



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Água: único fator a influenciar o preço da energia no mercado spot?

Vinicius Mothé Maia
viniciusmothemaia@yahoo.com.br
FACC/UFRJ

Bruno L. Meireles
brunomeireles@mst.iag.puc-rio.br
IAG/PUC-Rio

Marcelo C. Klotzle
klotzle@iag.puc-rio.br
IAG/PUC-Rio

Antonio C. Figueiredo Pinto
figueiredo@iag.puc-rio.br
IAG/PUC-Rio

Leonardo Lima Gomes
leonardolima@iag.puc-rio.br
IAG/PUC-Rio

Resumo: A geração de energia elétrica no Brasil é preponderante hidrelétrica, fato que leva a uma dependência do regime de chuvas, caso contrário uma situação de escassez de energia poderia voltar a ocorrer. Em virtude dos estudos focados na modelagem do PLD se utilizarem de processos estocásticos, preocupados em adequar o modelo aos movimentos de mercado, e não compreender os fatores-chaves para explicar o PLD. O presente trabalho busca analisar quais são as variáveis que influenciam o preço da energia no mercado spot de acordo com dados publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que resultaram em uma amostra de 157 observações entre julho de 2001 e julho de 2014. Os resultados assinalam, de maneira geral, para uma associação inversa entre a vazão natural dos rios (diretamente relacionada às chuvas) utilizada para produção de energia nas hidrelétricas e o preço da energia, como era esperado. Além disso, a mesma relação inversa pode ser observada entre o potencial energético guardado nos reservatórios em forma de água e o preço da energia no mercado spot.

Palavras Chave: PLD - ENA - Energia Armazenada - Série Temporal -



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
— TEMA 2015 —
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SBE) apresentou, a partir da década de 50, um crescimento acelerado em virtude dos maciços investimentos das empresas estatais, de forma a permitir o crescimento econômico pretendido e atender a demanda em expansão.

Esse movimento se estende até o início dos anos 80, quando o setor enfrentou um desequilíbrio financeiro e uma dificuldade em atrair investimentos, isso devido à contração das fontes de financiamento externo em função da crise da dívida, as tarifas serem reprimidas para auxiliar o combate à inflação e a omissão do poder público em gerir o setor no momento de incerteza (ENNES, 1995).

O SEB permanece desestruturado até a segunda metade da década de 90, momento que o governo inclui o sistema elétrico no Programa Nacional de Desestatização, visando aumentar a eficiência do setor através da competição, privada, além de retirar do Estado, esgotado financeiramente, a obrigatoriedade de investir (PRONI e LYRIO, 2005).

As mudanças abordadas permitiram que em 2004 fossem criados 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 ACL negociam livremente seus contratos de energia, enquanto que o ACR envolve a contratação através de processos regulados pelo Governo. Essa nova formulação do mercado estimulou a geração independente de energia, uma vez que esta poderia ser comercializada livremente a 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*, se beneficiando, ou não, dos preços de curto prazo.

Paralelamente ao desenvolvimento do mercado de energia e crescimento do país, iniciaram-se discussões acerca dos riscos presentes no SEB. Nesse diapasão, Rosa (2007) trata da dependência criada em relação às chuvas, por a matriz elétrica ser preponderantemente de hidro geração.

O autor não estava enganado em apontar uma dependência em excesso na geração de energia hidroelétrica, que eventualmente, como ocorreu em 2014, acarretou um aumento no custo da energia no mercado *spot* e levou ao acionamento do sistema termoeletrico em sua totalidade, para que fosse evitada uma situação extrema, como a vivida em 2001.

A elevação no custo da energia afeta não apenas o setor eletro intensivo, apesar deste sofrer mais severamente os impactos do aumento de preço, mas a economia como um todo, na medida em que as famílias terão menos dinheiro a sua disposição e o custo variável da produção/prestação de produtos/serviços é elevado.

Dessa forma, torna-se interessante compreender quais fatores do sistema de energia impactam o preço da energia e a importância de cada um.

Tendo em mente o que foi exposto, o presente estudo tem por objetivo averiguar quais são as variáveis do Sistema Energético Brasileiro que impactam o preço *spot* da energia elétrica a partir dos dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

As variáveis analisadas foram as séries mensais – obtidas junto ao ONS – de Energia Armazenada, Energia Natural Afluenta (ENA) e Intercâmbio que estão mais bem detalhadas na parte metodológica do trabalho.

A relevância dessa problemática se deve ao foco central dos estudos sobre a modelagem do PLD se pautar em modelos estocásticos, preocupados em adequar o modelo ao



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



comportamento da série estudada, e não propriamente compreender os fatores chaves influenciadores do preço *spot* da energia elétrica.

Além disso, com a utilização da variável Intercâmbio, pouco empregada nos estudos em razão de focarem no preço de uma única região, é possível captar uma possível dependência de determinada região em relação as demais.

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

Além desta introdução, este artigo está organizado como segue. A seção 2 tratará do referencial teórico a fim de nortear a temática proposta. A seção 3 apresentará a metodologia empregada na elaboração da pesquisa empírica. Na seção 4, serão expostos os resultados obtidos e realizadas as devidas 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 SBE passou por uma profunda reestruturação sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia. Essa reforma almejava atrair investimentos privados e melhorar o desempenho econômico-financeiro.

Foi então iniciada a privatização do setor elétrico, sendo esta marcada pela promulgação da Lei das Concessões em 1995 e a 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, geridas pelo Ministério de Minas e Energia, para que o setor elétrico pudesse atrair investimentos privados e melhorar o desempenho econômico-financeiro; seguiu-se uma desverticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Ainda assim, essa abertura não foi total, pois a transmissão e distribuição permaneceram sobre forte regulação, dentro de um mercado cativo, enquanto que a geração e comercialização agiriam 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 (MAE), atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o intuito de contabilizar e liquidar as transações comerciais entre os agentes do mercado elétrico, efetivamente criando um livre mercado de energia.

Além de ser um ambiente de controle e supervisão da comercialização de energia, a MAE/CCEE implementou em 2003 o Sistema de Coleta de Dados de Medição e Energia (SCDE), importante mecanismo que possibilitou uma maior confiabilidade e transparência aos dados de medição e transmissão do SEB.

De posse de um melhor aparato para regular o mercado, ficou mais fácil a fiscalização do que foi previamente estipulado pelo governo tanto no ACL quanto no 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 tanto de quantidade de energia quanto de disponibilidade de energia. Explica-se: no primeiro tipo, os



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



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, seja do ACL ou do ACR, devem ser registrados na CCEE. A câmara então realiza a medição das quantidades efetivamente produzidas e consumidas por cada um dos agentes do mercado para calcular as diferenças. Estas são contabilizadas para que depois possa ser feita a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O MCP 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 atribuídos a eles. Neste mercado, não são feitos contratos, sendo as contratações multilaterais que, por sua vez, 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 segunda alternativa geralmente é o acionamento das termelétricas, que são mais poluentes e utilizam combustíveis, 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 combustível, custo de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão para o modelo de precificação calcular 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 Marginais de Operação (CMO) para aquele período, patamar de carga e submercado. O cálculo do CMO envolve a utilização de dados considerados pelo ONS 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 CMO, 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 (ESS).

Morch *et al.* (2010) afirmam que o preço da energia no SEB 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. Os autores justificam que no curto prazo os reservatórios tendem a permitir uma flexibilidade entre a energia das horas de carga baixa para as de ponta, de forma a modular a oferta e reduzir a volatilidade dos preços. No médio prazo, os preços seriam mais voláteis, pois os sistemas hidráulicos são desenhados para garantir a oferta de carga em situações hidrológicas adversas.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



De acordo com Oliveira (2012), a reestruturação a partir do SCDE 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, nacionais e estrangeiros, 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. O autor 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 termoeletrico. Esta indagação está de acordo com o estudo de Melo (1999), onde 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, com isso, reduzir o preço.

Há um tempo razoável o brasileiro já tem noção do potencial de recursos hídricos presentes no país. Ainda que somente uma parcela muito 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% deste 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.

Os autores 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 da mesma sem o ônus da construção de uma usina. Ainda no mesmo trabalho, os autores destacam que a importância das linhas de transmissão pela sua capacidade de minimizar estrangulamentos entre os submercados de energia já que consegue integrá-los. Desta forma, a oferta pode 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 (EPE), 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 (SIN) em 2023 por meio de diversos investimentos.

O planejamento prevê então a instalação tanto de usinas hidroelétricas quanto de termoeletricas. Para que a nova energia possa ser distribuída para outras regiões do país que não a de sua origem, os investimentos no SIN, de acordo com o PDEE 2023, somam o montante de 66.312 MW médios até 2023. O grande expoente é justamente a UHE 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 N/NE e SE/CO 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, as quais terão menos dinheiro a sua disposição e sofrerão com o custo variável da produção/prestação de produtos/serviços elevado.

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, pois este gere um sistema hidrotérmico e pondera sobre a utilização dos reservatórios ou não, como apresentado na figura a seguir.

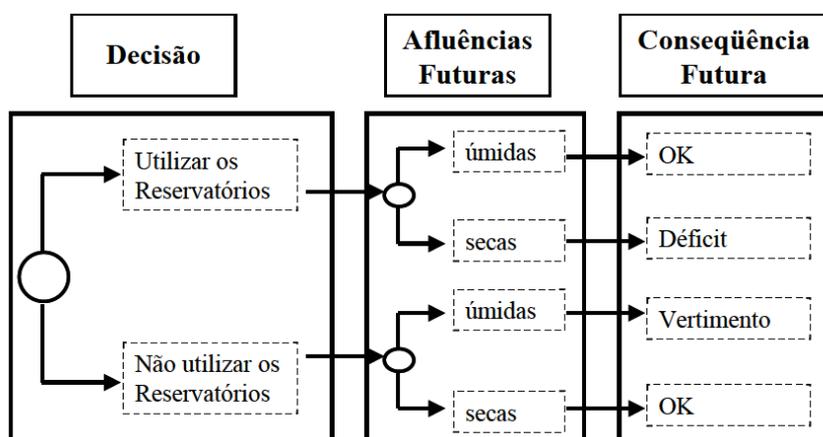


Figura 1 - Árvore de Decisão para o Sistema Hidrotérmico

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 operado 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 do PLD. 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*. O autor se depara 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 Marginais de Operação, ENA e Energia Armazenada fornecida pelo programa de planejamento Newave, o autor 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 PLD.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Abreu (2012), em seu trabalho de modelagem e previsão dos preços à vista, opta também por uma abordagem econométrica clássica. A proposta inclui, na ótica markoviana, um processo estocástico de reversão à média – com troca de regime – no qual considera que toda a informação relevante se encontra nos preços históricos. O autor utiliza, 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 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 os autores analisam diferentes metodologias de previsão para o então novo perfil do mercado de energia elétrica, resultado do processo de privatização.

Levando em conta variáveis exógenas, os autores 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 essencial 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, os autores analisam os 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 ao provoco teórico e prático, os modelos técnicos-econômicos ainda utilizaram (ainda que parcialmente) os modelos econométricos para tratar tanto da demanda quanto da oferta de energia.

Os autores ainda 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 PLD das quatro regiões do SEB (Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As séries mensais de Energia Natural Afluenta (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 (ONS).

Em virtude da série histórica mensal do PLD disponibilizada pela CCEE 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 PLD por carga se inicia em julho de 2001.

Foi então calculado o PLD mensal de julho de 2001 a abril de 2003 a partir dos dados semanais. Esse PLD mensal foi definido como a média aritmética dos valores da série semanal referentes àquele mês, sem diferenciação por carga. De posse desses dados, foi



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



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 Afluente 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 pouca chuvas a ENA se reduz, sendo então necessário se utilizar da Energia Armazenada nos reservatórios, que é a porção de ENA 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 da 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 pela ONS 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 Augmented Dickey-Fuller (ADF) foi feito com o máximo de 13 lags e incluindo o intercepto, sendo os resultados apresentados na tabela a seguir 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



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Energia Armazenada	0,5655	2,0877
Energia Natural Afluyente	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 ADF indicou que oito séries não eram estacionárias. Para ratificar os resultados do teste ADF, 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 a seguir, 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
ENA Norte	0,0321
Intercâmbio de Energia Norte	0,4256
Valores Críticos	
1%	0,7390
5%	0,4630
10%	0,3470

Os resultados apresentados apontam que a um nível de significância de 5%, com exceção das séries de PLD Sul e Energia Armazenada 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. Para as regiões Sudeste, Nordeste e Norte, verificou-se a presença de um modelo auto regressiva de ordem 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, 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, a mesma foi calculada considerando a matriz de covariância de White.

Além disso, nos casos em que foi constatado multicolinearidade, se optou por excluir a variável, dentre as correlacionadas, a que agregava menos ao poder de explicação do modelo.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Nesses casos, os resultados apresentados só contemplam a regressão após a exclusão da variável.

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 a seguir apresentam os dados para cada uma das quatro regiões estudadas:

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

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

Tabela 4 - Estatística descritiva das variáveis para a região Nordeste

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

Tabela 5 - Estatística descritiva das variáveis para a região Norte

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

Tabela 6 - Estatística descritiva das variáveis para a região Sul

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



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
—TEMA 2015—
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



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 Afluente (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 9 a 12.

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
ENA	-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			



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



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
ENA	-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
ENA	-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
ENA	-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 ENA mostraram-se estatisticamente relevantes a 5%. Ambas, como era



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
—TEMA 2015—
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



esperado, são inversamente relacionadas ao preço da energia. Caso a ENA, 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 dado momento ponderada pela quantidade de chuvas passadas armazenadas. Os reservatórios, como era de se esperar, reduzem a variação no preço da energia, reduzindo assim o risco.

A região Nordeste, por outro lado, não apresentou relevância estatística para a ENA, 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 conseqüente excesso de produção de energia, está não influencia diretamente o PLD.

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 ENA 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 a proximidade - possíveis formadores de preço em razão da importação.

5. CONCLUSÕES

Apesar das reformas no SEB desde a década de 50, é comum 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 o PLD em todas as quatro regiões simultaneamente. Entretanto, se avançou no entendimento das variáveis para as regiões de maneira isolada.

Com o sistema tão dependente dos recursos hídricos, a variável ENA foi confirmada como a que apresentou mais vezes significância estatística na composição do PLD. Ainda assim, isso ocorreu somente em metade das regiões analisadas.

Nota-se que para a região Sudeste/Centro-Oeste, tanto o ENA quanto a variável Energia Armazenada impactam o preço *spot* 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 do PLD para essa região parece ser refém da distribuição temporal de chuvas no Nordeste e o forte uso dos seus reservatórios.

O modelo parece não ter tido muita relevância para o estudo do PLD na região Norte já que nenhuma das três principais variáveis propostas revelou-se estatisticamente significativa. Outros estudos podem procurar variáveis ou mesmo outros modelos que tenham melhor poder explicativo.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPOSIÓ DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



Para a região Sul, as variáveis ENA e Intercâmbio se mostraram estatisticamente significantes para explicar a variação do PLD e apontam o caráter importador de energia dessa região.

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.

O autor dá como exemplo a reformulação do projeto de Belo Monte para 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.

Ainda que não seja o escopo desse artigo e os defensores do desenvolvimento sustentável defenderem ser possível crescer sem prejudicar o meio ambiente, a atual dependência dos reservatórios e das chuvas é inegável e deve ser levada 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 entre as regiões, como se dá esse impacto e em que medida ele ocorre.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Wagner Saboia, **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, Chris, **Introductory Econometrics for Finance**, third ed., Cambridge University Press: New York, 2014.

CAIO, Leonardo Santos; BERMANN, Célio, 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, Sergio Augusto Weigert, 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, Alexandra Cristina Vidal. **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, Alessandro André, 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, Carlos José Saldanha, Recursos Hídricos e Cidadania no Brasil: Limites, Alternativas e Desafios, **Ambiente & Sociedade**, v. 6, n. 2, p. 121-136, 2003.

MEDEIROS, Lúcio. 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, Rafael Borges, CORREIA, Alessandra de Barros, LEITE, André Luís da Silva, BUENO, Cláudio Rocha e COGAN, Samuel. 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.



28 · 29 · 30
de OUTUBRO

XII SEGET
SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA
TEMA 2015
Otimização de Recursos e Desenvolvimento



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, Marcelo Weishaupt e LYRIO, Paula Marun, A Privatização do Setor Elétrico e seus Impactos sobre o Trabalho, **Revista Gestão Industrial**, v. 1, n.1, p. 138-166, 2005.

ROCHA, Katia, MOREIRA, Ajax e LIMP, Rodrigo. 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, Luiz Pinguelli, Hydroelectric, Thermal and Nuclear Generation, **Estudos Avançados**, v. 21, n.59, p.39-58, 2007.

SAUER, I. L. 2002. 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, Rodrigo Lage. **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.