a Figura 2 complementa a Tabela 2 ao representar de forma visual a classificação dos custos decorrentes das enchentes segundo natureza, tempo e impacto. Nos diferentes segmentos do setor elétrico, observa-se a concentração em custos de Operação e Manutenção (O&M) e CAPEX na geração, associados a reparos em turbinas, barragens e substituição de infraestrutura; na transmissão, prevalecem os custos de O&M voltados a reparos emergenciais em

linhas e subestações, bem como melhorias de infraestrutura voltadas à resiliência; na distribuição, destacam-se os custos de CAOM, relacionados à substituição de cabos e transformadores, além de custos comerciais e financeiros, como flexibilização de cobranças e apoio a consumidores. Em todos os segmentos, sobressaem ainda os custos regulatórios e ambientais, juntamente com os de natureza intangível, como danos à reputação.

Segmento	Categoria	Natureza	Tempo	Impacto	Nº
 GERAÇÃO	O&M	DIRETO	IMEDIATO	ALTO	1
	O&M	DIRETO	CURTO PRAZO	MÉDIO	2
	CAPEX	DIRETO	IMEDIATO	ALTO	3
	CAPEX	INDIRETO	CURTO PRAZO	MÉDIO	4
 TRANSMISSÃO	O&M	DIRETO	IMEDIATO	ALTO	5
	Melhoria em Infraestrutura	DIRETO	LONGO PRAZO	MÉDIO	6
 DISTRIBUIÇÃO	CAOM	DIRETO	IMEDIATO	ALTO	7
	Comerciais e Financeiros	INDIRETO	IMEDIATO	ALTO	8
 TODOS OS SEGMENTOS	Regulatórios e Ambientais	INDIRETO	CURTO PRAZO	MÉDIO	9
	Danos à Reputação	INTANGÍVEL	IMEDIATO	ALTO	10

Figura 2: Classificação dos custos, despesas e investimentos

Fonte: Elaborado pelos autores

Nota. O&M = Operação e Manutenção; CAPEX = Capital Expenditure; CAOM = Custos de Administração, Operação e Manutenção.

A partir dos dados extraídos dos documentos analisados e da validação com o especialista entrevistado, observa-se na Figura 2, que a maior parte das ações adotadas foi de natureza direta e executada de forma imediata ou no curto prazo. O especialista confirmou que a recomposição dos sistemas ocorreu de forma rápida e validou a importância da cooperação entre os agentes do setor como fundamental para o sucesso das operações emergenciais. As exceções foram os danos à reputação, de natureza intangível, e as iniciativas voltadas à melhorias da infraestrutura para resiliência climática, que ainda se encontram em fase de planejamento. Em relação aos custos, os impactos foram predominantemente altos (R\$ 365 milhões na transmissão e R\$ 106 milhões na geração) ou médios (R\$ 27 milhões na distribuição), demonstrando a significativa pressão financeira imposta às

concessionárias diante da necessidade de resposta rápida e da complexidade das ações emergenciais e estruturantes envolvidas. A classificação dos custos permite identificar não apenas os tipos de custos mais recorrentes, mas também orientar estratégias de mitigação, adaptação e investimento voltadas à resiliência climática no setor elétrico.

4.3 Matriz de Priorização Temporal dos Impactos Climáticos

Diante da urgência que os eventos climáticos extremos impõem e da complexidade temporal que envolve as ações de resposta no setor elétrico, propõe-se uma matriz (Figura 3) que relaciona a severidade dos impactos à sua manifestação ao longo do tempo. Sua estrutura e conteúdos apresentados foram validados com o especialista entrevistado, a fim de garantir maior confiabilidade e coerência na apresentação desta. Essa abordagem permite uma priorização estratégica dos recursos, contribuindo para a redução de custos e para as ações da resiliência climática.

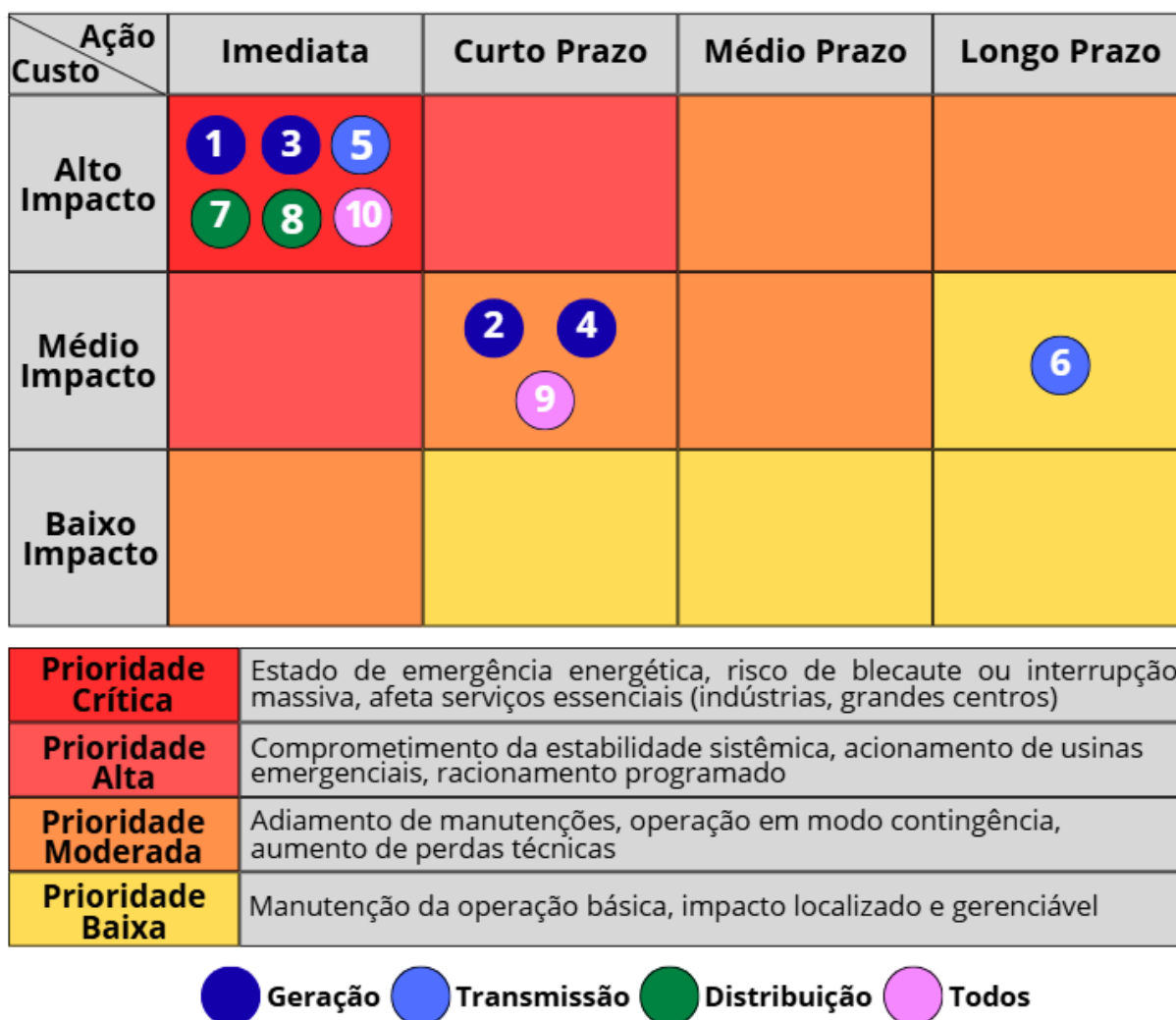


Figura 3: Matriz de Priorização Temporal dos Impactos Climáticos

Fonte: Elaborado pelos autores

A Matriz de Priorização Temporal dos Impactos Climáticos (Figura 3) expressa, de forma visual, como as ações se dão no tempo e qual o impacto nos custos. Essa matriz descreve como cada segmento atuou durante o evento climático e pode ajudar a refletir e coordenar ações futuras em situações climáticas extremas. A priorização é classificada em quatro dimensões de prioridade que refletem a urgência e magnitude da ação no custo.

A classificação das prioridades na matriz seguiu critérios específicos baseados na análise documental e na urgência operacional observada durante as enchentes. As prioridades críticas foram definidas para ações que combinam alto impacto com necessidade de resposta imediata, caracterizadas pelo risco de colapso sistêmico ou comprometimento da segurança energética em áreas populosas. As prioridades altas englobam ações de impacto significativo, mas com maior flexibilidade temporal, permitindo planejamento estruturado de recursos. As prioridades moderadas referem-se a adaptações e melhorias que, embora importantes, podem ser escalonadas conforme disponibilidade de recursos e os altos custos envolvidos. As prioridades baixas compreendem ações de manutenção e aprimoramento que contribuem para resiliência de longo prazo sem urgência temporal.

A codificação numérica (1–10) tem finalidade identificadora, permitindo localizar e diferenciar cada ação representada na matriz temporal. Esse recurso facilita a interpretação do instrumento e a análise das interdependências operacionais entre os segmentos do setor elétrico. Esta hierarquização permite aos gestores priorizar recursos limitados durante emergências, otimizando a relação custo-benefício das intervenções e minimizando o tempo total de recuperação do sistema elétrico.

Podemos inferir através da Figura 3 que a maior concentração de ações críticas ocorre no período imediato, com seis elementos de alto impacto (itens 1, 3, 5, 7, 8 e 10) demandando resposta emergencial simultânea. O segmento de distribuição concentra-se em ações imediatas de alto impacto, evidenciando a criticidade do restabelecimento rápido do fornecimento, enquanto a geração apresenta maior dispersão temporal, permitindo planejamento mais estruturado das intervenções. A transição da zona vermelha (prioridade crítica) para a amarela (prioridade baixa) evidencia que investimentos preventivos de longo prazo podem reduzir significativamente a pressão sobre custos em situações emergenciais, orientando estratégias de alocação de recursos para resiliência climática.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo teve como objetivo geral sistematizar as principais categorias de custos decorrentes das enchentes de 2024 no setor elétrico do Rio Grande do Sul, desenvolvendo uma ferramenta de sistematização de custos climáticos. Os resultados evidenciaram prejuízo total de R\$ 1,9 bilhão, concentrado principalmente no segmento de transmissão (R\$ 365 milhões em custos adicionais), seguido pela geração (R\$ 106 milhões) e distribuição (R\$ 27 milhões), com predominância de custos diretos de alto impacto executados de forma imediata. A classificação proposta em três dimensões; natureza, temporalidade e impacto; preenche uma lacuna metodológica ao integrar a dimensão temporal na análise de custos climáticos, diferenciando-se de estudos anteriores que abordam aspectos técnicos ou econômicos isoladamente.

A Matriz de Priorização Temporal dos Impactos Climáticos preenche uma lacuna metodológica, oferecendo uma ferramenta analítica para sistematização de

custos em contextos de crise. O modelo proposto pode subsidiar a análise de custos em eventos climáticos extremos, oferecendo uma estrutura de categorização que contribui para a compreensão dos impactos temporais e financeiros no setor elétrico. Para a academia, a pesquisa avança o conhecimento sobre sistematização de custos em contextos de desastres ambientais, estabelecendo framework analítico replicável para outros contextos regionais e setoriais. Como limitações, reconhece-se o uso predominante de dados secundários.

O estudo propôs uma ferramenta que contribui para a sistematização de custos em eventos climáticos extremos no setor elétrico brasileiro, oferecendo às concessionárias e órgãos reguladores um modelo analítico para categorização e priorização de custos em situações de emergência. Além disso, os achados deste estudo têm potencial de influenciar políticas públicas de infraestrutura crítica e orientar investimentos estratégicos em resiliência climática, considerando que eventos extremos tendem a se intensificar conforme projeções climáticas futuras. Como desdobramentos da pesquisa, sugere-se a validação empírica da matriz em outros eventos climáticos extremos no Brasil, o desenvolvimento de modelos preditivos integrando dados climáticos e de infraestrutura, e a extensão da metodologia para outros setores críticos como telecomunicações e saneamento, contribuindo para uma abordagem sistêmica de resiliência urbana que prepare a sociedade brasileira para os crescentes desafios climáticos contemporâneos.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2025). *As enchentes no Rio Grande do Sul: lições, desafios e caminhos para um futuro resiliente*. Brasília: ANA. <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/estudo-aponta-que-enchentes-de-2024-foram-maior-desastre-natural-da-historia-do-rs-e-sugere-caminhos-para-futuro-com-eventos-extremos-mais-frequentes>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2023). *Resolução Normativa ANEEL nº 1.058, de 7 de fevereiro de 2023: Atualiza o Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET*. Diário Oficial da União. <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=39&data=10/02/2023&captchafield=firstAccess>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2024). *Voto do Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva no Processo nº 48500.001590/2024-69: Uso extraordinário dos recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) em decorrência da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul [Voto de diretoria]*. ANEEL. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/area202415415_1.pdf
- Bardin, L. (2016). *Análise de conteúdo*. Edições 70.
- Chen, B., Sun, N., Chen, H., Zhang, L., Wan, J., & Su, J. (2025). Risk Assessment Method for Power Distribution Systems Based on Spatiotemporal Characteristics of the Typhoon Disaster Chain. *Processes*, 13(3), 699. <https://doi.org/10.3390/pr13030699>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2024). *Caderno de parâmetros de custos – geração e transmissão: Subsídios ao Plano Decenal de Expansão de Energia*

2034 (PDE 2034).EPE.

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf

Empresa de Pesquisa Energética. (2023). *Fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas: Revisão bibliográfica* (Nota Técnica NT-016/2023-EPE-DEA-SMA). Ministério de Minas e Energia. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-813/NT-EPE-DEA-016-2023_R0_Final.pdf

Gutierrez, M. B. G. P. S. (2024). *As mudanças climáticas e seus impactos sobre o setor de energia elétrica no Brasil: A necessidade de aprimorar o planejamento energético. Boletim Regional, Urbano e Ambiental*, (33). Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). <https://doi.org/10.38116/brua33art9>

Juhola, S., Laurila, A., Groundstroem, F., & Klein, J. (2023). Climate risks to the renewable energy sector: Assessment and adaptation within energy companies. *Business Strategy and the Environment*. <https://doi.org/10.1002/bse.3580>.

Kasimalla, S., Park, K., Zaboli, A., Hong, Y., Choi, S., & Hong, J. (2024). An Evaluation of Sustainable Power System Resilience in the Face of Severe Weather Conditions and Climate Changes: A Comprehensive Review of Current Advances. *Sustainability*. <https://doi.org/10.3390/su16073047>.

Lima, J. W. M., Alves, L. M., & Marengo, J. A. (2023). *Vulnerabilidade do setor elétrico brasileiro frente à crise climática global e propostas de adaptação: Sumário executivo*. ClimaInfo.https://climainfo.org.br/wp-content/uploads/2023/05/SumarioExecutivo_RelatorioCoalizaoEnergiaLimpa-1.pdf

Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima. (2023). *Mudança do clima 2023: Relatório Síntese* (Tradução para o português). Pacto Global da ONU no Brasil; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport_PO.pdf

Pessoa, M. L. (Coord.), Anjos, G. dos, Xavier Sobrinho, G. G. de F., Lazzari, M. R., & Oliveira Júnior, R. C. G. de. (2025). *Impactos socioeconômicos dos eventos climáticos extremos de 2024 no Rio Grande do Sul: uma análise após um ano do desastre* (Relatório técnico). Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão. <https://estado.rs.gov.br/upload/arquivos/202504/relatorio-dee-impactos-socioeconomicos-dos-eventos-climaticos-extremos-de-2024-no-rio-grande-do-sul-uma-analise-apos-um-ano-do-desastre.pdf>

Saunders, M., Lewis, P., & Thornhill, A. (2009). *Research methods for business students* (5th ed.). Pearson Education.

Shafiei, K., Zadeh, S. G., & Hagh, M. T. (2025). Robustness and resilience of energy systems to extreme events: A review of assessment methods and strategies. *Energy Strategy Reviews*, 58, 101660. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101660>

Suarez, G., Bello, O., & Campbell, J. (2024). *Avaliação dos efeitos e impactos das inundações no Rio Grande do Sul*. <https://doi.org/10.18235/0013254>

Theocharidou, M., & Giannopoulos, G. (2015). *Risk assessment methodologies for critical infrastructure protection. Part II: A new approach* (Report EUR 27332 EN). European Commission, Joint Research Centre, Institute for Protection and Security of the Citizen. <https://doi.org/10.2788/621843>

Anexo A - Validação de Instrumentos de Análise e Sistematização de Custos Climáticos

Contextualização da Operação	Qual foi seu cargo e responsabilidade direta durante o período das enchentes de 2024 no RS?
	Qual foi a extensão da área de atuação afetada sob sua responsabilidade (número de municípios, unidades consumidoras, etc.)?
	Quais foram os principais desafios operacionais enfrentados nos primeiros dias após o início do evento? E no período de até um ano?
Avaliação da Classificação dos Custos	A classificação dos custos em diretos, indiretos e intangíveis reflete adequadamente sua experiência com os custos enfrentados durante e após as enchentes?
	Os exemplos atribuídos a cada categoria explicitados na Tabela 3 foram adequados? Há algum tipo de custo que você considera que não foi contemplado? Quais?
Avaliação da Classificação Temporal dos Custos	A divisão em imediato (até um mês), curto prazo (até 3 meses), médio prazo (de 3 a 12 meses) e longo prazo (mais de 12 meses) representa fielmente os tempos de resposta e planejamento na sua distribuidora?
	Com base na sua experiência, qual(is) ação(ões) operacional(is) se encaixariam em cada uma dessas fases temporais?
Avaliação da Matriz de Priorização Temporal	A matriz proposta no estudo, que cruza tempo de resposta e severidade dos impactos, auxilia na priorização de ações em contextos de crise como as enchentes?
	Você acredita que essa matriz pode ser aplicada de forma prática para orientar futuras decisões da distribuidora ou do setor?
Impactos e Decisões Estratégicas	Quais custos ou ações tiveram maior peso na decisão de priorizar áreas para restabelecimento do serviço?
	Houve ações específicas para mitigar custos intangíveis, como reputação e confiança dos consumidores?
	Como a distribuidora atuou em relação aos custos regulatórios e comerciais (ex: DEC/FEC, cobrança, suporte a consumidores vulneráveis)?
Considerações Finais	Há alguma recomendação que você daria para melhorar os instrumentos propostos no estudo (tabelas, categorias, matriz)?
	Quais aprendizados ou boas práticas você destacaria da atuação da sua distribuidora durante as enchentes de 2024?

Quadro 2: Questionário com Especialista

Fonte: Elaborado pelos autores