

IMPACTO DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº. 579/2012 SOBRE O BETA DAS EMPRESAS BRASILEIRAS DO SETOR ELÉTRICO

Larissa Vilche Parrado Carral¹

Daniel Reed Bergmann²

Fabiana Lopes da Silva³

Renata Wandroski Peris⁴

José Roberto Ferreira Savoia⁵

Resumo

A promulgação da Medida Provisória nº. 579/2012 teve por objetivo viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. Entretanto, trouxe diversas consequências para este setor, destacando-se as incertezas quanto as novas regras de renovações de concessões do setor e as indenizações dadas as empresas pelo governo por conta de ativos não totalmente depreciados em relação ao 4º. Ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras. Assim, no presente trabalho, buscou-se verificar empiricamente o impacto da referida Medida Provisória no risco de mercado do setor elétrico. Especificamente, foi analisado o risco sistêmico por meio do beta das empresas em questão. A partir do modelo de regressão robusta para uma amostra de 16 empresas reguladas, os resultados apontaram para o aumento dos betas das empresas do setor elétrico após a MP579/2012, o que influenciou positivamente no risco sistemático das mesmas. Além disso, verificou-se que as empresas geradoras de energia apresentaram um maior nível de risco do que as distribuidoras e transmissoras após o advento da MP579/2012.

Palavras-chave: Medida Provisória nº. 579/2012, Coeficiente Beta, Regressão Robusta e Setor Elétrico.

Abstract

The promulgation of Provisional Measure no. 579/2012 was aimed at enabling the reduction of the cost of electric energy for the Brazilian consumer. However, it has had a number of consequences for this sector, highlighting the uncertainties regarding the new rules for renewals of concessions in the sector and the indemnities given to the companies by the government on

¹ Bacharel em Administração pela Universidade de São Paulo

² Doutor em Administração de Empresas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (FEA/USP) e Professor da FEA/USP

³ Doutora em Controladoria e Contabilidade – FEA/USP e Professora da PUC-SP e da Faculdade FIPECAFI

⁴ Doutoranda do Programa de Pós-Graduação em Administração pela FEA/USP

⁵ Doutor em Administração de Empresas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (FEA/USP) e Professor da FEA/USP

account of assets not totally depreciated in relation to the 4th Cycle of tariff revisions of the distributors. Thus, in the present paper, we sought to empirically verify the impact of the aforementioned Provisional Measure on the market risk of the electricity sector. Specifically, the systemic risk was analyzed through the beta of the companies in question. From the robust regression model for a sample of 16 regulated companies, the results pointed to the increase in betas of companies in the electric sector after MP579 / 2012, which positively influenced their systematic risk. In addition, it was found that energy generating companies presented a higher level of risk than the distributors and transmitters after the advent of MP579 / 2012.

Keywords: MP no. 579/2012, Beta Coefficient, Robust Regression and Electric Sector.

1 INTRODUÇÃO

Há diversos questionamentos quanto à eficácia da regulação de mercados e o papel do Estado no combate as irregularidades, em um mercado com assimetrias de informação, preferências subjetivas dos consumidores e passíveis de conhecimento somente através da livre competição.

No entanto, o mercado também é formado por monopólios naturais, situação na qual uma única empresa consegue ofertar um bem ou serviço a um custo menor do que se existisse duas ou mais empresas no mercado (Mankiw, 2010). Nesta situação, os investimentos iniciais são muito altos e os custos marginais baixos, como por exemplo, o sistema de distribuição de energia elétrica, onde só uma empresa em dada região consegue produzir mais por um custo menor, e a presença de mais empresas leva a uma menor produção e maiores custos.

Um Estado como agente fiscalizador e regulador deve intervir quando estritamente necessário, consultando sempre todos os agentes e praticando regras claras, de forma a não prejudicar as empresas e, conseqüentemente, seus consumidores. Em relação ao setor elétrico, dada sua complexidade e importância no arranjo econômico e social de um país, a tarefa do Estado é ainda mais delicada.

No Brasil, o Governo Federal por meio da Lei de Concessões, nº 8.987/95, passou de executor e administrador das empresas de energia a fiscalizador e regulador do sistema, numa tentativa de deixar o setor mais eficiente e produtivo. Desde então, o setor passou a ter regras para melhorar a sustentabilidade, promover a expansão e garantia de suprimentos, à melhoria da concorrência e dos preços aos consumidores.

No mercado de ações brasileiro, as empresas do setor elétrico eram consideradas atrativas para os investidores, já que elas apresentavam uma combinação entre pagamento de altos dividendos, previsibilidade de ganhos, proteção contra inflação e crescimento sustentável.

No entanto, a promulgação da Medida Provisória nº. 579, em 11 de setembro de 2012, que teve por objetivo viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, impactou a confiança dos investidores, devido às incertezas quanto às novas regras de renovações de concessões do setor, às indenizações dadas às empresas pelo governo por conta de ativos não totalmente depreciados em relação ao 4º. Ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras.

Diversos estudos avaliaram a relação entre a MP 579/2012 e o seu impacto no setor. Assunção, Takamatsu e Bressan (2015) estudaram este impacto sobre o preço e o retorno das ações do setor por meio de um estudo de evento em uma janela de curto prazo, a partir da divulgação da Medida Provisória. Concluiu-se que o mercado reagiu negativamente à informação, principalmente, após 2 dias, porém absorvendo-a e voltando à normalidade a partir do 3º dia, não apresentando retornos anormais significativos.

Ogg e Taffarel (2014) avaliaram o impacto da MP 579 no risco idiossincrático e no retorno das empresas de energia elétrica. Foram utilizados dados de 01/01/2010 a 28/03/2013 das Eletrobrás (ON, PN, ADRs ON, ADRs PN), Cemig (PN, ADRs PN), AES (PN), Transpaulista (PN), Celesc (PN) e Energias BR (ON), sendo para tanto, utilizada uma variável *dummy* para capturar o efeito da MP entre seu anúncio e sua conversão em lei. Concluiu-se que a MP

impactou de maneira imediata o preço das ações das empresas, provocando queda, mas não afetou todas as empresas e classes de ativos, sendo os mais afetados a Eletrobrás (ADRs ON), Cemig (PN), AES (PN), Energias BR (ON) e Transpaulista (PN). Entretanto, cabe destacar que o referido estudo não levou em consideração o impacto do risco sistêmico que é de grande valia para os investidores no mercado de capitais, possibilitando a realização do presente estudo.

Nesse sentido, o presente trabalho busca responder a seguinte questão de pesquisa: Qual o impacto da Medida Provisória 579/2012 no risco sistemático das empresas do setor elétrico?

Este trabalho tem como justificativa auxiliar os investidores no fornecimento de informações relevantes para o setor elétrico para uma eficiente alocação de recursos financeiros. Assim, o estudo tem por objetivo verificar se a MP 579/2012 influenciou positivamente no risco sistemático das empresas do setor elétrico, por meio do coeficiente beta do modelo clássico CAPM.

O presente artigo está dividido em cinco seções, incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta o referencial teórico e é seguida pela metodologia, a análise dos resultados encontrados e, na última seção, é apresentada a conclusão da pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Regulação Tarifária

Os modelos de regulação buscam fazer com que a empresa atue de acordo com o objetivo do órgão regulador, visando reduzir a possibilidade de oportunismo e racionalidade limitada presentes nos monopólios naturais (Peano, 2005).

Conforme Landi (2006), um processo de tarifação eficiente deve ter os seguintes objetivos: (i) evitar que preços fiquem abaixo dos custos; (ii) evitar excesso de lucros; (iii) garantir eficiente alocação de recursos e; (iv) evitar a discriminação de preços entre consumidores.

Laffont e Tirole (1993 como citado em Peano, 2005) mencionam que, no entanto, sempre haverá um conflito entre os objetivos dentro de um sistema de regulação. O regulador tem por objetivo a extração de renda da empresa e a redução de seu custo e, para tanto, se utiliza de um sistema de incentivos, atribuindo um preço fixo a ser cobrado dos consumidores para que esta possa otimizar seus custos. Entretanto, o regulador deixa de apropriar-se da renda do concessionário. A mesma contradição é encontrada quando se estipula um custo de serviço, sem incentivar a diminuição de custos, porém possibilitando a extração de renda do concessionário para o regulador.

No modelo regulatório por *rate of return* o preço a ser cobrado pelo serviço é estabelecido pelas agências reguladoras de forma a possibilitar às concessionárias obter uma determinada taxa de retorno previamente fixada. Além disso, o preço regulado pode ser ajustado de acordo com variações nos custos da empresa.

No outro modelo regulatório denominado por *price cap* as tarifas são ajustadas anualmente pela taxa de inflação, sem provocar uma alteração na rentabilidade das concessionárias dos serviços

públicos. Por este motivo, as firmas que estão sob regime *price cap* atuam em um ambiente de maior risco se comparado ao da regulação *rate of return* e, portanto, requerem uma maior remuneração, de forma a compensar o risco adicional. Wright, Mason e Miles (2003) e Green e Pardina (1999) concluem que o regime *price cap* aumenta o risco sistemático das empresas reguladas, necessitando da inserção de um risco adicional no modelo CAPM clássico.

O retorno de longo prazo e a estabilidade dos fluxos de caixa tornam os investimentos em infraestrutura atraentes para os investidores em busca de diversificação. Em razão dos países emergentes apresentarem deficiências neste setor, tornam-se particularmente atraentes para inversões, desde que apresentem condições institucionais sólidas.

Para tanto, os reguladores devem assegurar a qualidade e eficiência dos serviços prestados pelas concessionárias aos consumidores, mediante uma justa remuneração que proporcione modicidade tarifária. Portanto, o custo de capital próprio do concessionário deve ser criteriosamente avaliado para se atingirem estes fins.

Os reguladores podem propor um custo de capital próprio que subavale os riscos e as condições macroeconômicas vigentes. Este fato pode inviabilizar o aporte de investimentos privados no setor, e dificultando a implantação de políticas públicas de longo prazo.

Desde 1995, quando da reformulação do setor, é adotado o modelo *Price Cap* no Brasil para as distribuidoras e o modelo *Revenue Cap* para as transmissoras; uma variante do *Price Cap*, porém com fixação da receita máxima ao invés dos preços; através da RAP, receita anual permitida.

• 2.2 O Marco regulatório do setor a partir de 2012 – Medida Provisória nº. 579/2012

O Brasil possui uma das tarifas de energia mais caras do mundo, sendo a 9ª mais cara para tarifas residenciais e a 4ª mais cara em relação às tarifas médias industriais. Dentre os BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China), o Brasil possui a maior tarifa média industrial, também liderando os preços mais altos na América Latina (Bonini, 2011).

Diante desse cenário, o governo federal decretou em 11 de setembro de 2012, ante uma redução de crescimento do país e uma queda de crescimento do setor industrial, a Medida Provisória 579, cujo maior objetivo era a redução do custo da energia para os consumidores. A referida MP foi convertida em Lei no ano de 2013.

O governo afirmava que as concessões outorgadas antes de 1995 já se encontravam, em sua maioria, amortizadas e depreciadas e que estes benefícios deveriam ser repassados o quanto antes para os consumidores, resultando na modicidade tarifária, por meio de uma nova tarifa calculada pela ANEEL, como prevê a regulação *Price Cap*. Assim, a proporção da tarifa referente aos custos de geração reduziria, já que a parcela referente à cobertura da depreciação e da remuneração de capital destas empresas não seria mais cobrada, devendo a nova tarifa cobrir somente o custo de operação e manutenção do sistema (O&M) e uma remuneração em razão somente de novos investimentos.

Sob estas regras, as geradoras que ainda teriam direito a uma renovação deixam de tê-la, tendo que aceitar as condições propostas pelo governo ou rejeitá-las, neste último caso, devendo passar por nova licitação. Se a concessionária quisesse continuar a explorar a concessão até a licitação, poderá fazê-lo, caso contrário, a União exploraria a concessão até o fim do processo.

Para as concessionárias que aceitassem a antecipação, a União teria a faculdade de prorrogar por uma única vez pelo prazo máximo de trinta anos, nos casos das hidroelétricas e em vinte anos, no caso das térmicas, as concessões de geração, transmissão e distribuição vincendas.

A indenização dos bens que ainda não estivessem depreciados ou amortizados seguiria a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR) para ambos os casos, de renovação ou de licitação. A metodologia consiste no cálculo do investimento para a construção de uma usina como se estivesse sendo hoje sua implantação.

A respeito das novas regras de comercialização de energia, as concessionárias de geração aderentes à Medida Provisória teriam seus contratos de energia desfeitos e recontratados pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Livre (ACR), através de cotas proporcionais ao peso de cada uma no Sistema Interligado Nacional (SIN). Como estas recontrações seriam a um preço mais baixo, refletindo a renovação das concessões, faria com que os consumidores se beneficiassem, reduzindo o custo da compra de energia na parcela das distribuidoras (Costellini & Hollanda, 2014).

As empresas de transmissão também teriam suas receitas diminuídas de forma que contemplassem somente os custos de O&M. Além disso, o governo estipulou que todas as concessões de transmissão outorgadas até o ano 2000 já estavam totalmente depreciadas e amortizadas, de forma que estas empresas não receberiam a indenização do poder concedente como era previsto. Esta decisão viria a ser alterada por ocasião da MP nº. 591, de 29 de novembro de 2012, na qual o governo concorda com o pagamento às transmissoras, dos ativos considerados não depreciados anteriores ao ano 2000.

As empresas de distribuição não seriam afetadas pela MP 579/2012, já que elas contam com mecanismos de revisão tarifária periódicas, que não teriam novos condicionantes.

Em relação à desoneração de encargos, o governo propôs para as concessionárias de geração, transmissão e distribuição prorrogadas ou licitadas através da MP o fim do Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a redução da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Para cobrir as despesas cobertas pelos encargos extintos ou reduzidos, o governo previa aportes do Tesouro Nacional na ordem de R\$ 3,3 bilhões em 2013 e de R\$ 3,6 bilhões em 2014 (Costellini & Hollanda, 2014). O argumento favorável à cobertura destas despesas pelo Tesouro era que o setor elétrico deveria arcar estritamente com os encargos pertencentes ao setor enquanto que os de natureza social deveriam ser cobertos pelo Tesouro (Brandão *et al.*, 2013). É importante ressaltar que de uma maneira ou de outra, o contribuinte continuaria a custear os encargos.

• 2.3 Custo de capital próprio para empresas reguladas

A ANEEL apresenta os critérios e metodologias de cálculo para definição do custo médio ponderado de capital, WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que servirá como base para a remuneração dos investimentos das concessionárias de distribuição nas Revisões Tarifárias periódicas.

Segundo Damodaran (2002), o WACC reflete a decisão de financiamento da empresa, ponderando seus custos de financiamento através do capital próprio, obtido junto aos seus

investidores e do capital de terceiros, que representa o retorno mínimo exigido pelos credores da empresa ao comprar títulos de dívidas emitidos por elas. As empresas buscam suas fontes de financiamento em ambas as fontes e por isso, para que conheça seu custo médio de oportunidade de capital total, a equação abaixo é indicada:

$$WACC = (E/A) * Ke + (D/A) * Kd * (1-T) \quad (1)$$

Sendo:

E: o volume total de capital próprio;

D: o volume total de capital de terceiros;

A: igual a D + E, ou seja, o volume total de capital;

Kd: o custo de capital de terceiros;

Ke: o custo de capital próprio;

T: a alíquota de imposto de renda de pessoa jurídica. Consta na equação por conta do benefício fiscal possibilitado pelo uso do capital de terceiros.

O custo de capital de terceiros, ou Kd, é retratado segundo a equação a seguir, já com o acréscimo do prêmio de risco soberano pela ANEEL:

$$Kd = Rf + Rc + Rs \quad (2)$$

Sendo que:

Rf: a taxa de juros do ativo livre de risco;

Rc: o risco de crédito da empresa;

Rs: o prêmio de risco soberano.

A ANEEL, por meio da Nota Técnica nº. 180/2014 apresentou um WACC real após os impostos de 7,16% a.a. a ser considerada na revisão tarifária a partir de 2015. Entretanto, em 29 de janeiro de 2015, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 22/2015, em substituição à anterior, adotando um WACC real de 8,09% a.a. devido às mudanças do cenário econômico no ano de 2015.

O custo de capital próprio, Ke, é uma taxa que revela as expectativas de retorno dos recursos próprios dos acionistas, sendo entendido como a remuneração mínima que viabiliza economicamente um investimento.

Dentre os diversos modelos para mensuração do custo de capital próprio, o CAPM é majoritariamente o mais aceito no mercado global (Graham & Harvey, 2001), sendo inclusive, o modelo recomendado pela ANEEL para sua apuração.

A equação do K_e mostra que o retorno de um ativo pode ser determinado a partir de uma taxa livre de risco; do beta (β), que mede a variação dos retornos do ativo em relação aos retornos da carteira de mercado, ou seja, seu risco sistemático; e do prêmio de risco do mercado, mensurado pela diferença entre o retorno de mercado e a taxa livre de risco, conforme pode ser descrito a seguir:

$$K_e = R_f + \beta [E(R_m) - R_f] + \varepsilon \quad (3)$$

Sendo que:

K_e : o custo do capital próprio;

R_f : a taxa de juros do ativo livre de risco;

B : o coeficiente beta mede a sensibilidade do valor do ativo em relação ao valor da carteira de mercado;

$E(R_m)$: o retorno esperado da carteira de mercado;

$[E(R_m) - R_f]$: o prêmio pelo risco da carteira de mercado;

ε representa o resíduo do modelo.

O beta é medido pela inclinação da reta de regressão entre os retornos do ativo e os de mercado.

3 METODOLOGIA

Esta pesquisa adota uma abordagem empírico-analítica, realizada por meio de análise quantitativa e descritiva de dados.

Para avaliar o impacto da Medida Provisória 579/2012 no risco sistemático das empresas do setor elétrico, entre setembro de 2011 a setembro de 2013, foram analisadas as seguintes hipóteses de pesquisa:

$$H_0: \mu_{\text{beta médio antes da MP}} = \mu_{\text{beta médio após a MP}}$$

$$H_1: \mu_{\text{beta médio antes da MP}} < \mu_{\text{beta médio após a MP}}$$

A hipótese nula (H_0), assume que a Medida Provisória não influenciou no risco sistêmico das empresas do setor elétrico. A hipótese alternativa (H_1), assume que a MP 579/2012 aumentou significativamente o risco das empresas do setor elétrico.

Foram selecionadas as empresas de capital aberto do setor elétrico, por meio da base de dados Economática®, no período de setembro de 2011 a setembro de 2013, ou seja, um ano antes e um ano após o anúncio da MP 579/2012.

Dessa forma, de uma amostra de 44 empresas, que totalizavam 87 classes de ativos, foram selecionadas 16 empresas, as quais são apresentadas no Tabela 1.

Tabela 1 - Empresas do Setor Elétrico utilizadas na Amostra

CÓDIGO	AÇÃO	CLASSE	CÓDIGO	AÇÃO	CLASSE
GETI4	AES Tietê	PN	ELPL4	Eletropaulo	PN
CLSC4	Celesc	PN	ENBR3	Energia BR	ON
CMIG4	Cemig	PN	ENEV3	Eneva	ON
CESP6	Cesp	PNB	EQTL3	Equatorial	ON
COCE5	Coelce	PNA	LIGT3	Light	ON
CPFE6	Copel	PNB	TAAE11	Taesa	UNT N2
CPFE3	CPFL Energia	ON	TBLE3	Tractebel	ON
ELET6	Eletrobras	PNB	TRPL4	Transmissão Paulista	PN

Nota. A amostra de 16 empresas do setor elétrico levou em consideração a liquidez do período de setembro de 2011 a setembro de 2013. Fonte: Elaborado pelos autores, 2016.

O retorno das ações foi calculado pelo logaritmo natural da divisão entre a cotação em D+1 e a cotação em D, como apresentado a seguir:

$$\text{Retorno} = \ln(\text{preço em D+1} / \text{preço em D}) \quad (4)$$

O beta de cada empresa, antes e após a MP 579/2012, foi calculado a partir da inclinação da reta de regressão linear a partir dos retornos das empresas e do Ibovespa.

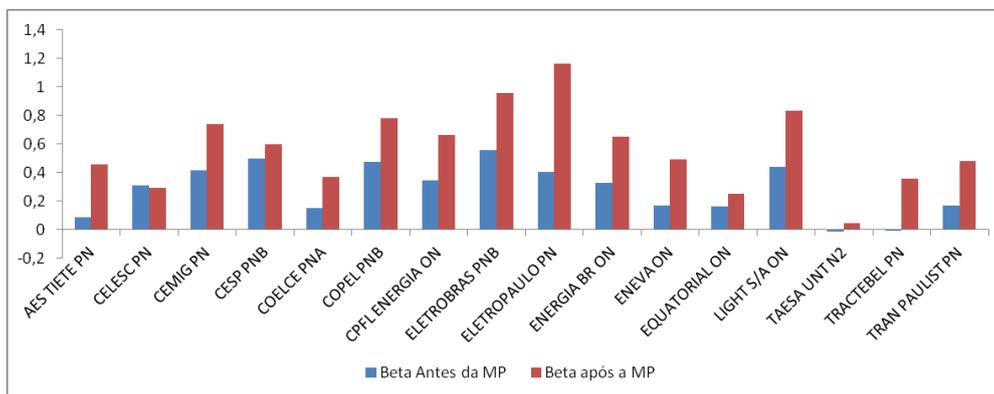
Uma vez calculados os betas para cada empresa no período que antecede e sucede a MP 579/2012, foi utilizada uma variável binária (*dummy*), cujo objetivo é capturar o efeito da Medida Provisória. A variável *dummy* igual a zero representa o período anterior à MP 579/2012 e a variável *dummy* igual a 1 representa o período posterior, até setembro de 2013.

A variável *dummy* foi considerada como variável explicativa e os betas antes e depois da MP 579/2012 como variável dependente do modelo de regressão linear, com base no Método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) com estimadores robustos. Dessa forma, não há necessidade da verificação dos pressupostos clássicos do modelo de regressão.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Analisando os dados, percebe-se que a MP 579/2012 provocou um aumento no risco sistemático nas empresas do setor elétrico, conforme pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 - Betas antes e após a MP 579/2012



Nota: Elaborada pelos autores, 2016.

A Tabela 2 apresenta a estatística descritiva dos betas das empresas consideradas na amostra.

Tabela 2: Estatística Descritiva dos Betas

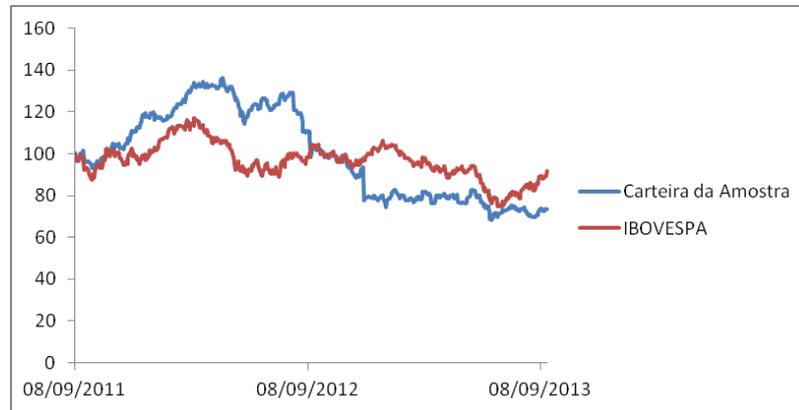
	ANTES DA MP 579/2012	APÓS A MP 579/2012
MÉDIA	0,28	0,57
DESVIO PADRÃO	0,18	0,29
VARIÂNCIA	0,03	0,08
MEDIANA	0,32	0,55

Nota: Cálculo da Média, Desvio Padrão, Variância e Mediana dos betas das empresas do setor elétrico antes e depois da MP 579/2012. Fonte: Elaborada pelos autores, 2016.

Com base na Tabela 2, observa-se que a média, variância e mediana dos betas aumentaram no período analisado. O aumento do desvio padrão mostra como o comportamento das empresas foi afetado, passando de um setor mais estável, onde as empresas se comportavam de maneira similar para um setor mais arriscado, onde os betas das empresas apresentam maior diferença entre si, revelando um comportamento de maiores incertezas.

A Figura 2 apresenta a evolução dos retornos das empresas selecionadas em comparação com o Ibovespa no período analisado.

Figura 2 - Retornos da carteira da amostra em comparação com o Ibovespa no período de setembro de 2011 a setembro de 2013.



Nota: Elaborado pelos autores, 2016.

Percebe-se que as empresas tiveram retornos maiores que a carteira de mercado até agosto de 2012. Entretanto, após a MP 579/2012, os retornos se reduziram, mantendo-se tendência descendente até outubro de 2012, quando se estabilizam, não voltando ao mesmo patamar anterior à MP 579/2012.

Nesse sentido, pretende-se verificar o impacto da MP 579/2012 por meio de um modelo de regressão linear. Para tanto, utilizou-se uma variável *dummy* explicativa para capturar o efeito após a MP 579/2012. Os resultados da regressão são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Regressão Linear Robusta com a MP 579/2012 como variável explicativa e o beta como variável dependente

VARIÁVEIS	COEFICIENTE	ERRO-PADRÃO	T	VALOR-P
CONSTANTE	0,28051979***	0,05974239	4,695489906	0,005%
MP579	0,290030904***	0,084488499	3,432785638	0,176%

Nota. Níveis de Significância: ***1%; **5% e *10%. O R ao quadrado ajustado do modelo de regressão acima foi de 0,2580. Utilizou-se o método de Newey-West para correção dos erros do modelo de regressão no que tange a heterocedasticidade e autocorrelação dos mesmos. Não há necessidade de realização de testes adicionais para checar os pressupostos do modelo de regressão por OLS. Fonte: Elaborado pelos Autores, 2016.

Com base nos resultados da regressão, observa-se que o coeficiente de inclinação é positivo e estatisticamente significativos ao nível de significância de 5%. Assim, pode-se afirmar que a MP 579/2012 impactou positivamente o risco sistemático das empresas do setor elétrico.

A fim de investigar se a MP 579/2012 impactou diferentemente as empresas geradoras de energia das demais foi realizado uma regressão linear, inserindo uma variável *dummy* para capturar esta característica, pois o texto da Medida Provisória tem como alvo principal as concessões de geração de energia.

Foram consideradas como geradoras as empresas: AES Tiete, Cemig, Cesp, Copel, Eneva e Tractebel. Os resultados são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 - Resultados da Regressão Robusta com uma variável *dummy* que diferencia as empresas geradoras das transmissoras e distribuidoras do setor após a MP 579/2012

VARIÁVEIS	COEFICIENTE	ERRO-PADRÃO	T	VALOR-P
CONSTANTE	0,28051979***	0,060763641	4,6165731	0,007%
MP579_GERAÇÃO	0,29062803**	0,11635314	2,4978019	1,842%

Nota. Níveis de Significância: ***1%; **5% e *10%. O R ao quadrado ajustado do modelo de regressão acima foi de 0,2325. Utilizou-se o método de Newey-West para correção dos erros do modelo de regressão no que tange a heterocedasticidade e autocorrelação dos mesmos. Não há necessidade de realização de testes adicionais para checar os pressupostos do modelo de regressão por OLS. Fonte: Elaborado pelos Autores, 2016.

Com base nos resultados apresentados, observa-se um impacto superior nas empresas de Geração em conformidade com a MP 579/2012, ao nível de significância de 5%.

5 CONCLUSÃO

A promulgação da Medida Provisória nº. 579/2012 teve por objetivo viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. Entretanto, trouxe diversas consequências para o setor, destacando-se às incertezas quanto às novas regras de renovações de concessões do setor e às indenizações dadas às empresas pelo governo por conta de ativos não totalmente depreciados em relação ao 4º. Ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras.

O alvo da Medida Provisória era, *a priori*, para as empresas de geração e transmissão de energia, que teriam suas receitas reduzidas, por conta do fim das concessões.

A compra da energia no mercado de curto prazo por parte das empresas de distribuição não seria um problema, se, os anos seguintes à Medida não tivessem uma redução do índice pluviométrico, fazendo com que aumentasse o despacho de energia de fonte térmica e encarecendo os preços no mercado de curto prazo.

Nesse contexto, percebe-se que o impacto da MP 579/2012 gerou uma desconfiança nos investidores e, conseqüentemente, uma sensação de maior risco regulatório em todo o setor.

Nota-se que o governo, ao tentar reduzir as tarifas ao consumidor final de maneira abrupta, além de trazer problemas para as empresas, fez com que o impacto positivo na tarifa ao consumidor desaparecesse em menos de três anos após a adoção da Medida, aumentando o preço total que o contribuinte e o consumidor terão que pagar no futuro.

Assim, o presente trabalho buscou-se verificar empiricamente o impacto da referida Medida Provisória na elevação da percepção de risco pelos investidores. Especificamente, foi analisado o risco sistêmico por meio do beta das empresas do setor elétrico.

A partir dos modelos de regressão para uma amostra de 16 empresas reguladas, os resultados apontaram para o aumento dos betas das empresas do setor elétrico após a MP 579/2012, o que influenciou positivamente no risco sistemático das mesmas. Além disso, verificou-se que as

empresas geradoras de energia ficaram mais arriscadas do que as distribuidoras e transmissoras após o advento da MP 579/2012.

Estudos futuros podem considerar a utilização de modelos condicionais para a mensuração do risco sistêmico das empresas do setor elétrico a partir de modelos multivariados da família GARCH e E-GARCH.

REFERÊNCIAS

ANEEL/SRE. - Nota Técnica nº 180/2014: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.

ANEEL/SGT. Nota Técnica nº 22/2015: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.

Assunção, T. N., Takamatsu, R. T., & Bressan, V. G. F. (2015). Os impactos da medida provisória 579 nos retornos das ações de companhias de energia elétrica. *Revista de Gestão, Finanças e Contabilidade*, 5(2), 38.

Bonini, M. R. (2011). Tarifas de energia elétrica: evolução nos últimos anos e perspectivas. *Boletim de Econ*, 8, 19-36.

Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012 (2012). Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF. Recuperado em 11 setembro, 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm.

Medida Provisória nº. 591, de 29 de novembro de 2012 (2012). Altera a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, e sobre a modicidade tarifária. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF. Recuperado em 29 novembro, 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/591.htm.

Costellini, C., & Hollanda, L. (2014). *Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro*.

Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset* (Vol. 666). John Wiley & Sons.

Graham, J. R., & Harvey, C. R. (2001). The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field. *Journal of financial economics*, 60(2), 187-243.

Green, R., & Pardina, M. R. (1999). *Resetting price controls for privatized utilities: a manual for regulators*. World Bank Publications.

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

Landi, M. (2006). Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005 (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo).

Mankiw, G. (2010). Introdução à Economia—Tradução da 5ª Edição Norteamericana. São Paulo: Cengage Learning.

Ogg, R. C.; Taffarel, M. (2014). Risco e Retorno das Empresas do Setor de Energia Elétrica Brasileiro: Uma Análise da Lei 12.783 de 2013. In: IV Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção, 2014, Paraná. Anais. Paraná: Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção, 2014.

Peano, C. D. R. (2005). Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel. São Paulo.

Wright, S., Mason, R., & Miles, D. (2003). A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the UK. Smithers & Company Limited.