XXXIII Congresso Brasileiro de Custos
17, 18 e 19 de novembro de 2026
- Porto de Galinhas / PE -

Mudança de controle acionário e custos gerenciáveis na distribuição de energia elétrica: uma análise de série temporal interrompida da CPFL Energia (2013–2025)

Mario Geraldo Ferreira de Andrade (UNEMAT) - marioandrade@unemat.br

Regis Queiroz Gonçalves (UNEMAT) - regisqg@unemat.br

Robinson Alves Lemos (UNEMAT) - robinson@unemat.br

Luciênio Rosa e Silva Júnior (UNEMAT) - lucieniojunior@unemat.br

Rafaella Roman Faria (UNEMAT) - rafaella.roman@unemat.br

Resumo:

Mudanças de controle acionário alteram incentivos gerenciais e, por consequência, a estrutura de custos das firmas. Este estudo examina se a aquisição do controle da CPFL Energia pela State Grid Corporation of China, concluída em janeiro de 2017, associou-se a alterações no nível e na trajetória de indicadores de custos, investimento e desempenho. Adotou-se o delineamento de série temporal interrompida, com erros-padrão de Newey-West, sobre 52 observações trimestrais de 2013T1 a 2025T4, deflacionadas pelo IPCA e controladas por tendência prévia e sazonalidade. O custo gerenciável por megawatt-hora distribuído caiu R$ 8,32 em degrau no trimestre da aquisição, 11,5% do patamar anterior, sem alteração subsequente de inclinação. A razão entre custos gerenciáveis e receita recuou 3,51 pontos percentuais, embora essa medida seja sensível ao salto de 43% da receita real. Em valores absolutos os custos gerenciáveis não se reduziram, e os investimentos não apresentaram efeito distinguível de zero uma vez corrigida a autocorrelação. Conclui-se que o efeito da mudança de controle manifestou-se como ganho de produtividade por unidade de serviço prestado, e não como contração de gastos ou expansão de investimentos.

Palavras-chave: *Gestão estratégica de custos. Série temporal inter*

Área temática: *Métodos quantitativos aplicados à gestão de custos*

Mudança de controle acionário e custos gerenciáveis na distribuição de energia elétrica: uma análise de série temporal interrompida da CPFL Energia (2013–2025)

RESUMO

Mudanças de controle acionário alteram incentivos gerenciais e, por consequência, a estrutura de custos das firmas. Este estudo examina se a aquisição do controle da CPFL Energia pela State Grid Corporation of China, concluída em janeiro de 2017, associou-se a alterações no nível e na trajetória de indicadores de custos, investimento e desempenho. Adotou-se o delineamento de série temporal interrompida, com erros-padrão de Newey-West, sobre 52 observações trimestrais de 2013T1 a 2025T4, deflacionadas pelo IPCA e controladas por tendência prévia e sazonalidade. O custo gerenciável por megawatt-hora distribuído caiu R$ 8,32 em degrau no trimestre da aquisição, 11,5% do patamar anterior, sem alteração subsequente de inclinação. A razão entre custos gerenciáveis e receita recuou 3,51 pontos percentuais, embora essa medida seja sensível ao salto de 43% da receita real. Em valores absolutos os custos gerenciáveis não se reduziram, e os investimentos não apresentaram efeito distinguível de zero uma vez corrigida a autocorrelação. Conclui-se que o efeito da mudança de controle manifestou-se como ganho de produtividade por unidade de serviço prestado, e não como contração de gastos ou expansão de investimentos.

Palavras-chave: Gestão estratégica de custos. Série temporal interrompida. Mudança de controle acionário. Setor elétrico. Regulação por incentivos.

Área temática: Métodos quantitativos aplicados a custos.

1 INTRODUÇÃO

A gestão estratégica de custos ocupa posição central na análise do desempenho das empresas de infraestrutura, cujas operações combinam elevada intensidade de capital, investimentos de longa maturação e exposição a condicionantes institucionais e regulatórios. Nesse contexto, a informação de custos deixa de cumprir apenas uma função contábil e passa a subsidiar o planejamento, o controle e a tomada de decisões voltadas à eficiência operacional e à criação de valor (Souza & Diehl, 2009; Martins, 2018). No segmento brasileiro de distribuição de energia elétrica, as concessionárias estão submetidas ao regime de regulação pelo preço, no qual as tarifas são periodicamente reajustadas ou revisadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL (ANEEL, 2022). Como as empresas não dispõem de plena liberdade para determinar os preços cobrados dos consumidores, a preservação das margens depende, entre outros fatores, da capacidade de administrar os custos sob seu controle. Nessa configuração, os gastos com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros, agregados na rubrica PMSO, constituem um indicador central das despesas gerenciáveis.

Nesse contexto, a mudança de controle acionário constitui evento de particular interesse analítico. A estrutura de propriedade e controle condiciona a distribuição de poder dentro da organização, os incentivos dos administradores e os mecanismos utilizados pelos acionistas para monitorar as decisões corporativas (Andrade & Rossetti, 2014; Silveira, 2010). Assim, a entrada de um novo controlador pode modificar o horizonte de retorno, as prioridades estratégicas e os critérios de alocação

de recursos, produzindo possíveis reflexos sobre as políticas de custos e investimentos. A aquisição do controle da CPFL Energia pela State Grid Corporation of China, concluída em 23 de janeiro de 2017, oferece oportunidade para observar esse fenômeno em uma companhia aberta brasileira de grande porte, com uma série contábil trimestral longa, auditada e publicamente disponível antes e depois da mudança de controle (CPFL Energia, 2017).

O exame empírico dessa questão enfrenta dois obstáculos metodológicos. O primeiro está relacionado ao desenho da pesquisa: comparações simples de médias entre os períodos anterior e posterior a determinado evento não controlam tendências preexistentes nem permitem distinguir uma mudança imediata de nível de uma alteração gradual na trajetória da variável. A regressão segmentada de séries temporais interrompidas permite estimar separadamente esses efeitos, oferecendo uma estrutura mais apropriada para a avaliação longitudinal de intervenções ou mudanças institucionais claramente datadas (Wagner et al., 2002; Bernal et al., 2017). Além disso, séries contábeis trimestrais podem apresentar autocorrelação e sazonalidade, características que, quando ignoradas, comprometem a estimação dos erros-padrão e a inferência estatística convencional (Morettin & Toloi, 2018). O segundo obstáculo refere-se à escolha dos indicadores: medidas de eficiência construídas como proporção da receita podem produzir interpretações ambíguas, porque suas variações decorrem tanto do comportamento do numerador quanto do denominador (Kronmal, 1993). Esse cuidado é especialmente relevante em concessionárias de distribuição, cuja receita pode variar em razão de reajustes e revisões tarifárias, repasses de custos de aquisição de energia e outros componentes regulatórios, sem que ocorra necessariamente uma alteração equivalente na eficiência operacional (ANEEL, 2022).

Diante desse quadro, formula-se o seguinte problema de pesquisa: em que medida a mudança de controle acionário da CPFL Energia associou-se a alterações no nível e na trajetória de seus indicadores de custos, investimento e desempenho, uma vez controladas a tendência pré-existente, a sazonalidade trimestral e a autocorrelação dos resíduos, e uma vez adotada métrica de eficiência imune à variação da receita?

O objetivo geral consiste em mensurar o efeito da mudança de controle sobre indicadores de custos, investimento e desempenho da CPFL Energia, mediante delineamento de série temporal interrompida. Como objetivos específicos, pretende-se: (a) descrever o comportamento dos indicadores selecionados ao longo de treze anos, em valores reais; (b) estimar, para cada indicador, a mudança imediata de nível e a mudança de inclinação associadas à intervenção, isolando tendência prévia e sazonalidade; (c) contrastar medidas de eficiência normalizadas pela receita com medidas normalizadas pela energia distribuída, avaliando a sensibilidade das conclusões à escolha do denominador; e (d) verificar a robustez dos resultados à exclusão do período de excepcionalidade de 2020 e 2021.

A justificativa apoia-se em três eixos. No plano teórico, o estudo articula a literatura de propriedade e desempenho à de comportamento de custos, campos que raramente dialogam na pesquisa contábil brasileira. No plano metodológico, introduz o delineamento de série temporal interrompida em objeto contábil e demonstra que tanto a correção da autocorrelação quanto a escolha do denominador alteram materialmente as conclusões. No plano prático, produz evidência quantificada sobre a natureza do ajuste realizado após a transferência de controle, informação relevante para reguladores, investidores e para o debate sobre investimento estrangeiro em infraestrutura.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Propriedade, controle e desempenho da firma

A separação entre propriedade e controle, formulada por Berle e Means (1932), é o ponto de partida da discussão sobre os efeitos da estrutura de propriedade no desempenho empresarial. Já em sua obra seminal, os autores observaram que a dispersão do capital em grandes corporações dissocia a propriedade do controle efetivo, transferindo a administração a gestores que nem sempre agem no interesse dos acionistas. Jensen e Meckling (1976) formalizaram o problema em termos de custos de agência, mostrando que a divergência de interesses entre principal e agente gera perdas dependentes, entre outros fatores, da concentração acionária e da intensidade do monitoramento. Shleifer e Vishny (1997) destacam que acionistas controladores com participação relevante possuem simultaneamente incentivo e capacidade para monitorar a administração, o que tende a reduzir a discricionariedade gerencial sobre despesas. Megginson e Netter (2001), em revisão abrangente sobre privatização, reportam ganhos consistentes de eficiência operacional após transferências de controle, com magnitude variável conforme o ambiente institucional; Shleifer (1998) acrescenta que essa superioridade é mais pronunciada nas dimensões em que a redução de custos é observável e contratável.

2.2 Comportamento de custos e gestão estratégica de custos

Shank e Govindarajan (1993) propuseram deslocar a análise de custos do âmbito operacional para o estratégico, associando a estrutura de custos às escolhas de posicionamento da firma. Nessa perspectiva, alterações relevantes na estrutura de custos decorrem de decisões deliberadas, o que torna plausível esperar descontinuidades associadas a mudanças de comando. A literatura sobre comportamento assimétrico oferece contribuição complementar: Anderson, Banker e Janakiraman (2003) demonstraram que despesas administrativas reagem assimetricamente a variações de atividade, elevando-se mais rapidamente na expansão do que se reduzem na retração, e Banker e Byzalov (2014) ressaltam que essa rigidez reflete decisões deliberadas de retenção de recursos. Disso decorre implicação relevante para o presente estudo: uma queda abrupta do custo por unidade de serviço, em contexto de atividade crescente, dificilmente é atribuível ao comportamento automático dos custos.

2.3 Regulação por incentivos e custos gerenciáveis no setor elétrico

Averch e Johnson (1962) mostraram que regimes baseados em taxa de retorno sobre a base de ativos induzem sobrecapitalização, pois a remuneração do capital cria incentivo à expansão do imobilizado independentemente de sua produtividade marginal. Nessa configuração, a firma regulada tende a superinvestir em ativos como forma de ampliar a base sobre a qual incide o retorno assegurado. Laffont e Tirole (1993) sistematizaram, em resposta, o desenho de mecanismos em que a firma retém parcela dos ganhos de eficiência obtidos. O modelo regulatório brasileiro de distribuição incorpora elementos dessa segunda vertente: a definição periódica de custos operacionais eficientes pelo regulador, com apropriação pela concessionária da diferença entre o custo regulatório reconhecido e o efetivamente incorrido, converte a redução do PMSO em ganho direto de margem no intervalo entre revisões tarifárias.

Essa arquitetura regulatória produz consequência metodológica direta. A receita das concessionárias incorpora componentes que não se encontram sob controle direto da administração, como compra e transmissão de energia e encargos setoriais, classificados regulatoriamente na Parcela A, além de ser influenciada por tributos, reajustes e revisões tarifárias (ANEEL, 2022). Também pode sofrer alterações decorrentes da consolidação ou desconsolidação de empresas. Consequentemente, um indicador de eficiência construído sobre a receita pode combinar a variação dos custos gerenciáveis que se pretende analisar com movimentos do denominador não diretamente associados à eficiência operacional, exigindo cautela em sua interpretação. Kronmal (1993) adverte que razões que compartilham o mesmo denominador podem produzir correlações espúrias e conclusões enganosas quando o denominador varia por razões alheias ao fenômeno investigado. A energia distribuída, por ser uma medida física do produto entregue pelas distribuidoras, não é diretamente alterada por reajustes monetários da tarifa. Por essa razão, a relação entre o PMSO e a energia distribuída, expressa em custo gerenciável por megawatt-hora, constitui uma medida complementar mais próxima da relação entre insumos e produto utilizada na análise de eficiência produtiva e na regulação por incentivos (Resende, 2002).

2.4 Custos e continuidade do fornecimento

A avaliação de ganhos de eficiência em serviços públicos não pode prescindir da dimensão da qualidade, sob pena de confundir eficiência com deterioração do serviço. A continuidade do fornecimento constitui dimensão indispensável dessa avaliação. A Agência Nacional de Energia Elétrica acompanha a qualidade do serviço por meio de indicadores como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, definidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Reduções nesses indicadores representam, respectivamente, menor duração e menor frequência das interrupções por unidade consumidora em determinado período de apuração. Portanto, a análise conjunta de custos, investimentos, desempenho financeiro e continuidade permite verificar se as mudanças observadas foram acompanhadas por benefícios operacionais percebidos pelos consumidores.

2.5 Capital estrangeiro no setor elétrico brasileiro

A entrada de capital chinês no setor elétrico brasileiro tem sido objeto de investigação recente. Barbosa (2020) documenta a estratégia de aquisição de ativos de geração, transmissão e distribuição por grupos estatais chineses a partir da segunda metade da década de 2010, ressaltando a preferência por ativos operacionais maduros com fluxo de caixa regulado e previsível. Freitas e Borghi (2024) analisam o investimento direto chinês em setores selecionados da economia brasileira e observam que a lógica de longo prazo desses investidores tende a privilegiar estabilidade de retorno em detrimento de crescimento acelerado. Ambas as contribuições apoiam-se predominantemente em análise qualitativa, sem mensuração econométrica dos efeitos sobre a estrutura de custos das companhias adquiridas, lacuna que este estudo pretende reduzir.

2.6 Estudos correlatos

Estudos anteriores analisaram a eficiência das distribuidoras brasileiras principalmente por meio de comparações entre empresas e técnicas de fronteira. Resende (2002) empregou a Análise Envoltória de Dados para mensurar a eficiência relativa das concessionárias e discutir a aplicação da competição por comparação no ambiente regulado. Ramos-Real et al. (2009), ao examinarem a evolução da produtividade das distribuidoras brasileiras, identificaram que mudanças regulatórias, escala operacional e características empresariais condicionam os ganhos de produtividade. Martins et al. (2018) também utilizaram a DEA e encontraram diferenças expressivas de eficiência técnica entre distribuidoras. No campo da governança, Silveira (2010) argumenta que mudanças na estrutura de propriedade podem alterar incentivos, mecanismos de monitoramento e decisões de alocação de recursos. Apesar dessas contribuições, são menos frequentes estudos que examinem, dentro de uma mesma companhia, a trajetória trimestral dos custos gerenciáveis e dos investimentos antes e depois de uma mudança de controle acionário. O presente estudo procura preencher essa lacuna ao analisar a CPFL Energia no período de 2013 a 2025, combinando indicadores monetários e físicos com uma abordagem de séries temporais interrompidas.

3 METODOLOGIA

3.1 Delineamento

A pesquisa adota abordagem quantitativa, com objetivos descritivo e explicativo e procedimentos documentais, apoiando-se em demonstrações contábeis auditadas e documentos regulatórios de acesso público. Caracteriza-se como estudo de caso longitudinal único, com delineamento quase-experimental de série temporal interrompida. A regressão segmentada permite estimar separadamente uma mudança imediata de nível e uma alteração gradual da inclinação após a intervenção, considerando explicitamente a tendência anterior e a sazonalidade. Essa característica representa sua principal vantagem em relação à simples comparação de médias entre os períodos anterior e posterior ao evento (Wagner et al., 2002; Bernal et al., 2017).

3.2 Objeto, período e intervenção

O objeto de análise é a CPFL Energia S.A., em bases consolidadas. A intervenção corresponde à conclusão da aquisição de seu controle pela State Grid Corporation of China, em 23 de janeiro de 2017. A série compreende 52 trimestres consecutivos, de 2013T1 a 2025T4. Como a operação foi concluída no primeiro mês do trimestre, o ponto de interrupção foi fixado em 2017T1, a décima sétima observação, resultando em 16 trimestres pré-intervenção e 36 trimestres pós-intervenção. Essa distribuição oferece múltiplas observações em ambos os segmentos para a estimação das tendências, sem eliminar, contudo, a possibilidade de influência de eventos concomitantes à mudança de controle.

3.3 Coleta e tratamento dos dados

Os dados foram obtidos nas Informações Trimestrais e nas Demonstrações Financeiras Padronizadas arquivadas na Comissão de Valores Mobiliários, complementadas pelos releases de resultados da companhia e por informações operacionais da ANEEL. Adotaram-se os valores consolidados e trimestrais da CPFL

Energia. Quando o documento apresentou apenas montantes acumulados, o valor exclusivo do trimestre foi obtido pela diferença entre acumulados consecutivos. A receita líquida e o EBITDA foram coletados segundo o critério IFRS; o PMSO corresponde ao total reportado de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros; e a energia distribuída corresponde às vendas na área de concessão, convertidas de GWh para MWh. Os valores monetários foram deflacionados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo e expressos a preços de 2025T4, mediante a razão entre o índice do período-base e o índice de cada trimestre.

3.4 A receita operacional como denominador

A utilização da receita como denominador exige cautela, pois as receitas das distribuidoras incorporam componentes regulatórios e monetários que podem variar sem alteração proporcional do serviço prestado. Por isso, o PMSO/Receita foi interpretado em conjunto com o PMSO real e com o PMSO por MWh real, evitando tratar automaticamente a expansão do denominador como ganho de eficiência (Kronmal, 1993; ANEEL, 2022). O PMSO por MWh foi calculado pela razão entre o PMSO deflacionado e a energia distribuída em MWh, resultando em R$/MWh. O indicador aproxima a relação entre um insumo gerenciável e o produto físico da distribuição e reduz a influência direta dos reajustes tarifários sobre a mensuração (Resende, 2002). Sua interpretação permanece complementar, pois o volume distribuído também pode responder à atividade econômica, às condições climáticas, à migração de consumidores e a alterações no perímetro de concessão.

3.5 Variáveis

Foram selecionadas seis variáveis dependentes, deliberadamente organizadas de modo a permitir o contraste entre denominadores. Três são razões — duas normalizadas pela receita e uma pela energia distribuída — e três são valores absolutos deflacionados. A Tabela 1 apresenta as definições operacionais.

Tabela 1

Definição operacional das variáveis dependentes

Variável	Definição operacional	Denominador
PMSO/Receita	Custos e despesas de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros divididos pela receita operacional líquida	Monetário
Margem EBITDA	Resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização dividido pela receita operacional líquida	Monetário
Investimento/Receita	Investimentos em imobilizado e intangível divididos pela receita operacional líquida	Monetário
PMSO por MWh real (R$/MWh)	PMSO deflacionado dividido pela energia distribuída, em R$ por megawatt-hora	Físico
Investimento real	Investimentos em imobilizado e intangível deflacionados, em R$ mil de 2025T4	—
PMSO real	Custos e despesas gerenciáveis deflacionados, em R$ mil de 2025T4	—

Fonte: Dados da pesquisa.

3.6 Modelo econométrico

Para cada variável dependente estimou-se o modelo de regressão segmentada expresso na Equação 1:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot T_t + \beta_2 \cdot D_t + \beta_3 \cdot (T_t - T_0 + 1) \cdot D_t + \Sigma_{(k=2..4)} \delta_k \cdot Q_{kt} + \varepsilon_t \qquad (1)$$

em que Tt é a tendência, de 1 a 52; Dt é binária, nula antes de 2017T1 e unitária a partir dele; o terceiro regressor conta os trimestres decorridos desde a intervenção; e Qkt são binárias trimestrais, com o primeiro trimestre como referência. O coeficiente β2 mede a mudança imediata de nível — o degrau — e β3, a alteração da inclinação após o evento. A distinção é substantiva: efeito concentrado em β2, sem β3 significativo, indica descontinuidade não precedida por movimento na mesma direção; efeito concentrado em β3 indica ajuste gradual.

3.7 Estimação, inferência e diagnósticos

O modelo foi estimado por mínimos quadrados ordinários. Como séries contábeis trimestrais apresentam dependência serial, os erros-padrão convencionais subestimam a variância dos estimadores e conduzem à rejeição excessiva da hipótese nula. Adotaram-se, por isso, os erros-padrão consistentes à heterocedasticidade e autocorrelação de Newey e West (1987), com truncamento de três trimestres e pesos de Bartlett. A autocorrelação residual foi diagnosticada pela estatística de Durbin-Watson. Adotou-se nível de significância de 5%, reportando-se também resultados a 1% e a 10%. Os cálculos foram implementados em planilha eletrônica (Microsoft Excel) por fórmulas nativas, inclusive a álgebra matricial do estimador de Newey-West, de modo que cada etapa permanece auditável; os resultados foram integralmente conferidos no software R e no IBM SPSS Statistics, empregados na verificação cruzada das estimativas, das estatísticas descritivas e dos testes de diagnóstico.

3.8 Robustez, sensibilidade e limitações

Como teste de robustez, o modelo foi reestimado excluindo os oito trimestres de 2020 e 2021, período marcado pela pandemia de covid-19 e por alterações no consumo, na inadimplência e nas medidas regulatórias emergenciais, resultando em 44 observações.

Três limitações devem ser explicitadas. A primeira diz respeito à proximidade entre o evento estudado e a consolidação integral da RGE Sul, ocorrida em 1º de novembro de 2016, um trimestre antes do ponto de ruptura. Como a alteração de perímetro amplia simultaneamente o numerador e o denominador dos indicadores unitários, existe risco de que parte do efeito estimado reflita composição societária, e não decisão gerencial; a seção 4.5 submete essa hipótese a teste direto. A segunda é que o delineamento sem grupo de controle não elimina a possibilidade de que eventos concomitantes — alterações regulatórias, ciclos macroeconômicos, revisões tarifárias — tenham contribuído para os efeitos estimados. A terceira é que, tratando-se de caso único, os resultados não são generalizáveis ao conjunto das concessionárias, embora ofereçam evidência detalhada sobre um episódio de relevância setorial.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Estatísticas descritivas

A Tabela 2 apresenta as estatísticas descritivas nos períodos anterior e posterior à intervenção, com teste t de Welch para diferença de médias. Os valores caracterizam a série, mas não estimam o efeito da intervenção, pois a comparação de médias não controla a tendência.

Tabela 2

Estatísticas descritivas por período

Variável	Média pré	DP pré	Média pós	DP pós	Diferença	t Welch
PMSO/Receita	0,1429	0,0147	0,1114	0,0173	−0,0315	−6,757***
Margem EBITDA	0,2256	0,0478	0,2564	0,0591	0,0308	1,987*
Investimento/Receita	0,0988	0,0348	0,1103	0,0311	0,0116	1,144
PMSO por MWh real	72,31	7,50	70,28	9,58	−2,04	−0,827
Investimento real	717.431	227.100	1.213.165	384.916	495.734	5,787***
PMSO real	1.052.712	119.517	1.210.807	183.896	158.095	3,693***

Nota. n = 16 no período pré-intervenção e n = 36 no pós-intervenção. PMSO por MWh em R$ por megawatt-hora; investimento e PMSO reais em R$ mil de 2025T4. Graus de liberdade do teste de Welch pela aproximação de Welch-Satterthwaite. *** p < 0,01; ** p < 0,05; * p < 0,10. Fonte: dados da pesquisa.

4.2 Resultados do modelo de série temporal interrompida

A Tabela 3 reúne os coeficientes estimados, com erros-padrão de Newey-West entre parênteses.

Tabela 3

Regressão de série temporal interrompida (n = 52)

Variável dependente	β1 (tendência)	β2 (Δ nível)	β3 (Δ inclinação)	R^2 aj.	DW
PMSO/Receita	0,000156 (0,000494)	−0,03509*** (0,00784)	−0,000025 (0,000595)	0,475	1,438
Margem EBITDA	−0,002748* (0,001442)	−0,03389** (0,01522)	0,007357*** (0,001574)	0,590	1,679
Investimento/Receita	−0,000087 (0,002806)	−0,02626 (0,02252)	0,002168 (0,002957)	0,306	0,735
PMSO por MWh real	0,5132* (0,2876)	−8,3192*** (2,5896)	−0,3816 (0,3056)	0,319	1,823
Investimento real	1.086 (18.723)	−15.624 (151.437)	26.114 (20.203)	0,695	0,753
PMSO real	4.705 (4.322)	9.738 (43.488)	1.407 (4.941)	0,457	1,747

Nota. Erros-padrão de Newey-West (truncamento L = 3, pesos de Bartlett) entre parênteses. Todos os modelos incluem binárias de sazonalidade trimestral, omitidas por economia de espaço. β2 mede a mudança imediata de nível no trimestre da aquisição (2017T1); β3, a mudança da inclinação após a aquisição. DW = Durbin-Watson. *** p < 0,01; ** p < 0,05; * p < 0,10. Fonte: dados da pesquisa.

A Figura 1 apresenta as duas medidas centrais de eficiência em custos, com a série observada, o ajuste do modelo e a trajetória contrafactual que teria prevalecido na ausência da intervenção.

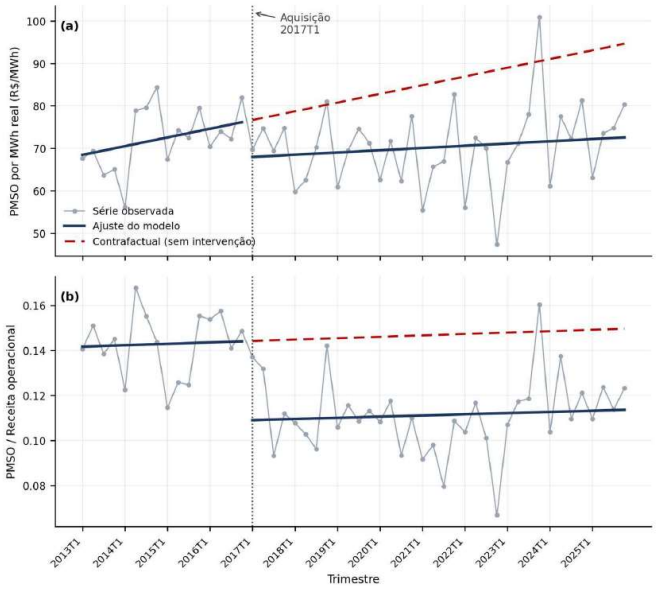


Figura 1. Custo gerenciável por unidade de energia e como proporção da receita, 2013T1–2025T4

Figura 1. Custo gerenciável por unidade de energia e como proporção da receita, 2013T1–2025T4

Nota. Painel (a): PMSO deflacionado por megawatt-hora distribuído. Painel (b): PMSO sobre receita operacional líquida. A linha pontilhada vertical assinala 2017T1. Fonte: dados da pesquisa.

4.3 Discussão

O achado central refere-se ao custo gerenciável por unidade de energia entregue. O PMSO por megawatt-hora cai R$ 8,32 em degrau no trimestre da aquisição, com significância a 1%, o que corresponde a 11,5% do patamar médio anterior, de R$ 72,31. A mudança de inclinação não é significativa, e a tendência prévia é positiva e apenas marginalmente significativa. O padrão é o de uma descontinuidade: não havia trajetória descendente antes do evento, e o novo patamar permanece estável ao longo dos trinta e seis trimestres subsequentes. Esse é o resultado que sustenta a tese do trabalho, e sua força reside no denominador — a energia distribuída é grandeza física, imune a reajuste tarifário, a repasse de compra de energia e à variação de encargos setoriais.

A razão entre PMSO e receita aponta na mesma direção, com queda de 3,51 pontos percentuais e significância a 1%, também sem tendência prévia e sem mudança de inclinação. A convergência entre duas medidas de denominadores distintos reforça a leitura. Uma ressalva, contudo, precisa ser declarada: conforme documentado na seção 3.4, a receita operacional líquida avançou 30,5% entre o segundo e o terceiro trimestre de 2017 por razões predominantemente regulatórias e contábeis, ao passo que o volume físico distribuído recuou 1,1% no mesmo intervalo. Parte da queda da razão decorre, portanto, do crescimento do denominador, e não da contenção do numerador. É por essa razão que a medida física ancora a conclusão do estudo, cabendo à razão sobre receita o papel de evidência corroborativa.

O terceiro resultado completa o quadro e impede uma leitura exagerada. Em valores absolutos, o PMSO real não caiu: cresceu 15,0% entre os períodos, e o modelo não identifica efeito algum da intervenção sobre ele — nem no nível, nem na inclinação. A conclusão correta, portanto, não é que a companhia cortou gastos, mas que passou

a entregar mais serviço por unidade de custo gerenciável. Trata-se de ganho de produtividade, não de contração. Essa distinção é relevante para a leitura regulatória do episódio e é frequentemente perdida em análises que se apoiam apenas em razões.

O contraste entre as Tabelas 2 e 3 oferece, aliás, demonstração empírica do problema metodológico enunciado na introdução. Pela comparação de médias, o investimento real aparece 69,1% maior no período posterior, com t de Welch de 5,787 e significância a 1%, e o PMSO real, 15,0% maior, com significância equivalente. Uma leitura ingênua concluiria que a mudança de controle elevou investimentos e custos. O modelo de série temporal interrompida, contudo, não encontra efeito algum da intervenção sobre nenhuma das duas variáveis: o crescimento observado é tendência, não degrau. As diferenças de médias significativas são, nesses casos, artefatos da trajetória de longo prazo da companhia.

A margem EBITDA descreve trajetória própria e igualmente interpretável: queda de nível de 3,39 pontos percentuais no trimestre da intervenção, seguida de recuperação sustentada de 0,74 ponto percentual por trimestre, ambas significativas. A combinação é característica de processos de transição — custos de reorganização concentrados no momento da mudança, seguidos de captura progressiva dos ganhos. A tendência pré-intervenção da margem era negativa e marginalmente significativa, o que sugere perda de rentabilidade anterior ao evento e ajuda a compreender a motivação da revisão de custos.

Os indicadores de investimento constituem o resultado de maior consequência metodológica. Sob erros-padrão convencionais, o investimento apresentava significância marginal, o que sustentaria a afirmação de que a aquisição foi acompanhada de expansão dos investimentos. Corrigida a autocorrelação, essa significância desaparece: nem a mudança de nível nem a de inclinação são distinguíveis de zero, seja no indicador normalizado pela receita, seja no valor real, cujo valor-p do degrau alcança 0,918. As estatísticas de Durbin-Watson de 0,735 e 0,753 confirmam dependência serial severa nesses modelos. A conclusão substantiva é que o efeito documentado concentra-se na eficiência em custos gerenciáveis, e não na expansão de investimentos.

Esse conjunto dialoga com a literatura sobre capital estrangeiro no setor. A caracterização de Barbosa (2020) e de Freitas e Borghi (2024), segundo a qual investidores estatais chineses privilegiam ativos maduros com fluxo de caixa regulado e retorno estável, encontra correspondência quantitativa: o ajuste observado é de eficiência operacional, não de expansão da base de ativos. A ausência de sobreinvestimento é ainda coerente com o desenho regulatório de incentivos discutido na seção 2.3, que recompensa a contenção de custos operacionais no intervalo entre revisões tarifárias, em contraste com o viés de sobrecapitalização previsto por Averch e Johnson (1962) sob regulação por taxa de retorno. Cabe registrar, por fim, que as correlações entre as variáveis dependentes permanecem moderadas — 0,595 entre as duas medidas de custo gerenciável e 0,840 entre as duas de investimento —, indicando que elas capturam dimensões relacionadas, porém distintas, do fenômeno.

4.4 Robustez

A Tabela 4 reporta a reestimação com exclusão dos trimestres de 2020 e 2021.

Tabela 4

Robustez: regressão de série temporal interrompida sem 2020–2021 (n = 44)

Variável dependente	β2 (Δ nível)	β3 (Δ inclinação)	R^2 aj.	DW
PMSO/Receita	−0,03159*** (0,00776)	−0,000037 (0,000593)	0,427	1,603
Margem EBITDA	−0,02594 (0,01596)	0,007245*** (0,001624)	0,609	1,726
Investimento/Receita	−0,02247 (0,02301)	0,002076 (0,002949)	0,289	0,776
PMSO por MWh real	−7,7457*** (2,6243)	−0,4087 (0,3067)	0,250	1,750
Investimento real	8.010 (155.883)	24.689 (20.033)	0,694	0,861
PMSO real	28.706 (41.628)	766 (4.976)	0,435	1,745

Nota. Excluídos os oito trimestres de 2020T1 a 2021T4. A variável de tendência preserva a numeração original. Erros-padrão de Newey-West entre parênteses. *** p < 0,01; ** p < 0,05; * p < 0,10. Fonte: dados da pesquisa.

Os dois achados centrais sobrevivem. O degrau do PMSO por megawatt-hora permanece significativo a 1%, com magnitude de R$ 7,75, e o da razão PMSO/Receita mantém-se em 3,16 pontos percentuais, também a 1%. A recuperação da margem EBITDA conserva significância a 1% na inclinação, embora a queda inicial de nível perca significância estatística, o que é coerente com a redução de graus de liberdade e sugere que parte do custo de transição se manifestou em trimestres agora excluídos. Os investimentos seguem sem efeito. A estabilidade do resultado principal indica que o padrão observado não é artefato do período pandêmico.

4.5 Sensibilidade ao ponto de ruptura

A proximidade entre a aquisição do controle e a consolidação integral da RGE Sul recomenda verificar se a descontinuidade estimada não corresponde, na realidade, à alteração de perímetro. A Tabela 5 reestima o modelo deslocando o ponto de ruptura entre 2016T3 e 2017T3, mantendo constantes todas as demais especificações.

Tabela 5

Sensibilidade do degrau estimado ao ponto de ruptura

Ponto de ruptura	β2 (Δ nível)	EP	valor-p	R^2 aj.	SQ resíduos
PMSO por MWh real					
2016T3	−7,564	2,882	0,012	0,307	2.506,1
2016T4 (RGE Sul)	−7,241	3,000	0,020	0,304	2.516,1
2017T1 (aquisição)	−8,319	2,590	0,002	0,319	2.464,5
2017T2	−10,042	2,023	< 0,001	0,347	2.360,4
2017T3	−10,432	1,749	< 0,001	0,358	2.321,9
PMSO/Receita					
2016T3	−0,02659	0,00997	0,011	0,378	0,01354
2016T4 (RGE Sul)	−0,03186	0,00890	0,001	0,431	0,01241
2017T1 (aquisição)	−0,03509	0,00784	< 0,001	0,475	0,01144
2017T2	−0,03877	0,00642	< 0,001	0,534	0,01016
2017T3	−0,03711	0,00683	< 0,001	0,541	0,01000

Nota. n = 52 em todas as especificações. Erros-padrão de Newey-West com truncamento L = 3. A consolidação integral da RGE Sul ocorreu em 1º de novembro de 2016; a aquisição do controle, em 23 de janeiro de 2017. SQ resíduos = soma dos quadrados dos resíduos. Fonte: dados da pesquisa.

O resultado afasta a hipótese de confundimento por alteração de perímetro. Se o degrau refletisse a consolidação da RGE Sul, o modelo deveria ajustar-se melhor quando a ruptura é fixada em 2016T4, trimestre em que ela se completou. Verifica-se precisamente o oposto: naquele ponto o ajuste é o pior de toda a vizinhança para o custo unitário, com R^2 ajustado de 0,304 contra 0,319 na especificação principal, soma de quadrados dos resíduos superior e coeficiente de menor magnitude e significância mais fraca. A descontinuidade situa-se depois da alteração de perímetro, e não sobre ela.

Cabe registrar com transparência, contudo, que o ajuste continua a melhorar quando a ruptura é deslocada para 2017T2 e 2017T3, alcançando ali seu melhor desempenho. Duas observações são pertinentes. A primeira é metodológica: em delineamentos de série temporal interrompida, o ponto de ruptura deve ser definido pela data do evento e não pelo critério de melhor ajuste, sob pena de seleção endógena da especificação e inflação artificial da significância. A segunda é substantiva: uma defasagem de um ou dois trimestres é economicamente plausível, pois decisões gerenciais tomadas em janeiro de 2017 dificilmente se materializariam nas demonstrações do próprio trimestre. A consequência prática é que a estimativa aqui reportada é conservadora: o degrau de R$ 8,32 por megawatt-hora estimado em 2017T1 é inferior ao de qualquer especificação posterior, que alcança R$ 10,43. O estudo, portanto, subestima o efeito, e não o superestima.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo investigou se a mudança de controle acionário da CPFL Energia, concluída em janeiro de 2017, associou-se a alterações no nível e na trajetória de indicadores de custos, investimento e desempenho, controladas a tendência prévia, a sazonalidade e a autocorrelação. O delineamento de série temporal interrompida, aplicado a 52 observações trimestrais deflacionadas, permitiu decompor o efeito em componentes de nível e de inclinação.

A evidência é clara em sua dimensão principal. O custo gerenciável por megawatt-hora distribuído caiu R$ 8,32 em degrau no trimestre da aquisição, 11,5% do patamar anterior, sem tendência declinante prévia e sem alteração posterior de inclinação — a assinatura estatística de uma descontinuidade de gestão. A razão sobre receita aponta na mesma direção, com a ressalva de que parte de seu movimento decorre do salto da receita. Em valores absolutos, os custos gerenciáveis não se reduziram, e os investimentos não apresentaram efeito distinguível de zero. O ajuste, portanto, foi de produtividade, não de contração.

No plano teórico, o estudo articula a literatura de propriedade e desempenho à de comportamento de custos, mostrando que a mudança de controle operou sobre a parcela dos custos efetivamente governada pela administração, em consonância com o desenho de incentivos do marco regulatório. No plano metodológico, a contribuição é dupla: a correção da autocorrelação inverteu a conclusão relativa aos investimentos, e a escolha do denominador alterou a magnitude e o sentido da interpretação do efeito sobre custos. Ambos os pontos sugerem cautela na leitura de estudos setoriais que não reportam diagnósticos de dependência serial ou que se apoiam exclusivamente em razões de base monetária. No plano prático, os achados oferecem a reguladores

e investidores evidência quantificada sobre a natureza do ajuste realizado após a transferência de controle.

A análise de sensibilidade ao ponto de ruptura reforça a atribuição do efeito à mudança de controle e não à consolidação da RGE Sul, concluída em novembro de 2016: o modelo ajusta-se pior quando a ruptura é fixada no trimestre da consolidação do que no trimestre da aquisição. Registre-se ainda que especificações com ruptura posterior produzem degraus de maior magnitude, de modo que a estimativa reportada é conservadora.

As limitações delimitam o alcance das conclusões: caso único, sem grupo de controle, sujeito a alteração de perímetro decorrente da consolidação da RGE Sul em 2016. Como agenda de pesquisa, sugere-se a construção de um delineamento de diferenças em diferenças com concessionárias de controle comparáveis, capaz de isolar efeitos setoriais comuns; a incorporação formal dos indicadores de continuidade do fornecimento como variáveis dependentes, permitindo testar se a redução do custo unitário foi ou não acompanhada de deterioração da qualidade percebida; e a replicação do delineamento em outras aquisições ocorridas no setor elétrico brasileiro, o que permitiria avaliar a generalidade do padrão documentado.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021). *Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*.

Agência Nacional de Energia Elétrica. (2022). *Regulação da distribuição*. Governo Federal.

Anderson, M. C., Banker, R. D., & Janakiraman, S. N. (2003). Are selling, general, and administrative costs "sticky"? *Journal of Accounting Research, 41*(1), 47–63.

Andrade, A., & Rossetti, J. P. (2014). *Governança corporativa: fundamentos, desenvolvimento e tendências* (7ª ed.). Atlas.

Averch, H., & Johnson, L. L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review, 52*(5), 1052–1069.

Banker, R. D., & Byzalov, D. (2014). Asymmetric cost behavior. *Journal of Management Accounting Research, 26*(2), 43–79.

Barbosa, P. H. B. (2020). *New kids on the block: China's arrival in Brazil's electric sector* (Working Paper No. 12). Global Development Policy Center, Boston University.

Berle, A. A., & Means, G. C. (1932). *The modern corporation and private property*. Macmillan.

Bernal, J. L., Cummins, S., & Gasparrini, A. (2017). Interrupted time series regression for the evaluation of public health interventions: A tutorial. *International Journal of Epidemiology, 46*(1), 348–355.

CPFL Energia. (2017). *Histórico da CPFL Energia*.

Freitas, H., & Borghi, R. A. Z. (2024). Investimento estrangeiro direto da China no Brasil: um estudo de setores selecionados. *Economia e Sociedade, 33*(3), e281289.

Gujarati, D. N., & Porter, D. C. (2011). *Econometria básica* (5ª ed.). AMGH.

Jensen, M. C., & Meckling, W. H. (1976). Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics, 3*(4), 305–360.

Kronmal, R. A. (1993). Spurious correlation and the fallacy of the ratio standard revisited. *Journal of the Royal Statistical Society: Series A, 156*(3), 379–392.

Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press.

Martins, V. de Q., Diehl, C. A., Rempel, C., & Tagliari, M. (2018). Evaluation of technical efficiency of Brazilian distribution companies of electrical energy through Data Envelopment Analysis (DEA). *Contaduría y Administración, 63*(1), e10.

Megginson, W. L., & Netter, J. M. (2001). From state to market: A survey of empirical studies on privatization. *Journal of Economic Literature, 39*(2), 321–389.

Morettin, P. A., & Toloi, C. M. C. (2018). *Análise de séries temporais: modelos lineares univariados* (3ª ed.). Blucher.

Newey, W. K., & West, K. D. (1987). A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix. *Econometrica, 55*(3), 703–708.

Ramos-Real, F. J., Tovar, B., Iootty, M., Almeida, E. F. de, & Pinto Jr., H. Q. (2009). The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998–2005: An empirical analysis. *Energy Economics, 31*(2), 298–305.

Resende, M. (2002). Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. *Energy Policy, 30*(8), 637–647.

Shank, J. K., & Govindarajan, V. (1993). *Strategic cost management: The new tool for competitive advantage*. Free Press.

Shleifer, A. (1998). State versus private ownership. *Journal of Economic Perspectives, 12*(4), 133–150.

Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1997). A survey of corporate governance. *The Journal of Finance, 52*(2), 737–783.

Silveira, A. D. M. da. (2010). *Governança corporativa no Brasil e no mundo: teoria e prática*. Elsevier.

Souza, M. A. de, & Diehl, C. A. (2009). *Gestão de custos: uma abordagem integrada entre contabilidade, engenharia e administração*. Atlas.

Wagner, A. K., Soumerai, S. B., Zhang, F., & Ross-Degnan, D. (2002). Segmented regression analysis of interrupted time series studies in medication use research. *Journal of Clinical Pharmacy and Therapeutics, 27*(4), 299–309.

Wooldridge, J. M. (2016). *Introdução à econometria: uma abordagem moderna* (6ª ed.). Cengage Learning.