

Água: Único Fator a Influenciar o Preço da Energia no Mercado *Spot*?

Water: the Only Factor Influencing the Price of Energy in the Spot Market?

Vinicius Mothé Maia

Mestre em Administração - PUC-Rio
Professor de Contabilidade - FACC/UFRJ
Av. Pasteur, 250, Urca - Rio de Janeiro
CEP: 22.290-240
E-mail: viniciusmothemaia@yahoo.com.br

Bruno Lessa Meireles

Mestrado em Administração - PUC-Rio
Rua Marques de São Vicente, 225, Gávea – Rio de Janeiro
CEP: 22451-900
bruno@lessa.com.br

Marcelo Cabús Klötzle

Doutor em Economia - Katholische Universität Eichstatt
Professor de Administração - IAG/PUC-Rio
Rua Marques de São Vicente, 225, Gávea – Rio de Janeiro
CEP: 22451-900
E-mail: klotzle@iag.puc-rio.br

Antonio Carlos Figueiredo Pinto

Doutorado em Economia - FGV
Professor de Administração - IAG/PUC-Rio
Rua Marques de São Vicente, 225, Gávea – Rio de Janeiro
CEP: 22451-900
E-mail: figueiredo@iag.puc-rio.br

Leonardo Lima Gomes

Doutor Engenharia de Produção - PUC-Rio
Professor de Administração - IAG/PUC-Rio
Rua Marques de São Vicente, 225, Gávea – Rio de Janeiro
CEP: 22451-900
E-mail: leonardolima@iag.puc-rio.br

O artigo foi publicado no congresso SEGET em 2015.

Artigo submetido em setembro de 2015 e aceito em janeiro pela editora Fernanda Sauerbronn, após processo de double blind review.

Os autores agradecem o apoio da CAPES

Resumo

A geração de energia elétrica brasileira é baseada na geração hidrelétrica, causando uma dependência do regime de chuvas que resulta em possíveis situações de estresse energético, como o racionamento vivido no início do século e a crise hídrica recente (2014). Esses momentos de escassez de água são acompanhados pelo aumento do preço da energia, que acaba por impactar a economia como um todo. Sendo assim, é relevante compreender quais fatores do Sistema Elétrico Brasileiro impactam o preço da energia e a importância de cada um desses fatores. O presente estudo buscou então analisar quais são as variáveis chave que influenciam o preço da energia no mercado *spot* de acordo com dados publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Os dados analisados compreenderam o período de julho de 2001 à julho de 2014 e foi empregada uma metodologia de regressão múltipla conjuntamente com séries temporais. Os resultados assinalam para uma relação inversamente proporcional entre a vazão natural dos rios, associada às chuvas, e o preço da energia. Eles também apontam uma relação inversamente proporcional entre o potencial energético armazenado nos reservatórios e o preço da energia elétrica.

Palavra-chave: Preço da Energia Elétrica, Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, Preço de Liquidação das Diferenças, Sistema Elétrico Brasileiro.

Abstract

The Brazilian electric energy generation system is based on its hydroelectric power plants, making the country dependent on proper rainfall and, thus, raising the possibility of energy stress situations, such as the energy-rationing scenario observed in the beginning of the century and the latest water crisis (2014). Moments of water scarcity are followed by an increase in energy prices, which affects the economy as whole. Therefore, it is relevant to understand which factors in the Brazilian Electric System affect the energy price and the individual importance of each. This paper aimed to analyze which the key variables influencing the energy price in the spot market are by using official data from the National Electric System Operator. The used data was from the period July/2001 to July/2014, which was employed in a multiple regression methodology along with time series. The results suggest an inverse relationship between the natural flow of rivers (directly related to rainfall) and the energy price. Moreover, they also point to an inverse relationship between the potential energy stored in reservoirs as water and the energy price.

Keywords: Price of Electric Energy, Natural Energy Affluent, Stored Energy.

1 Introdução

A partir da década de 50, o Sistema Elétrico Brasileiro apresentou um crescimento acelerado em virtude dos maciços investimentos das empresas estatais. O objetivo era permitir o crescimento econômico pretendido e atender à demanda em expansão a época.

Esse movimento se estende até o início dos anos 80, quando o setor enfrentou um desequilíbrio financeiro e uma dificuldade em atrair investimentos devido à contração das fontes de financiamento externo, as tarifas de energia reprimidas para auxiliar o combate à inflação e a omissão do poder público em gerir o setor elétrico (ENNES, 1995).

O Sistema Elétrico Brasileiro permaneceu desestruturado até a segunda metade da década de 90 quando o governo incluiu o sistema elétrico no Programa Nacional de

Desestatização. O governo buscou aumentar a eficiência do setor através da competição privada e retirou do Estado a obrigatoriedade de investir no mesmo (PRONI e LYRIO, 2005).

Essas mudanças permitiram que em 2004 fossem implementadas mudanças estruturais no setor elétrico, com a criação de dois mercados de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os agentes que compram e vendem energia no Ambiente de Contratação Livre negociam seus contratos de compra e venda de energia como desejarem, enquanto que no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos são firmados através de processos regulados pelo Governo. Essa nova formulação do mercado buscou estimular a geração independente de energia em virtude da sua livre comercialização utilizando preços de mercado.

A criação do ACL implicou em novas oportunidades de investimento no setor elétrico, seja com a comercialização livre através de contratos de médio e longo prazo, ou com a venda da energia no mercado *spot*, beneficiando-se ou não dos preços de curto prazo.

Paralelamente ao desenvolvimento do mercado de energia e ao crescimento do país, discussões acerca dos riscos presentes no Sistema Elétrico Brasileiro começaram a surgir. Nesse contexto, Rosa (2007) trata da dependência do sistema criada em relação às chuvas, em virtude do fato da matriz elétrica ser pautada fortemente na hidro geração.

Rosa não estava enganado em apontar uma dependência em excesso na geração de energia hidroelétrica. Em 2014, o país vivenciou um estresse hídrico que acarretou um aumento no custo da energia no mercado *spot* devido aos baixos níveis dos reservatórios. Em decorrência da possibilidade de racionamento de energia, o sistema termoelétrico foi acionado em sua totalidade para que fosse evitada uma situação extrema, como a vivida em 2001.

A elevação no custo da energia não afeta apenas o setor eletro intensivo, mas também a economia como um todo, na medida em que as famílias terão menos dinheiro a sua disposição, além de haver uma elevação dos custos da produção industrial e da prestação de serviços. Dessa forma, torna-se relevante compreender quais fatores do sistema elétrico brasileiro impactam o preço da energia e a importância de cada um desses fatores. Tendo em mente o exposto, o presente estudo tem por objetivo averiguar, a partir de dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, quais são as variáveis do Sistema Energético Brasileiro que impactam o preço *spot* da energia elétrica.

A relevância dessa problemática se deve pela obtenção de informações que possam nortear medidas governamentais em direção ao aprimoramento do sistema elétrico brasileiro. O foco central dos estudos sobre a modelagem do preço da energia se pautam em modelos estocásticos, preocupados em adequar o modelo ao comportamento da série de preços, e não propriamente em compreender os fatores-chaves influenciadores do preço *spot* da energia elétrica. O resultado desta pesquisa tem o potencial de agregar novas informações aos gestores do sistema e, assim, mitigar futuros estresses no sistema.

Além disso, com a utilização no modelo estatístico da variável Intercâmbio de energia é possível captar uma plausível dependência de determinada região em relação às demais. Essa variável é pouco empregada nos estudos em razão de eles focarem em uma única região brasileira. O emprego na pesquisa das variáveis Energia Natural Afluente, Energia Armazenada e Intercâmbio de Energia, de forma concomitante, mostra-se um avanço no estudo das variáveis-chave influenciadoras do preço da energia.

Os resultados encontrados não permitiram afirmar categoricamente que alguma das variáveis estudadas é de suma importância para o sistema elétrico como um todo, pois nenhuma foi estatisticamente significativa para todas as regiões. Entretanto, nota-se a relevância das variáveis Energia Armazenada e Energia Natural Afluente.

Além desta introdução, este artigo está organizado como segue. A seção 2 tratará do referencial teórico, abordando o histórico do Sistema Energético Brasileiro e das pesquisas realizadas sobre a temática proposta. A seção 3 apresentará a metodologia empregada na

elaboração da pesquisa empírica, assim como alguns testes preliminares realizados nas séries de dados. Na seção 4, serão expostos os resultados obtidos através das regressões múltiplas e serão feitas as suas análises. Por fim, as conclusões e propostas para continuidade da pesquisa serão realizadas na seção 5.

2 Referencial Teórico

2.1 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Após a crise que atingiu o mercado energético brasileiro na década de 80, o Sistema Elétrico Brasileiro passou por uma profunda reestruturação sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia. Essa reforma almejou atrair investimentos privados e melhorar o desempenho econômico-financeiro do setor.

O primeiro passo da reestruturação foi a privatização do setor, sendo esta marcada pela promulgação da Lei das Concessões em 1995 e pela criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, fatos necessários para a abertura e regulação da comercialização livre de energia (LEME, 2009). As mudanças se deram para que o setor elétrico pudesse atrair investimentos e tornar-se um setor lucrativo da economia. Em seguida, seguiu-se uma desverticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Ainda assim, a abertura do setor não era total, pois a transmissão e distribuição de energia permaneciam sobre forte regulação dentro de um mercado cativo, enquanto que a geração e comercialização passaram a agir no mercado atacadista (SAUER, 2002).

A reestruturação do setor se intensificou após a crise energética vivida em 2001, sendo criado em 2002 o Mercado Atacadista de Energia, atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esta é responsável por contabilizar e liquidar as transações comerciais entre os agentes do mercado elétrico.

Além de ser um agente de controle e supervisão da comercialização de energia, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica implementou, em 2003, o Sistema de Coleta de Dados de Medição e Energia, importante mecanismo que possibilitou uma maior confiabilidade e transparência aos dados de medição e transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro.

De posse de um melhor aparato para regular o mercado, ficou mais fácil a fiscalização do que foi previamente estipulado pelo governo tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Enquanto no ACL os agentes estão livres para assinar contratos bilaterais – definindo volumes, preços, prazos e cláusulas de *hedge* –, no ACR somente distribuidoras podem exercer o papel de demandante nos contratos de suprimento de energia. Estes contratos podem ser pautados tanto em relação à quantidade de energia, quanto em relação a sua disponibilidade. Explica-se: no primeiro tipo, os geradores assumem os riscos (tanto ônus quanto bônus) da operação energética integrada e também se responsabilizam por todos os custos de fornecimento da energia contratada. Já nos contratos de disponibilidade de energia, os riscos da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados (MORCH *et al*, 2010).

Todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados na CCEE, independente do ambiente de negociação. A câmara realiza então a medição das quantidades efetivamente produzidas e consumidas por cada um dos agentes de mercado para calcular as diferenças (consumo superior ou inferior ao contratado). Essas diferenças são contabilizadas para que depois possa ser feita a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), também chamado de preço *spot* da energia elétrica.

O Mercado de Curto Prazo é um segmento da própria CCEE onde são avaliados de um lado, os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e, do outro, os montantes efetivamente produzidos e consumidos que são atribuídos a eles. Nesse mercado, não são feitos contratos, sendo as contratações multilaterais e devem seguir as regras de comercialização estabelecidas pela câmara.

O PLD tem como grande objetivo tornar o mais eficiente possível o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, considerando que a matriz energética brasileira é fortemente dependente das hidrelétricas. Como a alternativa de geração é geralmente o acionamento das termelétricas, que são mais poluentes, o que se tenta fazer é sempre chegar a um equilíbrio que possa minimizar os riscos de déficits futuros dos recursos disponíveis e o custo presente na geração de energia.

São usadas então informações das condições hidrológicas, preços de acionamento das termoelétricas, custo de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. O modelo de precificação então calcula o despacho (geração) ótimo, definindo a geração hidráulica e térmica para cada submercado naquele período especificamente estudado. Como resultado desse processo, também é calculado o Custo Marginal de Operação para aquele período, patamar de carga e submercado. O cálculo do Custo Marginal de Operação envolve a utilização de dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para a otimização da operação do sistema e de modelos matemáticos, dentre os quais se destacam o NEWAVE (planejamento de médio prazo) e o DECOMP (planejamento de curto prazo).

O PLD é então definido semanalmente com base no Custo Marginal de Operação, sendo limitado por um preço máximo e um preço mínimo – vigentes para o período de apuração e para cada submercado, determinados pela ANEEL. É calculado um valor *ex-ante*, i.e., o valor é conhecido antes do período para o qual será válido. Januário (2007) destaca que para o cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão interna a cada submercado para que a energia comercializada possa ser tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo. Entretanto, na prática a energia não tem disponibilidade igual para todos os pontos de submercado e isso gera uma diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real. Esse custo é apanhado pelos Encargos de Serviços do Sistema.

Morch *et al* (2010) afirmam que o preço da energia no Sistema Elétrico Brasileiro está diretamente associado à disponibilidade de água nos reservatórios e à precipitação pluviométrica. De acordo com o mesmo trabalho, a forte dependência brasileira ao seu sistema hidrelétrico faz com que o preço da energia tenda a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Morch *et al* (2010) justificam que no curto prazo os reservatórios tendem a permitir uma flexibilidade entre a energia das horas de carga baixa para as de carga alta, de forma a modular a oferta e reduzir a volatilidade dos preços. Já no médio prazo, os preços seriam mais voláteis, pois os sistemas hidráulicos são desenhados para garantir a oferta de carga em situações hidrológicas adversas.

De acordo com Oliveira (2012), a reestruturação a partir do Sistema de Coleta de Dados de Medição e Energia focou em um planejamento de contratação de energia através de contratos de longo prazo, o que gerou previsibilidade na geração de caixa e favoreceu a obtenção de linhas de financiamento para sustentar o projeto nos primeiros anos, principalmente na fase de construção. Todavia, Guedes e Fonseca (2007) apontam o caráter paradoxal do modelo aplicado pelo governo, pois ao mesmo tempo em que busca aumentar o número de investidores e participantes no setor, mantém o controle sobre o sistema de transmissão.

Além disso, Rosa (2007) critica a dependência da geração de energia em relação às chuvas, pelo fato da matriz elétrica brasileira ser preponderantemente hídrica. No mesmo trabalho, Rosa afirma que se não fosse pelas pesadas chuvas em 2007, o Brasil teria passado por um aumento no custo da energia devido à necessidade de utilização do sistema

termoelétrico. Esta indagação está de acordo com o estudo de Melo (1999) que sustenta que períodos de seca prolongados tendem a elevar o preço da eletricidade, enquanto que períodos de chuva acima da média tendem a encher os reservatórios das usinas e, conseqüentemente, reduzir o preço da energia.

Há um tempo razoável o brasileiro já tem noção do potencial dos recursos hídricos presentes no país. Ainda que somente uma parcela pequena – 0,007% – da água disponível no planeta seja água doce e de fácil acesso, o Brasil pode se considerar privilegiado já que tem em seu território nacional cerca de 12% desse valor (SHIKLOMANOV, 1998 *apud* MACHADO, 2003).

O Atlas de Energia Elétrica (ANEEL, 2008) evidencia a distribuição das grandes centrais hidrelétricas brasileiras nas bacias do São Francisco e do Paraná, tendo então os potenciais das regiões Sul, Sudeste e Nordeste já todos praticamente explorados. Os números ainda mostram que o maior potencial disponível é o da bacia do rio Amazonas, capaz de aumentar em mais de 100% a potência já instalada no país em 2008, de 102 mil MW. Um bom caminho para novas hidrelétricas parece ser, então, pela região Norte do país.

Entretanto, a construção de hidrelétricas é um processo relativamente lento, além de caro, o que geraria dificuldades em atender de modo imediato a uma demanda crescente. Rocha, Moreira e Limp (2013) utilizam o termo “usinas virtuais” para fazer referência às linhas de transmissão de energia elétrica entre as regiões do país e dentro das mesmas.

Rocha, Moreira e Limp (2013) adotam este termo em alusão à estratégia, seja por necessidade ou oportunidade, de aproveitar a energia gerada em regiões distantes entre a produção e o consumo sem o ônus da construção de uma usina. Ainda no mesmo trabalho, eles destacam a importância das linhas de transmissão pela sua capacidade de minimizar estrangulamentos entre os submercados de energia já integrados. A oferta pode então ser expandida por meio de um melhor aproveitamento das bacias hidrográficas nacionais.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE) 2023 – publicado em 2014 – elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, a previsão do crescimento da demanda brasileira de energia elétrica é de 4,3% ao ano para o período entre 2013 e 2023. Para atender à nova necessidade, o PDEE 2023 confirma em sua previsão a elevação da participação da região Norte de 12% (início de 2013) para 23% da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (sistema de integração para a distribuição da energia entre as regiões) em 2023 por meio de diversos investimentos.

O planejamento prevê então a instalação tanto de usinas hidroelétricas quanto de termoelétricas. Para que a nova energia possa ser distribuída para outras regiões do país que não a de sua origem, os investimentos no Sistema Interligado Nacional, de acordo com o PDEE 2023, somam o montante de 66.312 MW médios até 2023. O grande expoente é justamente a usina de Belo Monte para o escoamento a região Sudeste e Centro-Oeste. O chamado 1º Bipolo de Corrente Contínua permitirá este aumento da interligação entre as regiões Norte e Nordeste e Sudeste e Centro-Oeste para otimização energética.

Percebe-se que apesar da geração de energia hidrelétrica ser mais barata que a de outras fontes, a mesma apresenta um caráter intermitente, apresentando um risco ao desenvolvimento brasileiro, uma vez que seu preço está fortemente vinculado ao nível de água nos reservatórios e o impacto do aumento no preço da energia é sentido desde o setor eletro intensivo até as famílias.

2.2 Pesquisas Anteriores Sobre Previsão Do Preço Da Energia Elétrica

Os pesquisadores têm em mente o processo de decisão do operador do sistema elétrico, sendo a pauta na ponderação entre a utilização dos reservatórios ou não, como apresentado na Figura 1.

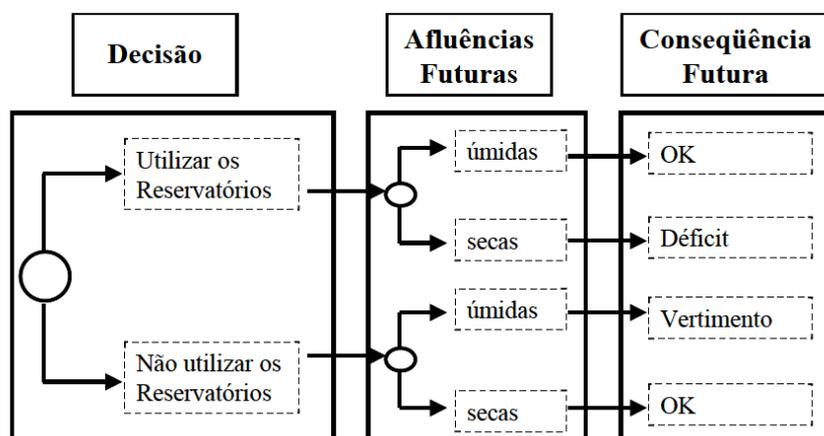


Figura 1 - Árvore de Decisão para o Sistema Hidrotérmico
 Fonte: Sousa (2003, p. 16)

Essa dinâmica leva a um momento de aumento de preços devido a má gestão do sistema, no caso apresentado como Déficit, e a um possível aumento de preço no caso de secas prolongadas, mesmo que o operador preserve os reservatórios.

Nesse contexto, os pesquisadores lançam mão dos valores passados do preço da energia para replicar seu comportamento, seja através de modelos estocásticos ou auto regressivos, e assim aplicar essa previsão a alguma avaliação ou estudo de caso. A preocupação central recai sobre a adequação da modelagem e não sobre os fatores-chaves que regem o preço da energia. Poucos são aqueles que buscam compreender os fatores influenciadores do preço *spot* da energia elétrica.

Sousa (2003) utiliza um modelo estruturado para modelar o preço da energia elétrica no mercado *spot*. Ele se deparou com a redução do erro de previsão caso fossem introduzidas as variáveis Energia Armazenada e Energia Natural Afluyente (ENA) frente a um modelo com apenas o preço passado.

Medeiros (2003) empregou uma abordagem diferente. De posse das previsões do Custo Marginal de Operação, Energia Natural Afluyente e Energia Armazenada fornecida pelo programa de planejamento Newave, ele treinou um sistema de redes neurais Neuro-fuzzy para prever o preço *spot* da energia elétrica. Medeiros (2003) destaca que os resultados encorajam a utilização de modelos de redes neurais para a previsão do Preço de Liquidação das Diferenças.

Abreu (2012), em seu trabalho de modelagem e previsão dos preços à vista, opta também por uma abordagem econométrica clássica. A proposta inclui um processo estocástico de reversão à média – com troca de regime – no qual considera que toda a informação relevante se encontra nos preços históricos. Ele utilizou, de forma mais precisa, a série do último preço de curto prazo disponível para a modelagem e a sazonalidade determinística foi abrangida por meio de variáveis *dummy*. Um dos diferenciais do trabalho de Abreu é a utilização da teoria de Opções Reais para identificar o valor acrescentado da flexibilidade de compra e venda parcial de um contrato de energia elétrica. Entretanto, os fatores influenciadores propostos neste trabalho não foram utilizados.

Outro estudo relevante a ser lembrado é o de Caio e Bermann (1998) no qual são analisadas diferentes metodologias de previsão para o então novo perfil do mercado de energia elétrica, resultado do processo de privatização.

Levando em conta variáveis exógenas, Caio e Bermann (1998) fazem uma pequena crítica aos modelos econométricos de previsão quando argumentam que tais modelos não conseguem levar em conta a complexidade da teoria econômica e têm uma essência mais estática. Por suporem que as demais variáveis se mantenham estáticas, *ceteris paribus*, é reduzido o grau de precisão do fundamento empírico, o valor explicativo nas variáveis de correlação e dos coeficientes de elasticidade, gerando uma margem de erro influenciada justamente pela influência simultânea dessas forças sobre o consumo de energia.

Apesar de lembrarem das questões econômicas nos modelos econométricos, Caio e Bermann (1998) analisam modelos técnico-econômicos decorrentes das fragilidades percebidas nos modelos econométricos. Estes modelos tentam expor as necessidades de energia útil do modo mais desagregado possível (considerando graus de importância) e consideram na previsão de demanda de energia cenários anteriormente elaborados por especialistas em planejamento que consideram o elemento da incerteza quanto ao futuro.

Caio e Bermann (1998) ainda destacam que, com a necessidade de responder à provocação teórica e prática, os modelos técnico-econômicos ainda utilizaram (ainda que parcialmente) os modelos econométricos para tratar tanto da demanda quanto da oferta de energia. Por fim, destacam a importância do grau de autonomia em relação às opções tecnológicas e influência das políticas setoriais (indústria, transporte, habitação, etc). O destaque do modelo seria então considerar maior compatibilidade com a evolução econômica e social.

3 Metodologia

Foram coletadas as séries históricas mensais do Preço de Liquidação das Diferenças das quatro regiões do Sistema Elétrico Brasileiro (Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. As séries mensais de Energia Natural Afluyente (ENA) em MWmed, Energia Armazenada em GWh e Intercâmbio de Energia em GWh entre as regiões para as quatro regiões estudadas foram obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Em virtude da série histórica mensal do PLD disponibilizada iniciar-se em maio de 2003, em um primeiro momento foi considerado delimitar temporalmente o estudo dessa data até julho de 2014. Entretanto, notou-se que a série histórica semanal do preço da energia por carga se inicia em julho de 2001.

Foi então calculado o preço mensal de julho de 2001 a abril de 2003 a partir dos dados semanais. O preço mensal foi definido como a média aritmética dos valores da série semanal referentes àquele mês, sem diferenciação por carga. De posse desses dados, foi possível ampliar a temporalidade da pesquisa, fato que acrescentou 22 observações a série histórica, obtendo assim um total de 157 observações.

A variável Intercâmbio considerou a quantidade de energia transferida entre a região da análise e o restante do sistema, seja nacional ou internacional. Isso quer dizer que um valor positivo nessa variável significou uma importação de energia pela região e um valor negativo a exportação de energia.

A Energia Natural Afluyente corresponde a vazão natural dos rios que pode ser gerada para a produção de energia nas hidrelétricas, estando esta diretamente relacionada com as chuvas. Isso quer dizer que em período de poucas chuvas a energia natural afluyente se reduz, sendo então necessário se utilizar da Energia Armazenada nos reservatórios, que é a porção da energia natural afluyente não utilizada no passado. A Energia Armazenada indica o estoque de energia nos reservatórios. Por último, a variável Intercâmbio evidencia a troca de energia entre as regiões brasileiras, sendo um valor negativo indicativo de a região ter exportado energia e um valor positivo dela ter importado.

Fez-se então a estatística descritiva, para que se pudesse tomar um primeiro contato com os dados, assim como verificar se havia alguma diferença entre cada variável em relação às demais regiões. Calculou-se também o potencial de armazenamento máximo de cada região, extraído a partir dos dados informados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico de quantidade de energia armazenada e sua correspondência em relação ao limite de armazenagem.

Antes de prosseguir a análise da regressão múltipla, fez-se o teste de raiz unitária para verificar se as séries eram estacionárias ou não. A importância do teste se dá pelo fato das séries não estacionárias, por terem uma tendência temporal, poderem levar a altos valores de R-quadrado mesmo que as variáveis não sejam correlacionadas (BROOKS, 2014). Caso fosse verificado que alguma série não era estacionária, seria necessário transformá-la, com a primeira diferença, por exemplo, para que se pudesse prosseguir.

O teste de raiz unitária Aumentado de Dickey-Fuller (ADF) foi feito com o máximo de 13 lags e incluindo o intercepto, sendo os resultados apresentados na tabela 1 para cada região.

Tabela 1 - Resultado do Teste de Raiz Unitária ADF

Região Sudeste/Centro-oeste		
	ADF (p-valor)	Durbin-Watson stat
PLD	0,0298	1,9411
Energia Armazenada	0,5180	1,9270
Energia Natural Afluente	0,0000	2,0615
Intercâmbio de Energia	0,0007	1,8209
Região Sul		
	ADF (p-valor)	Durbin-Watson stat
PLD	0,1804	1,9378
Energia Armazenada	0,0000	2,0488
Energia Natural Afluente	0,0000	1,8966
Intercâmbio de Energia	0,0000	2,0761
Região Nordeste		
	ADF (p-valor)	Durbin-Watson stat
PLD	0,0431	1,9504
Energia Armazenada	0,3463	1,9828
Energia Natural Afluente	0,0000	2,0720
Intercâmbio de Energia	0,0026	1,9733
Região Norte		
	ADF (p-valor)	Durbin-Watson stat
PLD	0,0078	2,0685
Energia Armazenada	0,5655	2,0877
Energia Natural Afluente	0,0160	2,0179
Intercâmbio de Energia	0,7750	2,1085

A estatística de Durbin-Watson indica se há autocorrelação entre os resíduos, sendo valores próximos a 2 indicativo de que não há correlação evidente (BROOKS, 2014). A importância desse teste se dá pela falta de confiabilidade nos resultados do teste de raiz unitária caso haja correlação entre os resíduos. Nesse caso, não foi verificada nenhuma autocorrelação, visto que os valores foram próximos a 2.

Entretanto, se for considerado o nível de significância de 1%, o teste Aumentado de Dickey-Fuller indicou que oito séries não eram estacionárias. Para ratificar os resultados desse teste foi realizado o teste de KPSS, que analisa se a série é estacionária. Essa segunda avaliação dos dados faz-se necessária devido a pouca sensibilidade do teste ADF, que por vezes indica raiz unitária para determinada série, quando na realidade o valor é pouco menor, como, por

exemplo, 0,95 (BROOKS, 2014). Os resultados do teste KPSS são apresentados na tabela 2, assim como os valores críticos de rejeição da hipótese nula de estacionariedade da série.

Tabela 2 - Resultado do Teste de Raiz Unitária KPSS

	KPSS stat
PLD Sudeste	0,4408
Energia Armazenada Sudeste	0,3915
PLD Sul	0,8167
PLD Nordeste	0,3346
Energia Armazenada Nordeste	0,3048
Energia Armazenada Norte	0,7623
Energia Natural Afluente Norte	0,0321
Intercâmbio de Energia Norte	0,4256

Nota: valores críticos para 1%, 5% e 10% respectivamente, 0,739, 0,463 e 0,347.

Os resultados apresentados apontam que a um nível de significância de 5%, com exceção das séries de PLD da região Sul e Energia Armazenada da região Norte, as demais séries são estacionárias. Para as séries não estacionárias, trabalhou-se com a primeira diferença destas, medida que as tornou estacionárias.

Em seguida foram analisadas as funções de autocorrelação e correlação parcial das séries do PLD com o intuito de identificar a presença de modelos autorregressivos, assim como exposto em Brooks (2014, cap. 6). Não sendo encontrados traços de processos autorregressivos, optou-se em um primeiro momento por não considerar a inclusão de processos AR(p) ou MA(q).

Após analisar o resultados das regressões para as regiões Sudeste, Nordeste e Norte, verificou-se a presença de autorrelação temporal entre os resíduos, solucionada através da inclusão de um modelo auto regressivo de ordem 1, AR(1). Por esse motivo a regressão múltipla realizada foi a seguinte:

$$PLD_i = \beta_0 + \beta_1 AR(1) + \beta_2 EnArm_{i2} + \beta_3 ENA_{i3} + \beta_4 Inter_{i4} + \varepsilon_i \quad (1)$$

Não se verificou na região Sul nenhum modelo nas funções de autocorrelação e correlação parcial, assim como não ocorreu a presença de autocorrelação temporal entre os resíduos, sendo então realizada a seguinte regressão múltipla para a primeira diferença do PLD:

$$dPLD_i = \beta_0 + \beta_1 EnArm_{i1} + \beta_2 ENA_{i2} + \beta_3 Inter_{i3} + \varepsilon_i \quad (2)$$

Com o intuito de mitigar os problemas advindos da heterocedasticidade dos resíduos da regressão, o erro dos estimadores foi corrigido com a matriz de covariância de White.

A partir das regressões (1) e (2), foram excluídas uma ou mais variáveis nos casos em que foi constatado multicolinearidade. Optou-se por excluir a variável, dentre as correlacionadas, a que agregava menos ao poder de explicação do modelo. Nesses casos, os resultados apresentados só contemplam a regressão final calculada, não sendo apresentados os passos intermediários.

4 Resultados

A estatística descritiva dos dados foi realizada para que se pudesse ter um primeiro contato com os dados e visualizar características comuns e divergentes entre as regiões. As tabelas 3 a 7 apresentam os dados para cada uma das quatro regiões estudadas:

Tabela 3 - Estatística descritiva das variáveis para a região Sudeste/Centro-oeste

	Energia Natural Afluyente (MWmed)	Energia Armazenada (GWh)	PLD (R\$)	Intercâmbio (GWh)
Média	33.017,53	86.113,65	122,82	-823,74
Mediana	28.056,97	90.731,54	45,55	-862,87
Desvio padrão	16.550,39	24.066,43	176,19	1.264,50
Curtose	1,06	-0,48	5,98	-0,42
Assimetria	1,12	-0,47	2,43	0,14
Mínimo	11.405,00	23.901,12	4,00	-4.011,64
Máximo	91.574,52	129.583,97	822,83	2.191,19

Tabela 4 - Estatística descritiva das variáveis para a região Nordeste

	Energia Natural Afluyente (MWmed)	Energia Armazenada (GWh)	PLD (R\$)	Intercâmbio (GWh)
Média	6.927,95	22.012,05	127,51	937,03
Mediana	4.712,33	22.486,32	33,99	886,18
Desvio padrão	5.421,79	8.738,42	184,82	627,98
Curtose	2,25	-0,85	3,51	-0,61
Assimetria	1,51	-0,14	2,05	0,28
Mínimo	1.474,00	2.892,24	4,00	-408,72
Máximo	29.581,03	37.926,89	772,21	2.382,47

Tabela 5 - Estatística descritiva das variáveis para a região Norte

	Energia Natural Afluyente (MWmed)	Energia Armazenada (GWh)	PLD (R\$)	Intercâmbio (GWh)
Média	6.030,99	6.128,81	111,19	-589,47
Mediana	3.812,00	6.261,02	31,94	-451,91
Desvio padrão	5.177,34	24.44,87	153,81	1.107,34
Curtose	-0,56	-1,17	4,23	0,21
Assimetria	0,84	-0,16	2,10	-0,71
Mínimo	841,63	841,68	4,00	-3.484,41
Máximo	20.106,00	10.244,88	696,21	1.391,01

Tabela 6 - Estatística descritiva das variáveis para a região Sul

	Energia Natural Afluyente (MWmed)	Energia Armazenada (GWh)	PLD (R\$)	Intercâmbio (GWh)
Média	8.403,51	8.834,47	100,82	517,12
Mediana	6.541,00	8.680,99	40,84	432,46
Desvio padrão	6.057,01	2.642,37	152,26	1.536,87
Curtose	5,95	-0,89	11,26	-0,40
Assimetria	1,98	0,08	3,15	0,31
Mínimo	1.261,45	3.696,48	4,00	-2.590,06
Máximo	41.589,87	13.861,46	822,83	4.428,10

Tabela 7 - Capacidade máxima, aproximado,
de armazenamento de energia por região

Energia Armazenada máxima (GWh)	
Sudeste/Centro-oeste	151.745,85
Nordeste	38.653,56
Norte	11.021,77

Sul	14.600,68
-----	-----------

O primeiro ponto que se destaca é a proximidade entre a Energia Natural Afluyente (ENA) das regiões Norte e Sul em relação a Energia Armazenada, mesmo considerando as medidas diferentes. Percebe-se porque houve uma preocupação em fazer reservatórios na região Sudeste/Centro-oeste, afinal conta-se com um elevado regime de chuvas. Desprende-se a importância que os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-oeste e Nordeste têm na manutenção do sistema hidrelétrico, uma vez que funcionam como amenizadores dos períodos de poucas chuvas, como o vivido atualmente.

Destaca-se também o caráter exportador de energia do Sudeste/Centro-Oeste e Norte do país em contraposição ao caráter importador de energia do Nordeste e Sul. A característica de exportador de energia do Sudeste/Centro-oeste está provavelmente ligada ao seu maior poder de armazenar energia em relação as demais regiões, além de sua posição central, no sentido espacial, no sistema. Já a região Norte tem essa característica provavelmente ligada a alta concentração das chuvas em um único período atrelada ao baixo poder de estocagem da água, obrigando seu uso imediato.

Nota-se que o Sudeste/Centro-oeste tem atualmente a maior capacidade de armazenamento das quatro regiões, sendo a região Norte a com menor capacidade. Como foi tratado na literatura, o Norte do país detém atualmente o maior potencial de expansão da capacidade de armazenamento e é para onde as atenções têm se voltado.

Nesse contexto, a região Sul mostra-se fragilizada do ponto de vista do abastecimento de energia elétrica, dependente das demais regiões, uma vez que é uma região importadora e com baixa capacidade de armazenamento. Essa fragilidade é notada também no preço máximo atingido pelo PLD, que atingiu o teto definido em lei, assim como a região Sudeste/Centro-oeste. Por outro lado, as regiões Norte e Nordeste não alcançaram, apesar da atual crise no sistema, o preço máximo.

Após esse primeiro contato com os dados foram calculadas as regressões seguindo a metodologia exposta na seção anterior e expostas nas Tabelas 8 a 11.

Tabela 8 - Resultado da regressão para a região Sudeste/Centro-oeste

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	250.5561	69.78151	3.590579	0.0004
Energia Armazenada	-0.001178	0.000538	-2.189760	0.0301
Energia Natural Afluyente	-0.001029	0.000522	-1.971472	0.0505
Intercâmbio	-0.002524	0.007545	-0.334597	0.7384
AR(1)	0.871453	0.075227	11.58437	0.0000
R-squared	0.805378	Mean dependent var		119.2208
Adjusted R-squared	0.800223	S.D. dependent var		170.8708
S.E. of regression	76.37321	Akaike info criterion		11.54067
Sum squared resid	880762.8	Schwarz criterion		11.63842
Log likelihood	-895.1720	Hannan-Quinn criter.		11.58037
F-statistic	156.2159	Durbin-Watson stat		2.182282
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.87			

Tabela 9 - Resultado da regressão para a região Nordeste

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	214.8348	51.46958	4.174016	0.0001
Energia Armazenada	-0.004095	0.001705	-2.401245	0.0176
Energia Natural Afluyente	-0.002420	0.001999	-1.210422	0.2280

Intercâmbio	0.014331	0.024113	0.594310	0.5532
AR(1)	0.867176	0.066284	13.08276	0.0000
R-squared	0.812609	Mean dependent var	123.9452	
Adjusted R-squared	0.807645	S.D. dependent var	179.9100	
S.E. of regression	78.90551	Akaike info criterion	11.60591	
Sum squared resid	940137.9	Schwarz criterion	11.70366	
Log likelihood	-900.2606	Hannan-Quinn criter.	11.64561	
F-statistic	163.7002	Durbin-Watson stat	2.196837	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.87			

Tabela 10 - Resultado da regressão para a região Norte

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	117.2810	36.75619	3.190781	0.0017
Energia Armazenada*	-0.001271	0.005019	-0.253291	0.8004
Energia Natural Afluente	-0.002693	0.002593	-1.038233	0.3008
Intercâmbio	0.000567	0.012466	0.045482	0.9638
AR(1)	0.853492	0.080936	10.54529	0.0000
R-squared	0.749004	Mean dependent var	103.7968	
Adjusted R-squared	0.742311	S.D. dependent var	140.1778	
S.E. of regression	71.15864	Akaike info criterion	11.39943	
Sum squared resid	759532.7	Schwarz criterion	11.49760	
Log likelihood	-878.4556	Hannan-Quinn criter.	11.43930	
F-statistic	111.9046	Durbin-Watson stat	2.047026	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.85			

Nota: * faz referência a utilização da primeira diferença nessa variável

Tabela 11 - Resultado da regressão para a região Sul

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	63.79112	30.95341	2.060875	0.0410
Energia Natural Afluente	-0.006284	0.003525	-1.782835	0.0766
Intercâmbio	-0.015412	0.006612	-2.330904	0.0211
R-squared	0.118996	Mean dependent var	2.845913	
Adjusted R-squared	0.107479	S.D. dependent var	85.90109	
S.E. of regression	81.15361	Akaike info criterion	11.64961	
Sum squared resid	1007644.	Schwarz criterion	11.70826	
Log likelihood	-905.6694	Hannan-Quinn criter.	11.67343	
F-statistic	10.33271	Durbin-Watson stat	2.393602	
Prob(F-statistic)	0.000062			

Nota: a regressão foi feita contra a primeira diferença do PLD e a variável Energia Armazenada foi retirada por causa da multicolinearidade

As regiões Sudeste/Centro-oeste e Nordeste obtiveram um R-quadrado ajustado de 0,80, indicando um considerável poder preditivo do modelo. A proximidade do R-quadrado ajustado ao R-quadrado evidencia que não houve *overfitting*, sendo assim, o modelo proposto de mostra interessante para a previsão do PLD, uma vez que explica 80% do fenômeno.

Do ponto de vista explicativo, na região Sudeste/Centro-oeste as variáveis Energia Armazenada e Energia Natural Afluente mostraram-se estatisticamente relevantes a 5%. Ambas, como era esperado, são inversamente relacionadas ao preço da energia. Caso a energia natural afluente, que está atrelada as chuvas, se reduz, o preço da energia tenderia a aumentar, a menos que haja grande quantidade de energia armazenada para compensar a queda nas chuvas.

Para essa região, nota-se a dualidade entre a importância das chuvas em um dado momento ponderada pela quantidade de chuva passada armazenada. Os reservatórios, como esperado, reduzem a variação no preço da energia, reduzindo assim o risco.

A região Nordeste, por outro lado, não apresentou relevância estatística para a Energia Natural Afluente, somente para a Energia Armazenada. O presente estudo não pode concluir sobre o motivo de tal resultado, mas pode especular sobre uma possível explicação. Em virtude da energia natural afluente se manter em valores baixos, não sendo capaz de manter os reservatórios sempre cheios e eventualmente gerar um excesso de água e consequente excesso de produção de energia, está não influencia diretamente no preço da energia elétrica.

Em consonância com as regiões anteriores, o modelo para a região Norte alcançou considerável poder preditivo, com um R-quadrado ajustado de 74% e sem evidência de *overfitting*. O modelo então se mostrou interessante do ponto de vista preditivo, porém do ponto de vista explicativo, nenhum das variáveis, a não ser o PLD do instante anterior, foi estatisticamente relevante.

Diferente das demais regiões, o modelo proposto não aderiu a realidade da região Sul, não alcançando poder preditivo relevante, comprometendo assim o poder explicativo. Apesar das variáveis Energia Natural Afluente e Intercâmbio terem sido estatisticamente significantes a 10% e 5%, respectivamente, elas só explicam 10,7% do fenômeno.

O caráter importador de energia da região Sul pode ter sido o motivo da não aderência do modelo, pois este não considerou dados das demais regiões - principalmente da Sudeste/Centro-oeste devido à proximidade - possíveis formadores de preço em razão da importação.

5 Conclusões

Apesar das reformas no Sistema Energético Brasileiro desde a década de 50, o Brasil se ver em situações perigosas de atendimento à demanda nacional de energia. A crise energética de 2001 e a atual escassez de chuva ilustram bem os problemas enfrentados.

Em relação ao objetivo da pesquisa de averiguar as variáveis do Sistema Energético Brasileiro que impactam o preço *spot* da energia, não foi possível identificar, entre as três variáveis estudadas, uma que fosse significativamente relevante para explicar o preço da energia em todas as quatro regiões simultaneamente. Entretanto, avançou-se no entendimento das variáveis para as regiões de maneira isolada.

Com o sistema tão dependente dos recursos hídricos, a variável referente a vazão natural dos rios (energia natural afluente), relacionada às chuvas, foi confirmada como a que apresentou mais vezes significância estatística na composição do preço da energia elétrica. Ainda assim, isso ocorreu somente em metade das regiões analisadas.

Nota-se que para a região Sudeste/Centro-Oeste, tanto a energia natural afluente quanto a variável Energia Armazenada impactam o preço da energia elétrica. O mesmo acontece para esta última variável no caso da região Nordeste. Com um desvio padrão de aproximadamente 40% da sua média, a quantidade armazenada mostra que o preço da energia para essa região parece ser refém da distribuição temporal de chuvas no Nordeste e o forte uso dos seus reservatórios.

O modelo proposto parece não ter explicado bem a dinâmica do preço da energia elétrica na região Norte visto que nenhuma das três principais variáveis propostas revelou-se estatisticamente significativa. O aparente excedente de produção de energia da região em questão (demonstrado pelo sinal positivo na média da variável Intercâmbio) poderia sugerir que o preço da energia da região Norte estaria sendo impactado pelas forças de oferta e demanda da venda desse excedente para outras regiões, podendo-se então, especular que um modelo auto regressivo fosse capaz de apresentar maior valor explicativo. Entretanto, como o resultado da

regressão para a região Norte apresenta, na variável Intercâmbio, um p-valor de 0,9638, não nos é permitido ter respaldo estatístico para afirmar que o comércio (resultado da oferta e demanda) com as demais regiões possa influenciar o preço da energia para a região Norte. Outros estudos podem procurar variáveis ou mesmo outros modelos que tenham melhor poder explicativo.

Para a região Sul, as variáveis energia natural afluyente e Intercâmbio se mostraram estatisticamente significantes para explicar a variação do preço da energia e apontam o caráter importador de energia dessa região. Portanto, ao contrário do que aconteceu na região Norte, a lógica das forças de oferta e demanda influenciarem o preço da energia na Sul podem sugerir que um modelo auto regressivo seja capaz de oferecer maior valor explicativo. Tal sugestão poderia, então, ser empregada em estudos futuros.

Os resultados alcançados reforçam o alerta feito por Rosa (2007) acerca do paradoxo em que se encontrava, e ainda se encontra, o Sistema Elétrico Brasileiro, pois é reforçada a dependência do sistema ao acúmulo de água em seus reservatórios ao mesmo tempo em que a sociedade se preocupa cada vez com a proteção ambiental.

Rosa (2007) dá como exemplo a reformulação do projeto de Belo Monte que levou a redução da área inundada para a criação do reservatório da usina. Em contraposição à preocupação de preservação ambiental, estão os mesmos clamores sociais pelo desenvolvimento, crescimento e aumento da qualidade de vida. Esses pontos passam em alguma medida pela solidez do sistema elétrico para sustentar o desenvolvimento industrial e aumento da qualidade de vida.

Não se pretende debater aqui questões acerca do desenvolvimento sustentável ou de problemáticas similares, senão defender que a realidade energética brasileira atual apresenta uma dependência dos reservatórios e das chuvas. Esse cenário é inegável e deve ser levado em consideração para o desenvolvimento do país nos próximos anos.

Uma sugestão para próximas pesquisas é aprofundar o entendimento da relação do preço da energia elétrica entre as regiões, como se dá esse impacto e em que medida ele ocorre. As mudanças vividas atualmente, com o avanço da produção de energia eólica no Nordeste e a expansão da geração hídrica do Norte, provavelmente implicarão em alterações nas dinâmicas observadas no setor energético.

Referências

ABREU, W. S., **Modelagem e previsão de preços à vista de energia elétrica e aplicações no contexto de investimentos sob incerteza** (Dissertação de Mestrado), Departamento de Engenharia Industrial, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3ª edição, 2008.

BROOKS, C., **Introductory Econometrics for Finance**, third ed., Cambridge University Press: New York, 2014.

CAIO, L. S., BERMANN, C., Análise das metodologias de previsão de mercado de energia elétrica face ao novo perfil de planejamento no ambiente pós-privatização, In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 3, 1998. **Anais...** São Paulo: CBPE, 1998.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2014

ENNES, S. A. W., Privatização do Setor Elétrico: de volta ao futuro ou um passo para o passado?, **Revista de Administração de Empresas**, v. 35, n. 1, p.17-22, 1995.

GUEDES, A. L. e FONSECA, A. C. P. D., Privatização e Investimento Externo Direto no Setor de Energia Elétrica. In: Encontro da Associação Nacional dos Programas de Pós-graduação em Administração, 31, 2007. **Anais...** Rio de Janeiro: Anpad, 2007. CD-ROM

JANUÁRIO, A. C. V., **O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e implicações na câmara de comercialização de energia elétrica**. (Dissertação de Mestrado) Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2007.

LEME, A. A., A Reforma do Setor Elétrico no Brasil, Argentina e México: contrastes e perspectivas em debate, **Revista de Sociologia e Política**, v. 17, n. 33, p. 97-121, 2009.

MACHADO, C. J. S., Recursos Hídricos e Cidadania no Brasil: Limites, Alternativas e Desafios, **Ambiente & Sociedade**, v. 6, n. 2, p. 121-136, 2003.

MEDEIROS, L., **Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica**. (Tese de Doutorado) Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2003.

MELO, A. C. G., Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation – The Brazilian Case. **IEEE Power Engineering Review**, p.12-14, 1999.

MORCH, R. B., CORREIA, A. B., LEITE, A. L. S., BUENO, C. R e COGAN, S., A estratégia de mercado das geradoras hidrelétricas: uma análise à luz da teoria das restrições, **Revista Eletrônica de Gestão Organizacional**, v. 7, n. 3, p.331-347, 2010.

OLIVEIRA, D. L., **Avaliação de Projeto de Cogeração a partir de Biomassa Florestal: Uma Abordagem pela Teoria de Opções Reais**. (Dissertação de Mestrado) Departamento de Administração, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.

PRONI, M. W. e LYRIO, P. M., A Privatização do Setor Elétrico e seus Impactos sobre o Trabalho, **Revista Gestão Industrial**, v. 1, n.1, p. 138-166, 2005.

ROCHA, K., MOREIRA, A. e LIMP, R., Determinantes dos altos deságios nos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999-2010. **Revista Brasileira de Economia**, v. 67, n. 2, p. 261-275, 2013.

ROSA, L. P., Hydroelectric, Thermal and Nuclear Generation, **Estudos Avançados**, v. 21, n.59, p.39- 58, 2007.

SAUER, I. L., Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: BRANCO, A. M. (org.). **Política energética e crise de desenvolvimento**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

SOUSA, R. L., Modelagem Estrutural aplicada a previsão do preço *spot* de energia elétrica no Brasil. (Dissertação de Mestrado) Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2003.