

**FUNDAÇÃO INSTITUTO CAPIXABA DE PESQUISAS EM
CONTABILIDADE, ECONOMIA E FINANÇAS – FUCAPE**

MICHELINI CAMUZZI FERRARI STORCK

**PROJEÇÃO MENSAL DA DEMANDA DE ENERGIA
UTILIZANDO VEC E ESTIMATIVA BOX –JENKINS PARA
OS PARÂMETROS**

**VITÓRIA
2008**

MICHELINI CAMUZZI FERRARI STORCK

**PROJEÇÃO MENSAL DA DEMANDA DE ENERGIA
UTILIZANDO VEC E ESTIMATIVA BOX –JENKINS PARA
OS PARÂMETROS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação da Fundação Instituto Capixaba de Pesquisas em Contabilidade, Economia e Finanças - FUCAPE, como requisito para a obtenção do título de mestre em ciências contábeis com ênfase em administração estratégica - nível profissionalizante.

Orientador: Prof. Dr. Arilton Carlos Campanharo Teixeira

**VITÓRIA
2008**

Storck, Michelini Camuzzi Ferrari.

Projeção mensal da demanda de energia utilizando VEC e
estimativa BOX – JENKINS para os parâmetros. / Michelini Camuzzi
Ferrari Storck. Vitória: FUCEPE, 2008.

91p.

Dissertação – Mestrado.

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica 2. Modelo VEC 3. Modelo BOX -
JENKINS I.Fundação Instituto Capixaba de Pesquisas em
Contabilidade, Economia e Finanças II.Título.

CDD – 657

MICHELINI CAMUZZI FERRARI STORCK

**PROJEÇÃO MENSAL DA DEMANDA DE ENERGIA
UTILIZANDO VEC E ESTIMATIVA BOX –JENKINS PARA
OS PARÂMETROS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da Fundação Instituto Capixaba de Pesquisas em Contabilidade, Economia e Finanças (FUCAPE), como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis na área de concentração Administração Estratégica.

Aprovada em 30 de Maio de 2008.

COMISSÃO EXAMINADORA

**ProfºDr.: Prof. Dr. Arilton Carlos Campanharo Teixeira
FUCAPE**

**ProfºDr.: Prof. Dr. Bruno Funchal
FUCAPE**

**ProfºDr. : Prof. Dr. Carlos Eugênio Ellery Lustosa da Costa
EPGE/FGV-RJ**

*À minha família, pela
qual tenho grande amor,
orgulho e admiração.
Clézio, Ana Julia e Ana
Clara.*

AGRADECIMENTOS

“Eu te agradeço meu Deus, de todo o meu coração. Na presença dos anjos eu canto para ti. Eu me prosto em direção ao teu santuário, e agradeço o teu nome, por teu amor e fidelidade, pois a tua promessa supera a tua fama. Quando eu gritei, tu me ouviste, e aumentaste a força em minha alma...” *Salmo 138*.

Também agradeço à minha família pela força, pela compreensão e pelo carinho que prestaram durante mais esta etapa em minha vida.

Ao professor Dr. Arilton C. Teixeira, meu orientador, pelo ensinamento, auxílio, apoio, competência e presteza em todos os momentos que estivemos reunidos em torno deste tema.

Ao professor Dr. Valderio A. Reisen, da UFES, pela oportunidade recebida em fazer parte da turma, nas aulas de séries univariadas, principalmente no entendimento dos modelos da categoria Box-Jenkins.

À empresa ESCELSA (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A) nas pessoas da Srta. Ivana Fontanive Capanema, Sr. Michel Itkes, e toda a equipe da Superintendência de Mercado e Aquisição de Energia, pela disponibilidade dos dados, apoio e tempo que me ofereceram ao longo de todo o mestrado. A Eles agradeço imensamente a confiança que depositaram em mim.

Às novas amigadas que ganhei, um presente maravilhoso de Deus em minha vida, em especial aos Amigos Sérgio Padilha, Heloisa, João, Jusciane, Natieli, Cris e todas as pessoas da turma, como também das pessoas que conheci ao longo das todas as monitorias que prestei.

Enfim, agradeço imensamente à FUCAPE, aos Profissionais da Biblioteca, especialmente à Adriana e Eliane, e aos Profissionais da Secretaria, especialmente à Perla, Ana Rosa e Diana, obrigada pela atenção e apoio.

RESUMO

Com a obrigatoriedade de contratação de, no mínimo 100% de seu requisito, sob risco de penalidade, a **precisão** do modelo é de fundamental importância tanto para a aquisição de energia, quanto para expansão do sistema e formação da tarifa.

Com objetivo de unir agilidade e precisão nos modelos para previsão de energia, esta dissertação, através de um estudo de caso, verifica que o modelo VEC (Vetor Autoregressivo com Correção dos Erros Vetoriais) com estimativa ARIMA (Box-Jenkins) para os parâmetros, utilizando série de demanda **total** de energia, consegue resultados tão eficientes quanto os modelos **abertos** por classe de consumo e nível de tensão, amplamente utilizados pelas Concessionárias de Energia Elétrica.

A dissertação primeiramente aborda uma estimativa por cointegração, das elasticidades-preço e renda da demanda de energia elétrica, da área de concessão da ESCELSA, utilizando a série mensal da demanda de energia do período de 2003 a 2007. Posteriormente, foram estimadas as variáveis independentes, através de modelagem Box-Jenkins, para reaplicação do modelo VEC, visando estimar a demanda para o ano de 2008.

Além das elasticidades atenderem ao pressuposto teórico, o resultado demonstrou precisão, quando realizado o *backcast* no último semestre de 2007, e eficiência, dado que o valor previsto pelo modelo encontra-se bem próximo do cenário de referência da Empresa em estudo. Esta proximidade é um indicador de eficiência do método, pois mesmo utilizando a demanda total consegue chegar a resultados próximos de uma análise mais apurada.

ABSTRACT

With the obligation of contracting at 100% of what is needed, under the risk of being subjected to fines, the precision of the model is of fundamental importance both for purchase of power and the expansion of the system and tariff definition.

With the objective of combining both efficacy and precision of the models for forecasting power, this dissertation verifies the VEC Model (Vector Error Correction) through a case study by using an ARIMA estimate (Box-Jenkins) for the parameters. The use of a total demand series provides results which are as efficient as the open models by consumption class and tension level which are widely used by the providers of electrical power.

Firstly, the dissertation approaches a estimate by co-integration of price and income elasticity of demand for electrical power of ESCELSA's distribution of energy, by using a series of monthly demand for electrical power from 2003 to 2007. Afterwards, the independent variables were estimated through the use of the Box-Jenkins Model and use of the VEC Model, with the objective of estimating demand for 2008.

Although the elasticity met the requisites of the theoretical assumptions, the result demonstrated precision when the back cast for the last semester of 2007 was carried out. The efficiency, given the value forecasted by the model, is very close to the forecast of the company under study. This proximity is an indicator of efficiency of the method because it manages, even though it used the total demand data, to get to results which are closed to the actual.

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Tabela 01 – Cálculo Hipotético de Penalidade por Subcontratação.....	7
Tabela 02 – Estatística sobre os Valores Médio do PLD – R\$/MWh.	8
Tabela 03 – Cálculo Hipotético der Sobrecontratação.....	9
Tabela 04 – Evolução da Adoção dos Métodos de Projeção a partir de 1950.	15
Tabela 05 - Teste de Raiz Unitária (ADF)	22
Tabela 06 - Definição do Número de Defasagens do VAR.....	24
Tabela 07 – Teste λ -Traço para Cointegração.....	25
Tabela 08 – Teste λ -Máximo para Cointegração	25
Tabela 09 – Coeficientes do Vetor de Cointegração Normalizado	26
Tabela 10 – Estimativa do Modelo VEC para ΔCt	29
Tabela 11 – Análise dos Resultados – Estimativa Pib	33
Tabela 12 – Análise dos Resultados – Estimativa Tarifa	35
Tabela 13 – Análise dos Resultados – Estimativa Temperatura	36
Tabela 14 – Estatística Decomposição	38
Tabela 15 – Resultados da Estimativa	40
Tabela 16 – Resultados da Estimativa	41
Tabela 17 – Comparativo do Modelo VEC e Outros Modelos.....	46
Tabela 18 – Análise do Modelo Mínimos Quadrados Ordinários.....	72
Tabela 19 – Comparativo das Variáveis Independente nos Dois Modelos.	73
Tabela 20 – Resumo dos Principais Artigos Pesquisados	75

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Gráfico 01 – Variação do PLD de Janeiro de 2004 a Abril de 2008.....	8
Gráfico 02 – Séries Utilizadas para Previsão da Demanda de Energia	16
Gráfico 03 - Valores de Elasticidade-Preço da Demanda.....	28
Gráfico 04 - Valores de Elasticidade-Renda da Demanda.....	28
Gráfico 05 – Estimativa da Variável PIB	38
Gráfico 06 – Estimativa da Variável Tarifa.....	39
Gráfico 07 – Estimativa da Variável Temperatura.....	40

SUMÁRIO

<i>Número</i>	<i>Página</i>
1. INTRODUÇÃO	1
2. JUSTIFICATIVA.....	6
1ª Caso: 1% de Subcontratação	6
2ª Caso: 1% de Sobrecontratação	7
3. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	10
4. ESTUDOS ANTERIORES	13
5. DADOS E HIPÓTESES DO MODELO	16
a. Dados	16
b. Tratamento dos Dados	16
c. Premissa e Hipóteses do Modelo	18
6. CÁLCULO DAS ELASTICIDADES RENDA, PREÇO E TEMPERATURA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	20
6.1. MODELO DE COINTEGRAÇÃO	21
6.2. TESTE RAIZ UNITÁRIA.....	22
6.3 COMPARAÇÕES	27
6.4 CORREÇÃO DOS ERROS VETORIAIS	29
7. MODELAGEM BOX-JENKINS PARA ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS	32
7.1. MODELAGEM DA VARIÁVEL PIB.....	32
7.2 MODELAGEM DA VARIÁVEL TARIFA.....	34
7.3. MODELAGEM DA VARIÁVEL TEMPERATURA.....	35
8. ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS PARA 2008	37
8.1. ESTIMATIVA DA VARIÁVEL PIB BRASIL	37
8.2. ESTIMATIVA DA VARIÁVEL TARIFA.....	39
8.3. ESTIMATIVA PARA VARIÁVEL TEMPERATURA.....	40
9. ANÁLISE DE AJUSTAMENTO	42

10.	PREVISÃO PARA 2008 DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	44
11.	COMPARATIVO COM OUTROS ESTUDOS.....	45
12.	OBSERVAÇÕES FINAIS	48
	BIBLIOGRAFIA	52
	ANEXO 1 – SÉRIE PIB BRASIL.....	56
	ANEXO 2 – SÉRIE TARIFA.....	58
	ANEXO 3 – SÉRIE TEMPERATURA.....	60
	APÊNDICE 1 – EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	62
	O NOVO MODELO	67
	APÊNDICE 2 – APLICAÇÃO DO MÉTODO DE MÍNIMOS QUADRADOS ORDINÁRIOS.	71
	APÊNDICE 3 – ESTUDOS ANTERIORES	74

1. INTRODUÇÃO

O setor analisado neste trabalho é o de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica que por sua característica de trabalhar com altos investimentos e retornos de longo prazo, se enquadram numa estrutura de mercado de monopólio natural¹.

Esse monopólio, que até 1995 era em toda a cadeia de serviço, ou seja, desde a geração até a distribuição a todos os consumidores, passou a ter atividades competitivas, que hoje se concentram nos setores de geração e comercialização de energia. Esta competição foi gerada principalmente pela Lei 9.074/1995 e pelo Decreto 10.848/04. A primeira permitia liberalidade aos grandes clientes², e o segundo desverticalizava a distribuidora³.

O “novo modelo”, instaurado em 2003, detalhadas no apêndice 1, define regras de contratação que penalizam a empresa, caso ocorra desvio, além do limite estipulado, entre o valor contratado nos leilões, e o valor realizado de energia anualmente. Para declarar suas necessidades de compra ao Ministério, a

¹ O monopólio é dito natural por existir um volume de custos fixos elevados e se seus retornos crescentes produzem um custo médio inferior quando apenas uma empresa está atuando no mercado. Em síntese de acordo com Sharkley (1982), um monopólio é dito natural se: A estrutura dos custos (custos fixos/variáveis) é elevada, se as regras de otimização são de longo prazo e se há eficiência social e econômica. E, ainda, segundo Newbery (1994) as características típicas de um monopólio natural são: i) capital intensivo e economia de escala, ii) incapacidade de estocagem e demanda flutuante, iii) presença de rendas de localização, iv) serviço ou produto essencial para os consumidores, v) presença de conexão direta com os consumidores.

² Grandes Clientes referem-se aos consumidores ligados na tensão superior a 69 kV e demanda contratada maior que 3 MW.

³ A desverticalização proporcionada pelo Decreto exigiu que as concessionárias de energia se desmembrassem em transmissão, distribuição, comercialização e geração.

empresa primeiramente, tem que estimar toda a demanda de energia elétrica. Dado que a compra de energia representa aproximadamente 53%, dos custos totais de uma concessionária, qualquer desvio pode resultar em grandes prejuízos para a empresa.

Isto justifica a necessidade de modelos de demanda de energia com máximo grau de precisão. Pois além de reduzir o risco de pagamento de penalidade, um modelo preciso, também pode proporcionar investimentos prudentes e modicidade tarifária (tarifa justa). Por que a previsão de demanda de energia também é subsídio para o planejamento dos investimentos em redes e subestações, como também para a formação do fator X no processo de revisão tarifária.

Em geral, as concessionárias de energia, inclusive a empresa em estudo, utilizam método de regressão múltipla, utilizando modelos abertos por classes de consumo e níveis de tensão. Estes modelos demandam muito tempo de análise para construção, pois utilizam um número expressivo de variáveis exógenas.

Já este estudo parte da premissa de trabalhar com a demanda de energia total, utilizando o menor número de variáveis. Diante dos diversos métodos estudados foi aplicado nesta dissertação, método de Cointegração (Modelo de Correção de Erro Vetorial, conhecido como VEC) e ARIMA (Modelo Box-Jenkins), por dois motivos: primeiro porque foi o método mais parcimonioso e com igual eficiência, se comparado com o método adotado pela distribuidora em estudo. Segundo porque existe uma orientação do órgão regulador, de adotar

este método para previsão da demanda de energia. A ANEEL, na Nota Técnica SRE 351/2007 anexo IV, orienta as concessionárias a utilizar, entre outros, os métodos VEC e Box-Jenkins, para previsão da demanda de energia, no processo de Revisão Tarifária.

Portanto, o objetivo deste estudo foi gerar um modelo de previsão de demanda de energia elétrica, com base mensal, que utilizando 03 variáveis, conseguisse obter resultados semelhantes aos modelos adotados pela concessionária de energia. Isto se faz relevante porque aperfeiçoa os processos internos da empresa, gera um modelo mais simplificado, mais rápido, disponibilizando aos analistas e gestores mais tempo para as análises dos resultados e tomada de decisão do que para construção das previsões.

Na elaboração do modelo, o método de Cointegração foi utilizado para o cálculo da elasticidade-renda e elasticidade-preço. Nesta etapa foi adicionada a variável temperatura, tendo em vista que a área de concessão da ESCELSA apresenta forte sazonalidade provocada pela variação da mesma nos diferentes meses do ano.

Para o cálculo da elasticidade-renda, foi utilizado o PIB Brasil com as devidas interpolações mensais, demonstradas na seção 4. Para o cálculo da elasticidade-preço, foi utilizada a tarifa média ponderada⁴ por classe de consumo.

⁴ Sobre a aplicação de qual tarifa usar, vale ressaltar que existem diversos outros trabalhos que discutem quanto à utilização da tarifa média ou da tarifa marginal como *Proxy* para o cálculo da elasticidade preço. Para este estudo, a tarifa média ponderada por classe de consumo teve mais coerência quanto à hipótese e resultado obtido.

Na análise das elasticidades, foi verificado que as mesmas resultaram nos sinais esperados e atenderam as hipóteses iniciais com base na teoria do consumidor.

Com o resultado das elasticidades, foi feita uma estimativa das variáveis PIB, Tarifa e Temperatura para o ano de 2008, utilizando método Box-Jenkins, e posteriormente foi realimentado o modelo de cointegração com estas estimativas para que fosse gerado o valor da demanda de energia para o referido ano.

Com o valor da demanda de energia calculada pelo modelo, o mesmo foi comparado com os estudos internos da Concessionária. Os resultados desta comparação indicam que o valor estimado pelo modelo encontra-se dentro dos cenários de referência da empresa, que são construídos através de projeção aberta por classe de consumo e nível de tensão. Esta proximidade demonstrou que o objetivo do estudo foi alcançado, dado que, mesmo utilizando um modelo mais parcimonioso, a projeção ficou próxima da metodologia aplicada pela concessionária.

Cada etapa dos processos sintetizados acima está estruturada em seções da seguinte forma: Na seção 2 tem-se uma justificativa que exemplifica o potencial de prejuízo dada uma projeção ineficiente. Na seção 3 a contextualização, abordando a regulamentação do setor e o processo de formação tarifária. Na seção 4 são demonstrados alguns dos estudos anteriores, complementados no apêndice 03. Na seção 5 são descritos a origem dos dados utilizados para análise, além da forma de tratamento realizada. Na seção 6 é

realizado o cálculo da elasticidade-renda e elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, com base no modelo de cointegração.

Com as elasticidades calculadas, são realizadas as modelagens probabilísticas das variáveis independentes na seção 7. Na seção 8 são feitas as estimativas para 2008, com base nos modelos probabilísticos especificados. Na seção 9 são feitas as análises quanto ao ajustamento da previsão, através da aplicação do modelo VEC para os meses já realizados de julho de 2007 a dezembro de 2007, e verificado o desvio em relação à demanda de energia realizada. A seção 10 é feita à previsão da demanda de energia para o ano de 2008 que posteriormente é comparada com os estudos internos da empresa na seção 11. Por fim a seção 12 traz as observações finais e as limitações do estudo.

2. JUSTIFICATIVA

No intuito de exemplificar o potencial de prejuízo que pode ocorrer, resultado de uma previsão com grandes desvios, esta justificativa demonstra dois casos explicativos. O primeiro resulta em perdas provocadas por subcontratação e o segundo, em perdas resultantes de desvio por sobrecontratação, ambos tendo como base uma estimativa para o ano de 2008, de uma concessionária hipotética.

1ª Caso: 1% de Subcontratação

Considerando uma carga prevista, de uma concessionária hipotética, para o ano de 2008, de 6.000 GWh, e analisando um cenário de subcontratação de 1%, ou seja, se a Concessionária estivesse 99% contratada (5.940 GWh) e 1% descontratada (60 GWh).

Nesse caso, a Distribuidora sofreria **além dos custos adicionais para compra de energia, penalidade sobre o montante descontratado**, valorado com base no VR⁵ (Valor de Referência – R\$/MWh 84,70), sendo que essa penalidade não seria repassada para a Tarifa.

⁵ O VR foi definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e foi alterado recentemente pelo Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006, que estabelece no artigo 35, os valores da VR para os anos de 2005 a 2008. I) Para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos. II) Para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos. No Artigo 46 também estabelece que o VR seja reajustado pela correção monetária prevista nos

Para o ano de 2008, a Concessionária hipotética, teria a seguinte penalidade, sem repasse, demonstrada na tabela 01.

Tabela 01 – Cálculo Hipotético de Penalidade por Subcontratação.

1 – Carga “Realizada” em 2008	6.000.000 MWh
2 – Contrato	5.940.000 MWh
3 – Carga exposta no curto prazo (compra)	-60.000 MWh
4 – Valor de Referência	R\$/MWh 139,44
5 – Valor da Penalidade (3 x 4)	R\$ 8.366.400,00

Além disso, a concessionária ficaria exposta às variações de PLD⁶ (Preço de Liquidação de Diferenças da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), na compra da exposição no curto prazo, impactando em seu fluxo de caixa, principalmente se o PLD estiver superior à Tarifa Média de Venda da Empresa.

2ª Caso: 1% de Sobrecontratação

No caso de sobrecontratação, a penalidade não é calculada por um valor específico. A penalidade se dá pela exposição da Concessionária ao risco de mercado, ou seja, pela sua exposição no curto prazo, que é precificada pelo PLD. O gráfico 01 demonstra a volatilidade do PLD desde 2004, quando foi instituído.

CCEAR (ambiente de contratação regulado) visando manter seu valor econômico. Os valores do VR são:

Valores do VR: **VR 2005 - R\$ 62,10** - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2005. **VR 2006 - R\$ 69,98** - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2006. **VR 2007 - R\$ 84,70** - Conforme Ofício nº 014/2007-SEM/ANEEL, de 14 de fevereiro de 2007, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2007. **VR 2008 - R\$ 139,44** - Conforme Ofício nº 031/2008-SEM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2008, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2008.

⁶ O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. A formação do preço se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional, através dos sistemas sinercom e newave. O valor do PLD é semanal e também leva em conta o Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado e patamar de carga.

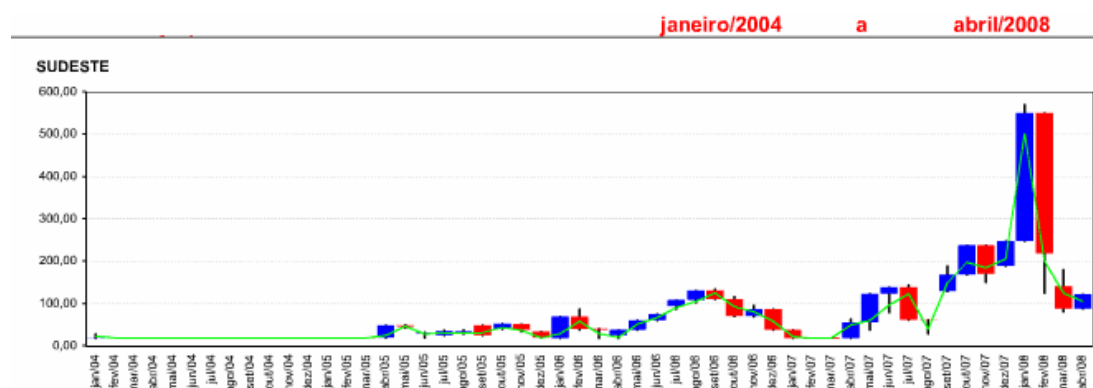


Gráfico 01 – Variação do PLD de Janeiro de 2004 a Abril de 2008

Nota: Gráfico elaborado pela Superintendência de Planejamento Energético da ESCELSA

A tabela 02 demonstra algumas estatísticas descritivas das variações do PLD Médio para os anos de 2006 e 2007. O coeficiente de variação do PLD revela um grande desvio das médias mensais em relação à média anual.

Tabela 02 – Estatística sobre os Valores Médio do PLD – R\$/MWh.

Ano	MÉDIA	Desvio Padrão	Coeficiente Variação (%)
2006	67,30	32,39	48%
2007	96,96	72,73	75%

Em 2008, o PLD médio de janeiro foi de 502,00 R\$/MWh e em abril o PLD médio (até a 2º semana) foi 90,75 R\$/MWh, uma amplitude de 411,25 R\$/MWh em 4 meses.

O segundo caso considera uma carga prevista, para o ano de 2008, de 6.000 GWh e findo o ano ocorreu um cenário de sobrecontratação de forma que a Concessionária hipotética estivesse com 104% de sobrecontratação.

Para o ano de 2008, a Concessionária hipotética, teria a seguinte penalidade, sem repasse:

Tabela 03 – Cálculo Hipotético der Sobrecontratação.

1 – Contrato	6.000.000 MWh
2 – Carga “Realizada” em 2008	6.250.000 MWh
3 – Carga exposta no curto prazo (venda)	+250.000 MWh
4 – Carga exposta sem repasse para tarifa	+ 62.500 MWh
5 – Tarifa Média de Compra de Energia ⁷	R\$/MWh 130,00
6 – PLD (PLD médio, 1º e 2º semana abril/08, subsistema sudeste)	R\$/MWh 105,00
7 – Perda sem repasse para tarifa (4 x (5 – 6))	R\$ 1.562.500,00

O tabela 03 apresenta que o valor de 250.000 MWh teria que ser liquidado no curto prazo, ao PLD de 105,00 R\$/MWh, o que resultaria no valor de R\$ 26.250.000,00. Porém, o custo da compra foi de (250.000 x 130) R\$ 32.500.000,00. O que gera um prejuízo total de R\$ 6.250.000,00. Deste prejuízo total, o valor correspondente até 3% (R\$ 4.687.500,00) é repassado para tarifa; acima disto (R\$ 1.562.500,00) não ocorre repasse.

De forma simplificada, ressalta-se a importância, de ferramentas e metodologias que proporcionem resultados de projeções cada vez mais acurados, minimizando os desvios, para balizamento dos especialistas nas tomadas de decisões.

⁷ Tarifa Média de Compra das concessionárias tendo como base os leilões dos últimos 12 meses.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO

Num ambiente de monopólio natural e mercado regulado, os principais concorrentes não são outras empresas e sim sua estratégia de atuação. A Empresa além de atender o regulador também tem que se tornar atrativa para o investidor. Nesse sentido, o planejamento de mercado necessita de previsões acertadas, que possam reduzir o risco de perdas no curto e no longo prazo.

Estas previsões devem considerar a estrutura de mercado, pois não existe um referencial teórico específico para análise de elasticidade em monopólios naturais, como o do Setor Elétrico. Dessa forma, as elasticidades utilizadas têm que ser bem analisadas, pois podem repercutir em erros de aplicação, se não forem avaliados todos os comportamentos que levaram ao resultado.

Assim, analisando a estrutura de mercado, verifica-se que além de um amplo mercado consumidor, a formação do preço, ou seja, da tarifa, é determinada pelo Governo, através da ANEEL, com base nos reajustes tarifários e nas revisões periódicas.

Os reajustes tarifários acontecem anualmente exceto nos anos em que ocorrem as revisões tarifárias, sendo mecanismos de reajustes dos custos não

gerenciáveis como também atualização dos custos gerenciáveis⁸, repassando para tarifa vigente o percentual de reajuste.

Já a revisão tarifária, que ocorre em média a cada 4 anos, tem foco bem mais amplo, como atualização da base de remuneração, pelo método de custo de reposição a valor de mercado⁹, e projeções de crescimento para o próximo ciclo tarifário que é utilizado para o cálculo do fator X. O resultado da análise gera uma nova tarifa¹⁰ por classe de consumo e nível de tensão¹¹ que será repassada aos consumidores cativos e livres da concessionária.

Tendo em vista que na revisão tarifária as projeções da demanda de energia por classe de consumo são *input* para definição do fator X, um desvio positivo dessas previsões sobre dimensiona o fator X, que deduz do IGP-M no reajuste da tarifa, gerando perda para a concessionária, e o inverso ocorre caso o desvio seja negativo.

⁸ Os custos gerenciáveis, ou parcela B, agregam os serviços diretos prestados pela empresa (custos operacionais, cota de depreciação, Remuneração do Investimento.). O reajuste desta parcela, advém de uma empresa de referência com estrutura semelhante da empresa em questão. Os custos não gerenciáveis, ou parcela A, agregam os custos de transmissão e compra de energia como também as obrigações setoriais. Proporcionalizando as duas parcelas, em média a parcela A contribui com 25% dos custos e a Parcela B com 75%.

⁹ Resolução 234/2006

¹⁰ Para encontrar a tarifa para o próximo ciclo tarifário são realizados dois cálculos, o primeiro calcula o valor do reposicionamento tarifário, verificando qual o valor cobri os custos gerenciáveis e não gerenciáveis e a remuneração estipulada pela agência. Já o segundo calcula o fator X (fator que repassa os ganhos de produtividade ao consumidor, pois deduz do IGP-M utilizado nos reajustes futuros)

¹¹ Entendem-se como classe de consumo as classes: Residencial, Industrial, Comercial, Rural, Serviço Público, Iluminação Pública e Poder Público, e nível de tensão: A2 ligados a partir de 138 kV, A3 ligados a partir de 69kV, A3a a partir de 34,5kV, A4 ligados a partir de 15kV e BT os abaixo de 15kV, conforme **RESOLUÇÃO Nº 249**, DE 01 DE FEVEREIRO DE 1999

Como o preço é regulado, uma boa previsão da demanda de energia é necessária para formação de uma tarifa módica, evitando prejuízos posteriores. Dessa forma, demonstra-se a importância da previsão da demanda por energia, que além de subsidiar a compra de energia, subsidia a formação do preço.

No intuito de buscar conhecimento sobre metodologias de previsão de demanda de energia, foram pesquisados, a nível internacional e nacional, estudos nesta linha, relatados na seção 4.

4. ESTUDOS ANTERIORES

Grande parte dos artigos publicados na área relaciona a série histórica de demanda de energia com variáveis macroeconômicas. Na maioria dos estudos publicados, verificou-se que Houthakker (1951) foi considerado o primeiro artigo publicado nesta linha de pesquisa, elaborando estimações sobre a demanda total de energia nas províncias na Grã-Bretanha, no período 1938-1948.

Este artigo faz argumentação sobre a utilização da tarifa para conter os picos de demanda máxima na Grã-Bretanha. Ressalta as diferenças entre tarifa *flat* e *múltipla*¹² e demonstra que uma tarifa “*two-parts*” deveria ser aplicada para estabilizar as variações de utilização da carga em períodos distintos visando reprimir os picos de demanda que ocasionam maior investimento na expansão do Sistema.

Outros artigos internacionais muito referenciados são:

Anderson (1973) estima a demanda de energia da classe residencial da Califórnia, utilizando um período de 1947 a 1969, em função das variáveis: renda per capita e custo marginal da eletricidade, através de quatro métodos econométricos distintos.

Taylor (1975) faz uma pesquisa abrangente de estudos sobre demanda de energia. Utiliza um modelo que correlaciona características do comportamento do

¹² Equivale a tarifa convencional (uma tarifa para todo período) e horo-sazonal (tarifas diferentes para cada patamar de carga) da regulamentação brasileira.

consumidor em relação ao preço e à renda, para formação da demanda por energia.

As publicações brasileiras trazem como principais referências três artigos:

Modiano (1984), primeiro no Brasil a estimar a elasticidade-renda da demanda de energia para as principais classes de consumo (residencial, comercial e industrial), utilizando modelo econométrico Mínimos Quadrados Ordinários, com correção para correlação serial.

Andrade e Lobão (1997) estimaram a demanda da classe residencial no Brasil, utilizando uma série anual de 1963 a 1995, por meio de 3 modelos distintos, sendo o melhor dos modelos, em suas conclusões, o que utiliza o método do Vetor de Correção de Erros (VEC).

Schmidt e Lima (2002) utilizaram série de 1969 a 1999, da demanda de energia do Brasil em função da Tarifa Média e do Rendimento Médio, para as classes Residencial, Industrial e Comercial, empregando 03 métodos distintos, entre eles o modelo VEC, que também foi considerado o melhor método, na opinião dos autores.

Analisando desde o ponto de partida da pesquisa, em 1951 com Houthakker até 2006 quando a pesquisa por estudos da demanda de energia foi finalizada, ou seja, nessa linha do tempo de mais de 55 anos, é importante destacar como foi o processo de adoção de ferramentas para estimação da demanda por energia, demonstrado na tabela 04.

Tabela 04 – Evolução da Adoção dos Métodos de Projeção a partir de 1950.

ANO MÉTODO			
1951	OLS		
1971	OLS		
1973	OLS		
1975	OLS		
1977	OLS	LOGIT	
1979	OLS		
1984	OLS		VAR
1984	OLS		VAR
1997	OLS	Cointegração - VEC	VAR VARIÁVEL INSTRUMENTAL
1997		Cointegração - VEC	DOLS
1999		Cointegração - VEC	
2000		Cointegração - VEC	ARMA
2000		Cointegração - VEC	
2001			ARIMA
2002	OLS	LOG-LOG	
2002		Cointegração - VEC	VAR
2003		Cointegração - VEC	
2004			Equações simultâneas
2005		Cointegração - VEC	VAR
2005		Cointegração - VEC	
2006			ARIMA Filtros de Kalman

Pode-se perceber que no início do período o método mais utilizado foi o de mínimos quadrados (OLS) e posteriormente foi sendo substituído pelo método de cointegração, que nos anos mais recentes é a ferramenta mais utilizada.

Os demais artigos pesquisados, que tratam da projeção da demanda de energia elétrica, publicados em diversos países são demonstrados no apêndice 02, que traz uma tabela com os resultados dos modelos empregados.

5. DADOS E HIPÓTESES DO MODELO

a. Dados

O Grupo de gráficos, denominado Gráfico 02, exibe mensalmente como a demanda de energia da ESCELSA, o PIB Brasil, a Tarifa Média Ponderada e a Temperatura evoluíram no período em análise¹³.

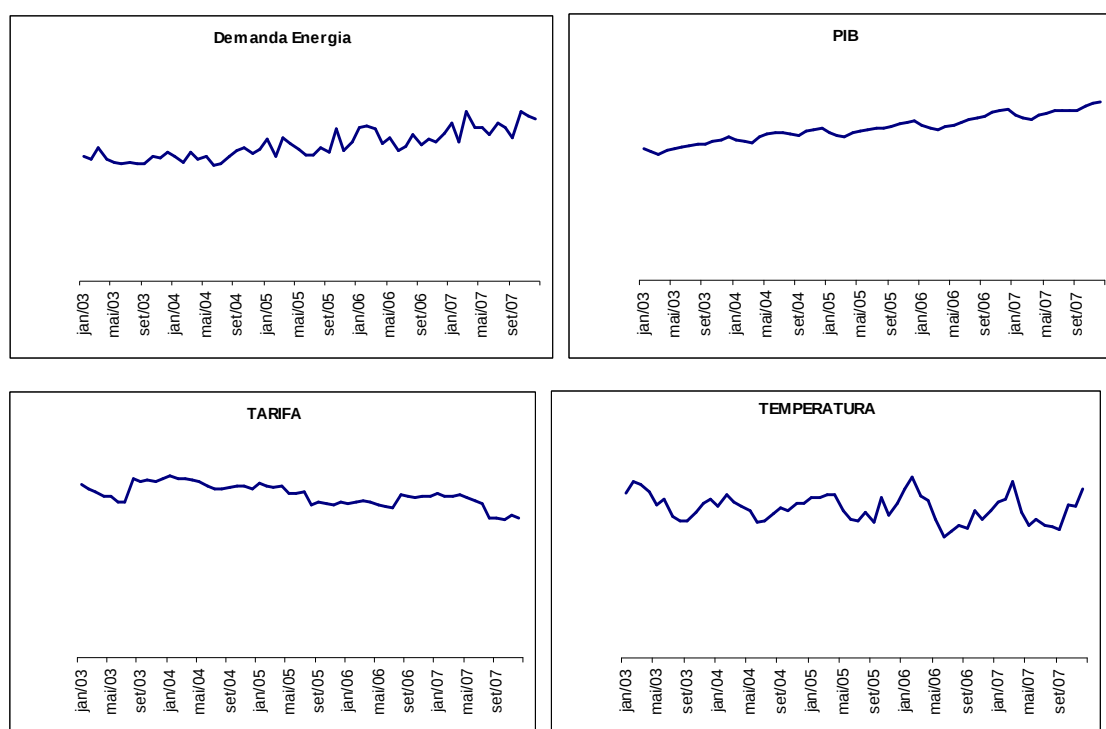


Gráfico 02 – Séries Utilizadas para Previsão da Demanda de Energia

b. Tratamento dos Dados

Quanto aos dados, foram utilizados as seguintes fontes e tratamentos:

¹³ Os valores do eixo Y foram ocultados para resguardar a concessionária.

Demanda de Energia: utilizados dados mensais de janeiro de 2003 a dezembro de 2007. A demanda de energia utiliza valores logaritmizados do consumo, em MWh. A série também contempla a exclusão de todos os clientes que estão na condição “livres” em dezembro de 2007. A fonte dos dados é da ESCELSA.

PIB a preços de mercado: utilizada série trimestral a preços de mercado do PIB e mensalizada utilizando curvas de ajustamento lineares para interpolação entre os pontos trimestrais e formação do PIB Brasil Mensalizado. Posteriormente, essa série mensalizada é deflacionada pelo IPC-FIPE e logaritmizada. A fonte dos dados nominais é do Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada – IPEA.¹⁴

Tarifa Média Ponderada: utilizada a tarifa média ponderada de todas as classes de consumo, com base nas Notas Técnicas das revisões e reajustes tarifários da ESCELSA, emitidas pela ANEEL, para o período em análise. Posteriormente os valores foram deflacionados pelo IPC-FIPE e logaritmizados. A fonte dos dados nominais é da ESCELSA e ANEEL.

Temperatura: utilizada a temperatura média mensal, disponibilizada em gerenciador de dados da Empresa, e também utiliza a série logaritmizada. A Fonte dos dados é a ESCELSA.

¹⁴ Disponível em <http://www.ipeadata.gov.br>

c. Premissa e Hipóteses do Modelo

Para os consumidores ligados à rede de distribuição, assume-se a premissa que toda a quantidade de energia elétrica por eles demandada é efetivamente fornecida. De uma forma geral, ou para grande parte dos consumidores, admite-se que não exista o problema de demanda reprimida e que a oferta do serviço seja infinitamente elástica. Com essa premissa, pode-se utilizar a quantidade consumida com uma boa aproximação para a previsão da demanda de energia.

Adicionalmente, espera-se que a temperatura tenha uma correlação positiva com a demanda de energia, ou seja, a elasticidade-demanda da temperatura, que mede a variação da quantidade demandada de energia dada certa variação na temperatura, será positiva. Esta premissa faz-se necessária, pois a temperatura é uma variável de controle, ou seja, que controla as variações mensais que ocorrem dentro de cada ano, dado que as séries são mensais.

A formação das hipóteses tem como sustentação teórica a teoria do consumidor, mais precisamente na teoria da elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda¹⁵. Com base nesta teoria, pode-se inferir:

a) Em conformidade com a teoria, a elasticidade-preço mede a variação na quantidade demandada de energia dada certa variação no preço. Sendo

¹⁵ Maiores informações sobre esta teoria vide: Pindyck & Rubinfeld (2005), Varian (2006), Besanko e Braeutigam (2004) ou Ferguson (1996)

assim, a tarifa média ponderada deverá impactar negativamente na demanda de energia.

b) A elasticidade-renda mede a variação na quantidade demandada dada certa variação na renda. Como *proxy* da renda, foi utilizado o PIB Brasil, e este deverá impactar positivamente na demanda de energia.

6. CÁLCULO DAS ELASTICIDADES RENDA, PREÇO E TEMPERATURA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A função não-linear utilizada é a de COBB-DOUGLAS, o que permite, com a linearização, o cálculo direto das elasticidades.

$$C_t = A Y_t^\alpha P_t^\beta T_t^\delta \quad (1)$$

$$\alpha > 0, \beta < 0, \delta > 0$$

Onde:

A: Constante do modelo

C_t : Demanda de energia elétrica no tempo t;

Y_t : PIB Brasil no tempo t;

P_t : Tarifa Média Ponderada de energia elétrica no tempo t;

T_t: Temperatura Média no tempo t.

Para linearização do modelo, foram utilizados os logaritmos das séries, resultando na seguinte função de regressão amostral:

$$\ln(C_t) = A + \alpha \ln(Y_t) + \beta \ln(P_t) + \delta \ln(T_t) + u_t \quad (2)$$

Sendo:

ln(C_t) : logaritmo da série da Demanda de Energia.

ln(Y_t): logaritmo da série do PIB Brasil.

ln(P_t): logaritmo da série da Tarifa Média Ponderada.

ln(T_t) : logaritmo da série da Temperatura Média no tempo t.

A função detalhada acima foi utilizada para determinação do Vetor resultante do modelo de cointegração, que será descrito nos subitens desta seção.

6.1. MODELO DE COINTEGRAÇÃO

O modelo utilizado para o cálculo das elasticidades é o Modelo Vetor de Correção de Erros – VEC, que é uma solução a uma restrição do Vetor Auto Regressivo (VAR) para lidar com séries não estacionárias.

O sistema VAR implica que as séries sejam estacionárias do tipo: $C_t = A_0 + A_1 X_{t-1} + \varepsilon_t$. Já no sistema VEC parte-se da premissa que as séries são não estacionárias e de mesma ordem do tipo: $\Delta C_t = A_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1} + v_t$.

Onde: ΔX_t é o vetor das diferenças das variáveis endógenas, ε_{t-1} é a relação de cointegração em t-1, e o mesmo (ε_{t-1}) é o coeficiente de ajustamento da equação de correção dos erros, ou seja, $\varepsilon_{t-1} = C_{t-1} - VAR(p)$.¹⁶

A Modelagem do Vetor de Correção dos Erros segue os embasamentos teóricos de Engle e Granger (1987), Enders (1995), Johansen (1991, 1998) e Johansen e Juselius (1990). A aplicação seguirá as seguintes etapas:

1ª) analisar se as séries possuem a mesma ordem de integração, embasado por Engle e Granger (1987);

¹⁶ Maiores informações sobre o modelo podem ser encontradas em: Hamilton (1994), Greene (2003) e Pindyck & Rubinfeld (1998), Berndt (1991).

2ª) caso positivo, verificar a defasagem das séries para especificação correta do Vetor Auto Regressivo (VAR) e presença ou não de termos determinísticos, a serem incluídos na série como constante, tendências ou variáveis dummies, com base nos estudos de Enders (1995);

3ª) Determinada a correta especificação, realizar os testes λ -traço e λ -máximo, propostos por Johansen (1991, 1998) e Johansen e Juselius (1990), para verificar a presença de vetores de cointegração.

4ª) Incluir os termos de correção de erros vetoriais, especificados por Engle e Granger (1987), que determinarão a magnitude do desvio de curto prazo e a condução dos mesmos para o equilíbrio de longo prazo.

6.2. TESTE RAIZ UNITÁRIA

Para verificar a tendência não determinística, será necessário efetuar o teste de raiz unitária, através do teste ADF (Dickey-Fuller Aumentado)¹⁷. Os dados são apresentados na tabela 05:

Tabela 05 - Teste de Raiz Unitária (ADF)

Série	Equação de Teste	Número de Defasagens	Estatística de Teste (ADF)	Valor Crítico	
				5%	1%
$\ln C_t$	Constante	1	-1,263339	-2,921631	-3,548208
$\Delta \ln C_t$	Sem Constante e Tendência	0	-13,44711	-1,946549	-2,605442
$\ln Y_t$	Constante	9	-0,889477	-2,921175	-3,568308
$\Delta \ln Y_t$	Constante e Tendência	8	-6,077081	-3,502373	-4,152511
$\ln P_t$	Constante	1	-1,190724	-2,911730	-3,546099
$\Delta \ln P_t$	Constante	0	-8,091782	-2,912631	-3,548208
$\ln T_t$	Sem Constante e Tendência	1	-0,048219	-1,946447	-2,604746
$\Delta \ln T_t$	Sem Constante e Tendência	0	-8,283745	-1,946549	-2,605442

¹⁷ Para maior esclarecimento sobre o teste, vide texto base: Dickey e Fuller (1981), além de Hamilton (1994), e Enders (1995).

Conforme verificado nos testes, as séries em nível indicam presença de raiz unitária de ordem $I(1)$. São, portanto, não estacionárias, devendo ter um componente diferencial (d) de 1ª ordem, indicando um possível vetor de cointegração.

Aqui se analisa a inferência de Raiz Unitária na variável temperatura. Nos artigos Romilly (2005) Vogelsang e Fomby (2002), Harvey e Mills (2002) e Seater (1993) também foram encontradas raízes unitárias nas séries de temperatura média.

Vale ressaltar que, neste estudo, a variável temperatura utiliza pouco histórico (jan.2003 a dez.2007) e isto pode gerar uma inferência não conclusiva de que verdadeiramente a temperatura tenha raiz unitária. Mas, para fins da aplicação do modelo VEC, foi utilizado o resultado do teste ADF,¹⁸ que também não é muito robusto em relação a outros existentes.

Por fim, no apêndice 2 é executado um modelo de regressão de mínimos quadrados ordinários sem cointegrar as séries, para evitar questionamentos quanto à raiz unitária da temperatura.

Voltando ao VEC, na segunda etapa da construção objetiva-se construir um vetor auto-regressivo, e para tanto é necessário analisar a defasagem do vetor e se o mesmo comporta componentes determinísticos como tendência e constante.

¹⁸ Se a série de temperatura for dessazonalizada e for executado novamente o teste ADF o resultado rejeitaria a hipótese nula de existência de raiz unitária.

Primeiramente, para executar o vetor auto-regressivo é preciso definir o número de defasagens, que foi calculado com base nos critérios de informação de Hannan-Quinn e Schwarz, vistos na tabela 06.

Tabela 06 - Definição do Número de Defasagens do VAR

Defasagens (p)	Hannan-Quinn	Schwarz	Teste de Significância
0	-10,63491	-10,72444	Não significativo
1	-14,51715*	-14,96482*	Significativo
2	-13,87924	-14,68504	Significativo

Conforme demonstrado, tanto pelo teste de Hannan-Quinn, quanto para o teste Schwarz, **a ordem de defasagem do vetor de cointegração é igual a 1**. Para inclusão ou não dos termos determinísticos, fez-se o mesmo teste, embasado em Enders (1995).

Enfim, o vetor auto-regressivo que obteve a solução ótima incluiu uma constante (π) e não inclui uma tendência. Desta forma, a função do vetor especificado segue:

$$\begin{bmatrix} Ct \\ Yt \\ Pt \\ Tt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11}LnC_{t-1} & a_{12}LnY_{t-1} & a_{13}LnP_{t-1} & a_{14}LnT_{t-1} \\ a_{21}LnC_{t-1} & a_{22}LnY_{t-1} & a_{23}LnP_{t-1} & a_{24}LnT_{t-1} \\ a_{31}LnC_{t-1} & a_{32}LnY_{t-1} & a_{33}LnP_{t-1} & a_{34}LnT_{t-1} \\ a_{41}LnC_{t-1} & a_{42}LnY_{t-1} & a_{43}LnP_{t-1} & a_{44}LnT_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1t} \\ \varepsilon_{2t} \\ \varepsilon_{3t} \\ \varepsilon_{4t} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Passando para a terceira etapa, é necessário calcular a ordem de **cointegração** do vetor auto-regressivo, verificando se o mesmo possui uma relação de longo prazo entre as variáveis especificadas no modelo¹⁹.

Os testes que analisam a presença de relação de longo prazo e indicam a ordem desta integração estão embasados no artigo de Johansen e Juselius

¹⁹ Para maior detalhe sobre a técnica e formulação, vide Johansen (1998).

(1990), por meio da formulação do teste do λ -Traço e λ -máx (*eigenvalue*). A tabela 05 apresenta os valores do λ -Traço.

Tabela 07 – Teste λ -Traço para Cointegração

Hipótese Nula (H_0)	Hipótese Alternativa (H_1)	Estatística do Teste	Valor Crítico	
			5%	1%
$r=0$	$r>1$	55,52347	47,21	54,46
$r\leq 1$	$r>1$	22,86319	29,68	35,65
$r\leq 2$	$r>2$	8,578178	15,41	20,04

Analizando a tabela 07, com o teste do λ -traço, pode-se verificar que a hipótese nula de ausência de cointegração é rejeitada aos níveis de significância de 5% e 1%, ocorrendo o oposto com as hipóteses posteriores, o que resulta em **evidências de que exista um vetor de cointegração**. A tabela 08 apresenta os valores do teste λ -máx.

Tabela 08 – Teste λ -Máximo²⁰ para Cointegração

Hipótese Nula (H_0)	Hipótese Alternativa (H_1)	Estatística do Teste	Valor Crítico	
			5%	1%
$r=0$	$r=1$	32,66028	27,07	32,24
$r=1$	$r=2$	14,28501	20,97	25,52
$r=2$	$r=3$	8,464426	14,07	18,63

Analizando a tabela 08, que apresenta o teste λ -máximo, conclui-se que também **existem evidências de um vetor de cointegração** comparado aos níveis de significância de 5% e 1%. Portanto, com base nos testes acima, pode-se inferir a presença de um vetor de cointegração resultando num equilíbrio de longo prazo entre as variáveis endógenas do modelo.

²⁰ Refere-se ao teste do máximo autovalor encontrado na cointegração conjunta das séries.

Executando o vetor com equação de cointegração normalizada para as séries compostas pelo modelo, temos os resultados apresentados na tabela 09:

Tabela 09 – Coeficientes do Vetor de Cointegração Normalizado

C_t	π	Y_t	P_t	T_t
1,00000	1,412	-0,982455 (0,08422)	0,391546 (0,10210)	-0,231611 (0,06518)

Nota: os valores entre parênteses referem-se aos desvios-padrões dos coeficientes

A relação de cointegração relativa à demanda de energia elétrica da área de concessão da ESCELSA e seus determinantes no longo prazo será:

$$C_t = 1,412 + 0,982455Y_t - 0,391546P_t + 0,231611T_t \quad (4)$$

A equação acima demonstra que os sinais são os esperados para elasticidade-preço e elasticidade-renda embasada pela teoria do consumidor e os coeficientes são significativos, ao nível significância de 5%, com base nos desvios-padrões dos coeficientes.

As elasticidades podem ser calculadas diretamente, tendo em vista a praticidade das séries estarem em logaritmo em ambos os lados da equação. Assim, os coeficientes α , β e δ , são respectivamente: elasticidade-renda, elasticidade-preço e elasticidade-demanda da temperatura, analisadas abaixo.

O coeficiente de inclinação α resultou em 0,9824 e significa que, *coeteris paribus*, se o PIB sofrer uma variação positiva de 1%, o consumo sofrerá um aumento de 0,9824 %. Tais resultados coincidem com as expectativas *a priori*.

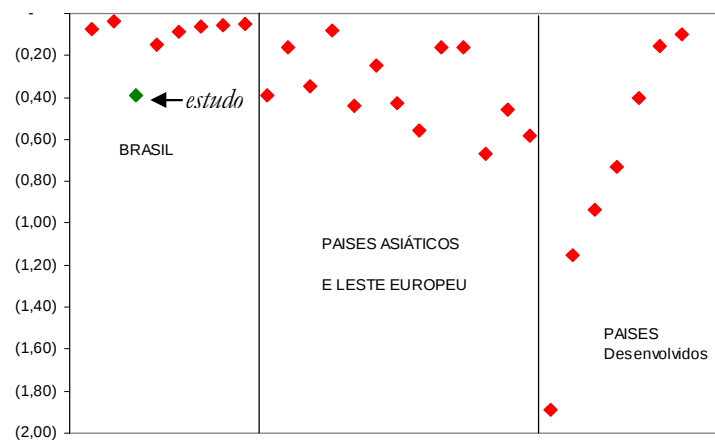
O coeficiente de inclinação β resultou em -0,391546 e significa que, *coeteris paribus*, se a TARIFA sofrer uma variação positiva de 1%, o consumo sofrerá um decréscimo de 0,391546 %. Como este coeficiente é inferior a uma unidade, resulta numa certa inelasticidade do consumidor em relação ao preço da energia.

O coeficiente de inclinação δ resultou em +0,231611 e significa que, *coeteris paribus*, se a TEMPERATURA variar de 1%, o consumo sofrerá um aumento de 0,231611 %. Este aumento da demanda em função da temperatura parece razoável devido à sazonalidade verificada nesta área de concessão, apesar do resultado ter sido razoavelmente inelástico.

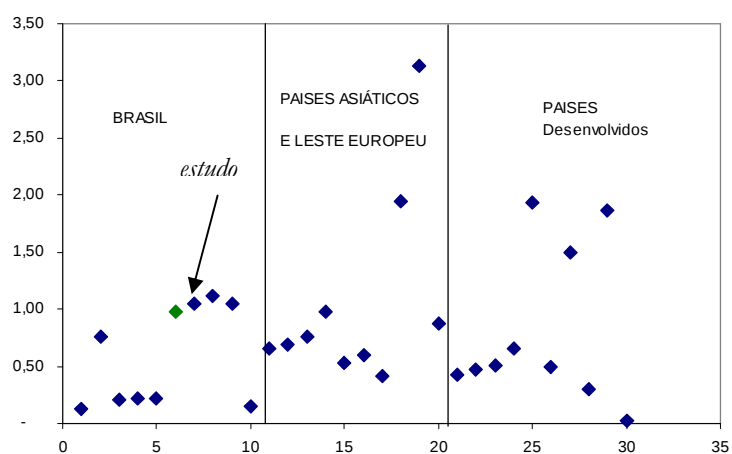
6.3 COMPARAÇÕES

Os Gráficos 03 e 04 comparam os resultados das elasticidades-preço e elasticidade-renda, calculadas neste estudo, com os artigos pesquisados na seção 03 de estudos anteriores.

No Gráfico 03 são comparados os valores das elasticidades-preço. Pode-se perceber que o valor deste estudo, em destaque, encontra-se abaixo dos valores de elasticidade-preço dos artigos brasileiros, o que pode ter sido reflexo de diversos fatores como: período analisado, série mensalizada, objeto de estudo entre outros.



Já no gráfico 04 a comparação é da elasticidade-renda, cujo valor do estudo, em destaque, ficou próximo dos demais valores pesquisados, o que não significa que a elasticidade possa ser comparada, em absoluto, tendo em vista as limitações quanto ao modelo, série, período, dentre outras diferenças que possam existir entre os diversos artigos pesquisados.



6.4 CORREÇÃO DOS ERROS VETORIAIS

Com base em Engle e Granger (1987) e objetivando realizar previsões da demanda por energia da ESELSA, foi executado o modelo de correção dos erros vetoriais para analisar a relação de equilíbrio no longo prazo e determinar qual seria a ordem de ajustamento do modelo no curto prazo caso ocorressem choques no modelo.

Isso é importante, pois determina qual seria o tempo máximo para que as variáveis retornassem ao equilíbrio de longo prazo. O mecanismo de correção dos erros liga o desequilíbrio no curto prazo ao equilíbrio inicial.

No caso da demanda de energia elétrica, o termo de correção será $\Delta C_t = \alpha u_{t-1} + v_t$, que resulta no vetor $\Delta C_t = \alpha u_{t-1} + \Lambda + \beta \Delta C_{t-1} + \delta \Delta Y_{t-1} + \phi \Delta P_{t-1} + \gamma \Delta T_{t-1} + v_t$.

Onde: ΔC_t é a série da demanda de energia diferenciada, α é o coeficiente de ajustamento do vetor de correção dos erros (u_{t-1}), Λ é a constante do modelo de correção dos erros e, $(\beta \Delta C_{t-1} + \delta \Delta Y_{t-1} + \phi \Delta P_{t-1} + \gamma \Delta T_{t-1} + v_t)$ é o vetor auto-regressivo na primeira defasagem.

A tabela 10 demonstra os valores encontrados na aplicação do modelo de correção dos erros (VEC):

Tabela 10 – Estimativa do Modelo VEC para ΔC_t

Variável Explicativa	Coefficiente	Estatística ²¹
u_{t-1}	-0,804856 (0,16371)	$R^2 = 0,599$ $R^2_{ajustado} = 0,560$
Constante – Λ	0,012969 (0,00692)	$F(\text{prob}) = 0,000$

Nota: a estatística entre parênteses refere-se ao desvio-padrão

²¹ As estatísticas correspondem ao grau de ajustamento do modelo (R^2 e $R^2_{ajustado}$) e a hipótese de que os parâmetros obedecem a um ajustamento linear.

Analisando as estatísticas do vetor de correção dos erros pode-se inferir que:

- Quanto aos coeficientes do vetor de correção dos erros: são significativos dado o valor do desvio-padrão.

- Quanto aos resíduos: são normais para todas as séries, exceto para a série de tarifa média. Não há presença de heterocedasticidade com base no teste de heterocedasticidade de WHITE com termos cruzados²² (p-value = 0,9153), nem presença de correlação serial com base no teste BG-LM²³ (p-values maiores que 5% para todos os lags).

O mecanismo de correção do erro vetorial apresentou não significância da constante, o que resulta na seguinte função: $\Delta C_t = -0,8048560u_{t-1} + v_t$, onde o coeficiente de ajustamento (-0,804856) indica a proporção de desequilíbrio de curto prazo que é corrigida no período seguinte até o retorno para o equilíbrio de longo prazo.

Esta rapidez no ajustamento, 80,48%, a cada *lag* deve-se ao fato da série ser mensalizada. Um coeficiente também neste nível foi encontrado por Chang e Chombo (2003), que também utiliza série mensalizada, e coeficientes inferiores podem ser verificados nos artigos de Schimidt e Lima (2002), Mattos e Lima (2002), entre outros, que trabalham com séries anuais.

²² Para testar se a variância do erro em relação às variáveis independentes é constante, faz-se necessário realizar o teste de White, cuja hipótese nula é ausência de heterocedasticidade. O teste realizado incorpora termos cruzados, por se tratar de poucas variáveis. Os resultados demonstram não rejeição da hipótese nula.

²³ O teste Breusch-Godfrey-LM, que faz uma análise assintótica dos multiplicadores de lagrange (LM), testa processos ARMA de qualquer ordem (p). A hipótese nula do teste é que não existe correlação serial dos resíduos, contra hipótese alternativa que os resíduos são ARMA (p,q).

De modo geral, o modelo atende às premissas e será utilizado para elaborar a previsão de energia para o ano de 2008.

Na seção 7, são realizadas as estimativas para as variáveis independentes PIB Brasil, Tarifa Média Ponderada e Temperatura para 2008. Vale ressaltar que as mesmas poderiam ser buscadas de várias formas como: estudos de consultoria externa, pesquisa junto a entidades governamentais, entre outros, porém neste trabalho, as estimativas serão calculadas através de modelagem Box-Jenkins.

7. MODELAGEM BOX-JENKINS PARA ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS

Nesta seção somente será tratada a especificação do modelo ²⁴, executados para cada estimativa das variáveis independentes: PIB Brasil, Tarifa e Temperatura.

7.1. MODELAGEM DA VARIÁVEL PIB.

A identificação do modelo foi realizada através do correlograma da série logaritmizada do PIB que se encontra no anexo 01. Com base nesta análise, a especificação do modelo resultou numa modelagem AR(1).

Como a série é mensal faz-se necessário incluir um componente sazonal tornando o modelo é um SARIMA Multiplicativo, cuja especificação é: $(1,1,0) \times (1,0,0)_{12}$.

Representando a especificação na função matemática contendo o operador de defasagem (LAG) o modelo a ser executado será (L): $L^n_{xt} = C_{t-n}$, onde L significa o operador de defasagem e C é a demanda de energia, de forma que:

$$(1 - \rho_1 L)(1 - \phi L^{12})u_t = \varepsilon_t \quad (5)$$

²⁴ Mais informações sobre o modelo de Box-Jenkins podem ser conferidas no livro base Box e Jenkins (1976), Wei (2006), Morettin e Tolo (2006).

A função não linear transformada tem 13 polinômios. Executando a função após sete interações, o modelo apresentou os seguintes resultados.

$$D(\ln Y) = 0 + [AR(1)=0.4775, SAR(12)=0.9410080245] \quad (6)$$

(3,72) (16,00)

Nota: os valores entre parênteses referem-se à estatística t.

Onde D significa que a série obteve diferenciação de ordem 1, $\ln Y$ significa a série logaritmizada, AR1 é o componente auto regressivo de ordem 1 e o SAR(12) é o componente sazonal; por fim, o 0 (zero) indica que o modelo não tem uma constante.

As raízes reais e imaginárias dos polinômios encontram-se dentro de círculo unitário (vide anexo 01), indicando que o processo auto-regressivo é estacionário. Os coeficientes são significativos com base nas estatísticas t, e os resíduos são consistentes, ao nível de significância de 5%, conforme verificado na tabela 11.

Tabela 11 – Análise dos Resultados – Estimativa Pib

Normalidade dos Resíduos ²⁵	JB = 6,38 p-value JB (0,05)
Correlação Serial Resíduo ²⁶	Breusch-Godfrey Correlação Serial-LM: Estatística F: 0,955 p-value (0,396) Obs*R-squared: 1,865 p-value (0,393)

²⁵ Utilizada a Estatística de Jarque-Bera, cuja hipótese nula é de distribuição normal. A estatística JB tem distribuição Quiquadrado com 2 graus de liberdade; quanto menor o valor-p do teste JB, maior a probabilidade de rejeição da hipótese nula.

²⁶ Para analisar a correlação serial entre os resíduos, será aplicado o teste Breusch-Godfrey-LM. O teste analisa estrutura ARMA de qualquer ordem (p). A hipótese nula do teste é que não existe correlação serial dos resíduos, contra a hipótese alternativa de que os resíduos são ARMA (p,q). A estatística F (do teste) corresponde que todos os resíduos são redundantes. Quanto menor o p-value do teste, maior a chance de rejeitar a hipótese nula. Para todos os testes a ordem será 12 retardos.

7.2 MODELAGEM DA VARIÁVEL TARIFA

A identificação do modelo foi realizada através do correlograma da série logaritimizada da tarifa, que se encontra no anexo 02, e resultou na modelagem AR(1). Da mesma forma como a série é mensal, é necessário incluir um componente sazonal na modelagem, resultando na seguinte função:

$$(1 - \rho_1 L)(1 - \phi L^{12})u_t = \varepsilon_t \quad (7)$$

A função não linear transformada tem 13 polinômios. Executando a função, após 6 interações obteve-se seguintes valores.

$$D(\ln P) = 0 + [AR(1)=0.9991, SAR(12)=0.2615] \quad (8)$$

(1922,1) (2,187)

Nota: os valores entre parênteses referem-se à estatística t.

Onde D significa que a série obteve diferenciação de ordem 1, lnP significa a série logaritimizada, AR1 é o componente auto regressivo de ordem 1 e o SAR(12) é o componente sazonal; por fim, o 0 (zero) indica que o modelo não tem uma constante.

As raízes reais e imaginárias dos polinômios encontram-se dentro de circulo unitário (vide anexo 02), indicando que o processo auto-regressivo é estacionário. Os coeficientes são significativos com base na estatística t, e os resíduos são consistentes ao nível de significância de 1%, conforme verificado na tabela 12.

Tabela 12 – Análise dos Resultados – Estimativa Tarifa

Normalidade dos Resíduos	JB = 8,91 p-value JB (0,02)
Correlação Serial Resíduos	Breusch-Godfrey Correlação Serial-LM: Estatística F: 0,094 p-value (0,909) Obs*R-squared: 0,206 p-value (0,902)

7.3. MODELAGEM DA VARIÁVEL TEMPERATURA.

A identificação do modelo foi realizada através do correlograma da série logaritimizada da temperatura, que se encontra no anexo 03. O correlograma apresentou um caráter auto-regressivo de 1ª ordem e componente média móvel, que após várias tentativas pelo critério akaike, a melhor especificação foi: ARIMA Multiplicativo (1,0,0)x(1,0,1)₁₂.

O modelo utiliza a seguinte função:

$$u_t = (1 + \rho_1 L + wL^{12})(1 + \phi L^{12})\varepsilon_t \quad (9)$$

A função ajustada após 12 interações apresentou os seguintes resultados.

$$\ln T = 0 + [\text{AR}(1)=0.2668390319, \text{SAR}(12)=0.9967210241, \text{MA}(12)=-0.8320422149] \quad (10)$$

(0,152) (0,002) (0,052)

Nota: os valores entre parênteses referem-se à estatística t.

Onde $\ln T$ significa a série logaritimizada da Temperatura, AR1 é o componente auto regressivo de ordem 1, SAR(12) é o componente sazonal de ordem 12 e o MA(12) é o componente média móvel também de ordem 12; por fim, o 0 (zero) indica que o modelo não tem uma constante.

As raízes reais e imaginárias dos polinômios encontram-se dentro de círculo unitário (vide anexo 03), indicando que o processo auto-regressivo é estacionário. Os coeficientes são significativos com base na estatística t, e os resíduos são consistentes conforme verificado na tabela 13.

Tabela 13 – Análise dos Resultados – Estimativa Temperatura

Normalidade dos Resíduos	JB = 0,24 p-value JB (0,886)
Correlação Serial Resíduos	Breusch-Godfrey Correlação Serial-LM: Estatística F: 0,909 p-value (0,410) Obs*R-squared: 1,707 p-value (0,425)

Após realizar as modelagens Box-Jenkins para as variáveis independentes, a seção 8 realiza as estimativas para 2008 com base nas funções especificadas.

8. ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS PARA 2008

Dada a modelagem de cada variável independente, a estimativa realizada foi feita através do método **dinâmico**, de forma que os coeficientes dos *lags* das defasagens são aplicados para estimar os *lags* futuros, conforme formulação ARIMA.

8.1. ESTIMATIVA DA VARIÁVEL PIB BRASIL

O processo $ARIMA(1,1,0) \times (1,0,0)_{12}$, que resulta na função executada $(1 - \phi_1 B)(1 - B)(1 - \omega B^{12}) \ln Y = \varepsilon_t$, obteve os seguintes valores dos coeficientes, para a variável PIB Brasil: $\phi = 0,4775$, $\omega = 0,9410$.

Onde ϕ é o coeficiente do componente auto-regressivo (AR1) de ordem 1, ω é o coeficiente do componente sazonal SAR(12) de ordem 12, e $\ln Y$ é a série do PIB logaritmizada.

A estimativa para 12 *lags* à frente, a partir de dezembro de 2007, resultou nos valores apresentados no gráfico 05.

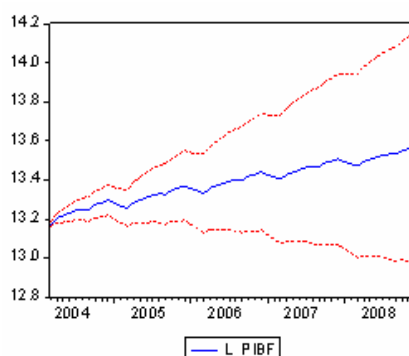


Gráfico 05 – Estimativa da Variável PIB

A consistência da previsão foi analisada pelas estatísticas de decomposição que indicam a dispersão dos indicadores da série estimada em relação à série base. A tabela 14 demonstra os resultados desta estimativa.

Tabela 14 – Estatística Decomposição

Estatística	Resultado
Proporção de viés ²⁷	0,721425
Proporção de variância ²⁸	0,170892
Proporção de Covariância ²⁹	0,107683

Analisando a tabela, pode-se verificar que as medidas de estatística indicam bons resultados³⁰ quanto ao ajustamento como também quanto às premissas³¹.

²⁷ $\frac{((\sum \hat{y}_t/h) - \bar{y})^2}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2/h}$ Indica quão longe da média da série está a média estimada. Valor de referência igual a 1

²⁸ $\frac{(s_{\hat{y}} - s_y)^2}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2/h}$ Indica quão longe da variância da série está a variância estimada. Valor de referência a 0.

²⁹ $\frac{2(1-r)s_{\hat{y}}s_y}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2/h}$ Mede a permanência não sistêmica dos erros de previsão. Valor de referência é 0.

³⁰ Indica que o valor é próximo ao valor de referência de cada índice.

³¹ As premissas indicadas acima se referem às funções que definem a estacionariedade fraca são:

média $\mu(t) = E[X(t)]$

variância $\mu_2(t) = \text{Var}[X(t)]$

8.2. ESTIMATIVA DA VARIÁVEL TARIFA

O processo $ARIMA(1,1,0)(1,0,0)_{12}$, que resulta na função executada: $(1 - \phi_1 B)(1 - B)(1 - \omega B^{12}) \ln P = \varepsilon_t$, obteve os seguintes valores dos coeficientes, para a variável Tarifa: $\phi = 0,999$, $\omega = -0,261$.

Onde ϕ é o coeficiente do componente auto-regressivo (AR1) de ordem 1, ω é o coeficiente do componente sazonal SAR(12) de ordem 12, e $\ln P$ é a série da Tarifa logaritmizada.

A estimativa para 12 *lags* à frente, a partir de dezembro de 2007, resultou nos valores apresentados no gráfico 06.

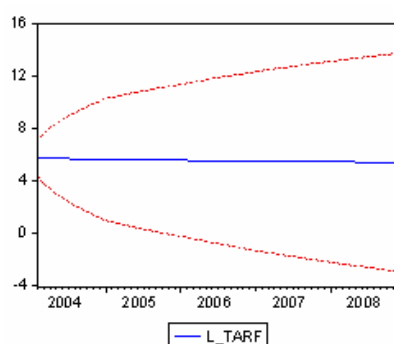


Gráfico 06 – Estimativa da Variável Tarifa

A consistência da previsão foi analisada pelas estatísticas de decomposição que indicam a dispersão dos indicadores da série estimada em relação à série base. A tabela 15 demonstra os resultados desta estimativa.

Tabela 15 – Resultados da Estimativa

Estatística	Resultado
Proporção de viés	0,023428
Proporção de variância	0,013613
Proporção de Covariância	0,962949

Os resultados da tabela 15 indicam uma maior covariância dos valores projetados, o que não resulta em perda de informação para períodos curtos como deste estudo, que utiliza 12 *lags* a frente.

8.3. ESTIMATIVA PARA VARIÁVEL TEMPERATURA

O processo $ARIMA(1,0,0)(1,0,1)_{12}$ que resulta na função executada $(1 - \phi_1 B)(1 - B)(1 - \omega B^{12}) \ln T = (1 - \theta_1 B) \varepsilon_t$ obteve os seguintes valores dos coeficientes para a variável Temperatura: $\phi = 0,266$, $\omega = 0,996$, $\theta = -0,832$.

Onde ϕ é o coeficiente do componente auto-regressivo (AR1) de ordem 1, ω é o coeficiente do componente sazonal SAR(12) de ordem 12, θ é o coeficiente do componente média móvel MA(12) de ordem 12 e $\ln T$ é a série da Temperatura logaritmizada.

A estimativa para 12 *lags* à frente, a partir de dezembro de 2007, resultou nos valores apresentados no gráfico 07.

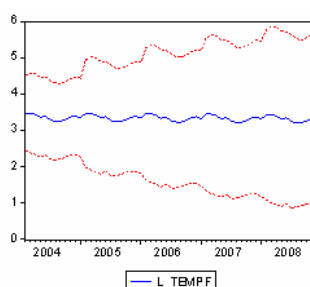


Gráfico 07 – Estimativa da Variável Temperatura

A consistência da previsão foi analisada pelas estatísticas de decomposição que indicam a dispersão dos indicadores da série estimada em relação à série base. A tabela 16 demonstra os resultados desta estimativa.

Tabela 16 – Resultados da Estimativa

Estatística	Resultado
Proporção de viés	0,027665
Proporção de variância	0,027665
Proporção de Covariância	0,950271

Da mesma forma que na tarifa, os resultados da tabela 16 indicam uma maior covariância dos valores projetados, o que não resulta em perda de informação para períodos curtos como deste estudo, que utiliza 12 *lags* à frente.

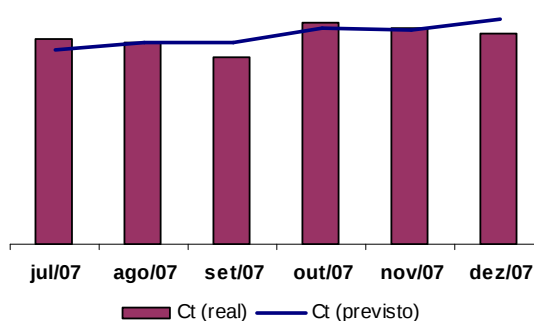
Como todas as séries são logaritmizadas, é necessário executar o antilogaritmo da série, através da expressão $y = \ln_x \therefore \exp^y = x$ para realizar as projeções nas próximas seções.

9. ANÁLISE DE AJUSTAMENTO

O objetivo desta seção é fazer um *backcast*, ou seja, quebrar a série utilizada até dezembro de 2007, e rodar o modelo com a série até Junho de 2007, estimando os valores da demanda de energia de julho a dezembro de 2007.

A previsão de demanda para este período foi realizada utilizando o modelo Box-Jenkins para estimar as variáveis independentes (Tarifa, PIB Brasil e Temperatura), que serviram como *input* para estas variáveis no Modelo VEC.

O intuito deste exercício é verificar quais os desvios resultantes desta previsão em relação aos valores realizados deste período (julho a dezembro de 2007). O gráfico 08 demonstra os desvios encontrados mensalmente, juntamente com a tabela que contempla o desvio acumulado.



Período	Desvio entre o valor previsto no modelo VEC e o valor realizado
Julho a Dezembro/07	0,99%

Gráfico 08 – Desvio entre os valores previstos versus realizados no período

Os desvios encontrados no período de julho a dezembro de 2007 não ultrapassaram 1%. Este resultado também demonstra a eficiência e precisão do modelo, dado que o desvio é mínimo, verificado neste período.

10. PREVISÃO PARA 2008 DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção apresenta-se, enfim, o exercício de previsão da demanda de energia elétrica para o ano de 2008. O gráfico 09 demonstra a estimativa da demanda de energia para o período 2008, mensalizada, utilizando o modelo VEC, considerando as estimativas das variáveis independentes para o referido ano.

O período de Janeiro/03 a Dezembro/07 contempla a estimativa do modelo, adicionado pelo intervalo de confiança de 1 desvio padrão. A linha pontilhada, também deste período, refere-se aos valores realizados da demanda de energia até dezembro/07.

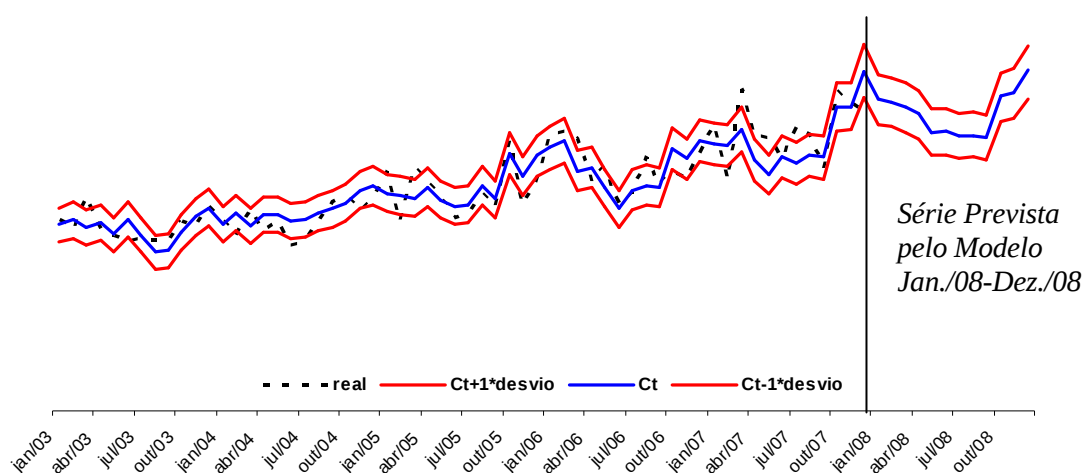


Gráfico 09 – Comparativo entre o Previsto e o Realizado e Previsão para 2008

O gráfico demonstra que a série prevista segue a sazonalidade dos anos anteriores e pode-se perceber que os valores realizados ficam dentro do intervalo de 1 desvio padrão, o que abrange 68% da distribuição.

11. COMPARATIVO COM OUTROS ESTUDOS.

Como já abordado anteriormente, os modelos aplicados pelas empresas do setor geralmente aplicam técnicas de cenarização para balizamento de suas previsões, tanto que a empresa em estudo, possui cenários de referência, demonstrada na tabela 17. Destaca-se que o total da demanda prevista nestes cenários refere-se ao somatório das previsões de cada classe de consumo e nível de tensão.

Já o modelo aplicado nesta dissertação analisa somente a demanda total, não executando, em nenhuma etapa, abertura por classe de consumo e nível de tensão. O modelo VEC, construído, apenas inclui 03 variáveis exógenas, enquanto que o modelo da Concessionária considera mais do que 03 variáveis, dependendo da classe que estiver projetando.

A tabela 15 compara o valor previsto para o ano de 2008, resultado do modelo adotado nesta dissertação, com o valor previsto para o mesmo ano, resultado dos cenários construídos pela Concessionária.

Tabela 17 – Comparativo do Modelo VEC e Outros Modelos.

	Desvio % do Modelo VEC e Outros Modelos da ESCELSA (Modelo VEC/Outro Modelo)³²
Cenário 1	+3,20%
Cenário 2	-0,12%
Cenário 3	-1,16%
Modelo VEC / Box-Jenkins	0%
Modelo MQO³³ (vide apêndice 2)	+3,91%

Na análise da tabela 17, pode-se perceber que o valor da demanda de energia para o ano de 2008, determinado pelo presente estudo, encontra-se entre os cenários determinados pela Empresa.

Como estes cenários são construídos através de modelos abertos por classe de consumo e nível de tensão, os mesmos podem captar com mais precisão as mudanças de tendência e comportamento dos consumidores ali ligados.

Os cenários da concessionária também recebem como *input* informações de consultorias externas, em relação aos indicadores macroeconômicos, e dos grandes clientes quanto ao planejamento de seu consumo de energia e investimentos na planta industrial.

Tendo em vista que o modelo aqui apresentado é fechado, ou seja, demanda de energia total (não aberta por classe e tensão), e que o mesmo ficou entre os cenários da empresa (desvio de -0,12% em relação ao cenário de

³² A fórmula seria o valor do modelo VEC encontrado no presente trabalho, dividido pelo valor do modelo empregado pela empresa vezes 100, para transformar em percentual.

³³ O modelo de Mínimos Quadrados Ordinário (MQO) é um modelo de apoio, pois não utiliza, nas séries, variáveis cointegradas.

médio), pode-se considerar um indicador da eficiência e agilidade do método, pois mesmo sem informações mais apuradas consegue-se obter resultados próximos de um estudo mais detalhado.

Em relação ao modelo mínimos quadrados ordinários (MQO), que está construído no apêndice 2, verifica-se um desvio de 3,9% em relação ao modelo adotado na dissertação. Este modelo de apoio aproximou-se mais do cenário 1 utilizado pela empresa.

12. OBSERVAÇÕES FINAIS

Este trabalho procurou elaborar dois estudos distintos: na primeira parte, o cálculo da elasticidade-renda e elasticidade-preço da demanda de energia elétrica da área de concessão da ESCELSA, utilizando para tanto o modelo de Vetor Auto-Regressivo com correção de erros vetoriais (VEC).

Na análise dos resultados foram observados que os coeficientes apresentaram os sinais esperados pela teoria, e foram significativos aos níveis de significância adotados. O vetor de correção dos erros calculou que na presença de um choque exógeno as séries voltariam para um equilíbrio de longo prazo, aproximadamente 80% a cada *lag* futuro.

Apesar das elasticidades tarifa e temperatura serem baixas, isso não implica que seu efeito possa ser negligenciado, principalmente, observando-se que as reduções nas tarifas médias cobradas por este serviço e os aumentos de temperatura podem gerar maiores desvios em relação ao planejado.

Na segunda parte do trabalho, faz-se um exercício de projeção. Para tanto, as variáveis independentes foram modeladas na categoria ARIMA e reaplicado o modelo VEC para encontrar os valores da demanda de energia para 2008.

No tocante ao *backcast* realizado com a série quebrada em junho de 2007, estimando a demanda de energia de julho/07 a dezembro/07, com objetivo de

verificar a precisão do modelo, foi verificado que o desvio entre o previsto e o realizado foi inferior a 1% para o período, evidenciando uma boa precisão.

No comparativo com os estudos internos da Empresa, verifica-se que o valor estimado nesta dissertação, para 2008, encontra-se entre os cenários 1 e 3, definidos pela Empresa, o que evidencia a eficiência do método por encontrar resultados próximos de uma análise mais aprofundada.

Em síntese, mesmo executando uma projeção da demanda de energia com a série total, o modelo apresentado não perde relevância se comparado com a metodologia de projeção aberta, realizada pela empresa, que traz intrinsecamente sensibilidades que não podem ser capturadas pelos métodos fechados.

Por esse motivo, o modelo adotado pode ser utilizado também como um balizador para as previsões de demanda, principalmente se for utilizado para um mesmo horizonte de estudo. Dado isso, o modelo também agrega agilidade, pois exige menor tempo de construção e eficiência, pois resulta em projeções adequadas.

Como sugestão para estudos posteriores, o modelo também poderia ser aplicado nas classes de consumo, utilizando também Box-Jenkins para estimativa das variáveis explicativas para cada classe, e posteriormente utilizando as estimativas fornecidas pelas consultorias externas contratadas, fazendo o comparativo de eficiência.

É evidente que todos os trabalhos realizados devem ter muito mais limitações do que relevância, e este não foge à regra. As limitações podem ser com base no período analisado, não incorporando a quebra estrutural de 2001, provocada pelo racionamento, como também outros fatores do tipo:

- série mensalizada, que pode comprometer a análise de tendência;
- utilização da tarifa média que não analisa o efeito em bloco da tarifa³⁴;
- utilização da temperatura média que não analisa os picos de temperatura que ocorrem ao longo do dia;
- utilização da demanda total de energia, não incorporando as análises individualizadas por classe de consumo;
- o tratamento do PIB trimestral para calcular a série mensal, que utilizou o ajustamento linear para encontrar os pontos de interpolação;
- o período de análise, 2003 a 2007, que congrega informações quanto aos cenários macroeconômicos que podem não ser os mesmos para 2008.
- matriz energética das Empresas, investindo na geração de energia própria, o que poderá gerar novas perspectivas para o longo prazo.

³⁴ Bloco refere-se à faixa de consumo em que a tarifa é única; por exemplo, de 100kW a 200kW emprega-se a mesma tarifa.

Enfim, lidar com previsão é muito complexo, pois a maioria dos eventos passados que se pode tratar probabilisticamente ocorre num contexto macroeconômico que pode não ser o mesmo do futuro, porém vale o desafio.

BIBLIOGRAFIA

- ANDERSON, K.P (1973). Residential energu use: na econometric analysis. ***The Rand Corporation*** (R-1297_NSF).
- ANDRADE, T.A. e LOBÃO, W. J. A (1997). **Elasticidade-Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil**, IPEA Texto para Discussão nº 489.
- BESANKO, D. e BRAEUTIGAM. (2004). **Microeconomia: Uma Abordagem Completa**. Ed. LTC, Rio de Janeiro.
- BERNADES, P e CASTRO, J.M (ENANPAD 2005). **Incerteza na Decisão de Investir em Energia Elétrica em Minas Gerais: Proposição de uma Escala de Avaliação**. ENANPAD-2005.
- BERNDT, ERNST. ***The practice of econometrics***. Addison-Wesley Publishing Company, 1991.
- BOX, G.E.P e JENKINS, G.M (1976). **Time Series Analysis Forecasting and control**. Ed. San Francisco: Holden-Day, 1976
- CAIO, L. S e BERMANN, C. (1997). **Análise das metodologias de previsão de mercado de energia elétrica face ao novo perfil de planejamento no ambiente pós privatização**. III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.
- CHANG, Y e CHOMBO, E. M. (2003). Electricity Demand Analysis Using Cointegration and Error-Correction Models with Time Varying Parameters: The Mexican Case. Working Paper.
- CONTADOR, C. R. E COSTA, M. R T (1998). Os efeitos da regulamentação nos investidores institucionais. ***Série Relatórios Silcon 35, Silcon Estudos Econômicos, Novembro, 1998***.
- DICKEY, D. & FULLER, W. A. (1979). Distributions of the estimates for autoregressive time series with a unit root. ***Journal of the American Statistical Association***, 74:427-431.
- DICKEY, D. & FULLER, W. A. (1981). Likelihood ratio statistics for autoregressive time series with a unit root. ***Econometrica***, 49:1057-72.
- DONNELLY, W.A (1984) Residential eletricty demand modeling in the australian capital territory/; preliminary results. ***The Energy Journal***, v5. n.2 p. 119-31.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE 2005). **Análise das Elasticidades-Renda e Preço do Consumo de Energia Elétrica no Brasil**. EPE-Dezembro de 2005.

ENGLE, R. F. e GRANGER, C. W. J. (1987). "Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing", **Econometrica**, 55, 2, 251-228.

ENDERS, W. (1995). *Applied Econometric Time Series*. John Wiley & Sons, New York.

FERGUSON, C.E. (1996). **Microeconomia**. Ed. Forense, Rio de Janeiro: 19ª Edição.

GARCEZ, E.W. e GHIRARDI, A.G (2003) Elasticidades da demanda residencial de energia elétrica. **Encontro ANPEC**, 2003.

GREENE, W. (2003). **Econometric Analysis**. Prentice Hall, Third Edition, 2003.

HAMILTON, J. (1994) **Time Series Analysis**. Princeton University Press, 1994.

HARVEY, D.I e MILS T.C.(2002). Unit Root and Double Smooth Transitions, **Journal of Applied Statistics**, Vol 29, Issue 5, July 2002, pages 675-83.

HOUTHAKKER, H.S. (1951). Electricity tariffs in theory and practice, **The Economic Journal**, v 61 (249), p. 1-25.1951.

JAMASB, T. **Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience**. Mimeo. University of Cambridge, December, 2000.

JAMASB, T. **Reform and regulation of the electricity sectors in developing countries**. DAE Working Paper WP 0226. MIT, August 2002.

JOHANSEN, S. (1988). Statistical analysis of cointegrating vectors. **Journal of economic dynamics and control**, 12:231-254.

JOHANSEN, S. (1991). Estimation and hypothesis testing of cointegrating vectors in Gaussian vector autoregressive models. **Econometrica**, 59:1551-80.

JOHANSEN, S. & JUSELIUS, K. (1990). Maximum likelihood estimation and inference on cointegration with application to the demand for money. **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**, 52:169-209.

JOSKOW, PAUL L. **California's electricity crisis**. NBER. Working Paper 8442, August, 2001.

JOSKOW, Paul L. Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector. ***Journal of Economic Perspectives***. Summer, 1997.

MATSUDO, E (2001). **A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica**. Dissertação de mestrado. Programa Interunidades em Energia. USP.

MATTOS, L.B. e LIMA, J.E. (2002). Demanda residencial de energia elétrica em Minas Gerais:1970-2002, **Nova Economia-Belo Horizonte_15 VOL.(3)_31-52** Trimestre setembro a dezembro de 2005.

MEHDI, F E FILIPPINI, M.(2003). ***Regulation and measuring cost efficiency with panel data models: application to electricity distribution utilities***. CEPE Working Paper 19. January, 2003.

MODIANO, E. M (1984). **Elasticidade renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Dept. de Economia da PUC, maio 1984 (Texto para Discussão, 68).

MORETTIN, P.A. e TOLOI, L.M.C, **Análise Séries temporais**, 2ª Ed. ABE Projeto Fisher, Ed. Edgard Blucher (2006).

NEWBERY, D.M. Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design. **The Energy Journal Special Issue on European Electricity Liberalisation** págs. 43-70 Summer 2005.

NOTA TÉCNICA SER.351/2002. Disponível em www.aneel.gov.br.

NOTA TÉCNICA 047/2007. Disponível em www.aneel.gov.br.

PINDYCK, R. S. e RUBINFELD, D. L. (2005). **MICROECONOMIA**. Editora Pearson, 6ª Edição - São Paulo (2005).

PINDYCK, R. S. e RUBINFELD, D. L. (1998). **Econometric Models and Economic Forecasts**. Editora New York, 4ª Edição – McGraw-Hill (1998).

PROSSER, R.D (1985). Demand elasticities e, OECD: Dynamic Aspects. ***Energy Economic*, 7: 9-12**.

ROMILLY, P. (2005). Time Series Modelling of Global Mean Temperature for Managerial Decision-Making. **Journal of Environmental Management**. Ed. 76, pages 61-70.

SACCONATO, A. L. Projeções de Médio e Longo Prazo do faturamento de Energia Elétrica Utilizando Modelos Estruturais de Série de Tempo e Variáveis Econômicas por Região. **XVI Seminário Nacional de Energia Elétrica**, 2004.

SEATER, J.J. (1993). World Temperature – Trend Uncertainties and their Implications for Economic Policy. **Journal of Business and Economics Statistical**. Vol 11, Jul/1993, pages 265-77.

SHARKLEY, W.W., The Theory of Natural Monopoly, **Cambridge University Press**, 1982

SCHMIDT, C. A. J e LIMA, M.A. (2002) Estimções e previsões de demanda por Energia Elétrica no Brasil. Trabalho nº 16. **Secretaria de Acompanhamento Econômico**. Julho, 2002.

TAYLOR, L. D. (1975). The Demand for electricity: a Survey. **The Bell Journal of Economics**, v 6, p74-110.

VARIAN, H.R. (2006). **MICROECONOMIA: Princípios Básicos**. Ed. Campus, Rio de Janeiro, 7ª Edição.

VIEIRA, J.P. (2005). Energia Elétrica como Antimercadoria e sua Metamorfose no Brasil: A Reestruturação do Setor e as Revisões Tarifárias. **Tese de Doutorado**. Programa de Pós Graduação em Energia da USP. São Paulo (2005).

VOGELSANG, T.J e FOMBY, T.(2002). The Application of Size Robust Trend Analysis to Global Warming Temperature Series. **Journal of Climate**. Vol 15, pages 117-123.

WESTLEY, C.D., (1984), Electricity demand in a developing country, **Review of Economics and statistics**, vol. 66 (3)

WESTLEY, C.D., (1989), Commercial electricity demand in a central american economy, **Applied Economics**, vol 21, 1.

WEI, W.W.S (2006). **Time Series Analysis**, 2ª Ed, Editora Addison-Wesley (2006).

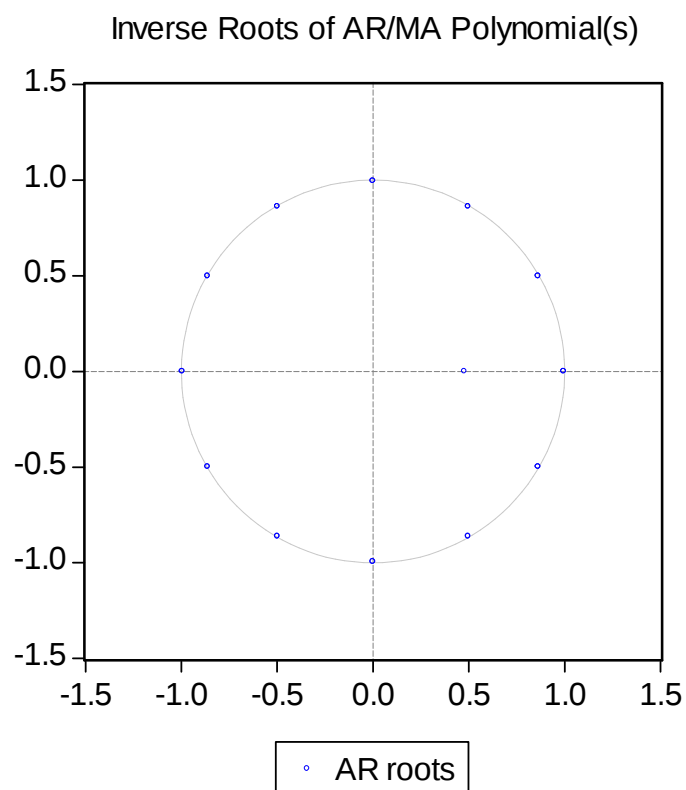
WILSON, J W (1971). Residential demand for electricity. **Quarterly Review of economic and Business**, v.11 n.1, p7-12.

ANEXO 1 – SÉRIE PIB BRASIL

O anexo 01 contempla o correlograma da série Pib Brasil e o gráfico com os valores dos polinômios empregados no modelo Box-Jenkins, conforme segue:

CORRELOGRAMA

Autocorrelação	Correlação Parcial	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. *****	. *****	1	0.929	0.929	54.448	0.000
. *****	. * .	2	0.841	-0.166	99.806	0.000
. *****	. * .	3	0.749	-0.059	136.44	0.000
. *****	. **	4	0.691	0.204	168.15	0.000
. *****	. .	5	0.641	-0.030	195.97	0.000
. *****	. .	6	0.596	-0.027	220.44	0.000
. ****	. * .	7	0.541	-0.058	240.95	0.000
. ****	. .	8	0.492	0.045	258.27	0.000
. ***	. .	9	0.453	0.044	273.26	0.000
. ***	. * .	10	0.449	0.193	288.26	0.000
. ***	. * .	11	0.441	-0.084	303.03	0.000
. ***	. * .	12	0.420	-0.094	316.73	0.000
. **	***** .	13	0.312	-0.606	324.42	0.000
. **	. **	14	0.212	0.232	328.07	0.000
. * .	. * .	15	0.130	0.103	329.46	0.000
. * .	. * .	16	0.094	0.109	330.21	0.000
. * .	. * .	17	0.082	0.165	330.78	0.000
. * .	. * .	18	0.068	-0.145	331.19	0.000
. .	** .	19	0.025	-0.270	331.25	0.000
. .	. * .	20	-0.006	0.173	331.25	0.000
. .	. .	21	-0.026	0.006	331.32	0.000
. .	. * .	22	-0.023	-0.108	331.37	0.000
. .	. ***	23	-0.006	0.447	331.38	0.000
. .	. * .	24	0.005	-0.085	331.38	0.000

GRÁFICO COM OS VALORES DOS COEFICIENTES.

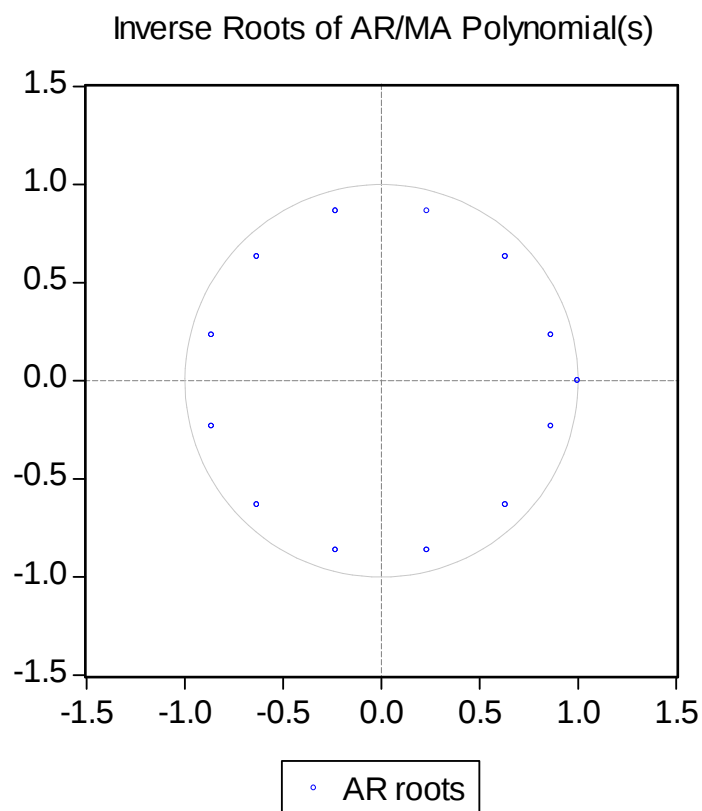
ANEXO 2 – SÉRIE TARIFA

O anexo 02 contempla o correlograma da série tarifa e o gráfico com os valores dos polinômios empregados no modelo Box-Jenkins, conforme segue:

CORRELOGRAMA

Autocorrelação	Correlação Parcial		AC	PAC	Q-Stat	Prob
. *****	. *****	1	0.852	0.852	45.801	0.000
. *****	. .	2	0.734	0.028	80.367	0.000
. *****	. * .	3	0.603	-0.105	104.14	0.000
. ****	. * .	4	0.468	-0.108	118.67	0.000
. ***	. .	5	0.355	-0.007	127.21	0.000
. **	. * .	6	0.286	0.094	132.86	0.000
. **	. * .	7	0.255	0.105	137.41	0.000
. **	. .	8	0.219	-0.046	140.84	0.000
. * .	. .	9	0.186	-0.056	143.36	0.000
. * .	. .	10	0.167	0.025	145.42	0.000
. * .	. * .	11	0.159	0.069	147.34	0.000
. * .	. .	12	0.155	0.043	149.20	0.000
. * .	. * .	13	0.174	0.084	151.61	0.000
. * .	. * .	14	0.170	-0.080	153.95	0.000
. * .	** .	15	0.110	-0.237	154.96	0.000
. .	. * .	16	0.022	-0.172	155.00	0.000
. .	. * .	17	-0.035	0.109	155.10	0.000
. * .	. * .	18	-0.079	0.125	155.65	0.000
. * .	. .	19	-0.106	0.025	156.68	0.000
. * .	. * .	20	-0.133	-0.179	158.32	0.000
. * .	. * .	21	-0.153	-0.176	160.56	0.000
. * .	. * .	22	-0.154	0.074	162.90	0.000
. * .	. * .	23	-0.155	0.183	165.30	0.000
. * .	. .	24	-0.169	-0.011	168.26	0.000

GRÁFICO COM OS VALORES DOS COEFICIENTES.

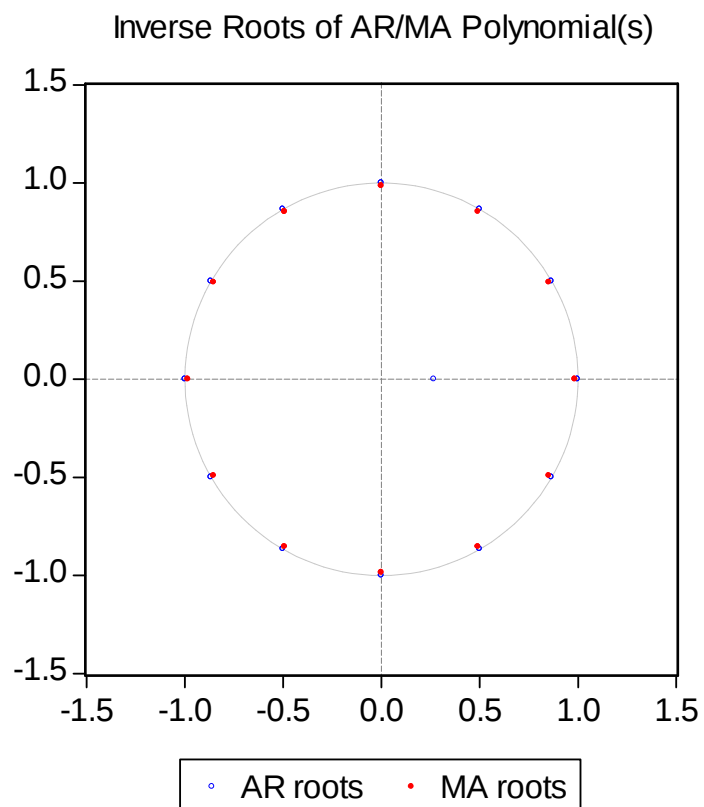


ANEXO 3 – SÉRIE TEMPERATURA

O anexo 03 contempla o correlograma da série temperatura e o gráfico com os valores dos polinômios empregados no modelo Box-Jenkins, conforme segue:

CORRELOGRAMA

Autocorrelação	Correlação Parcial		AC	PAC	Q-Stat	Prob
. *****	. *****	1	0.636	0.636	25.529	0.000
. ***	.* .	2	0.356	-0.082	33.652	0.000
. .	*** .	3	-0.004	-0.332	33.653	0.000
** .	** .	4	-0.271	-0.207	38.522	0.000
*** .	.* .	5	-0.434	-0.142	51.265	0.000
**** .	.* .	6	-0.466	-0.097	66.248	0.000
*** .	.* .	7	-0.412	-0.110	78.144	0.000
** .	. * .	8	-0.199	0.090	80.991	0.000
. * .	. * .	9	0.072	0.164	81.364	0.000
. ** .	. * .	10	0.303	0.095	88.172	0.000
. ***** .	. * .	11	0.461	0.115	104.31	0.000
. ***** .	. * .	12	0.507	0.132	124.20	0.000
. *** .	. .	13	0.391	0.009	136.30	0.000
. * .	. .	14	0.196	-0.008	139.41	0.000
. .	. .	15	-0.054	-0.038	139.65	0.000
** .	.* .	16	-0.285	-0.067	146.52	0.000
** .	. ** .	17	-0.268	0.294	152.75	0.000
** .	. .	18	-0.259	0.031	158.67	0.000
** .	** .	19	-0.244	-0.234	164.07	0.000
.* .	. .	20	-0.139	-0.045	165.87	0.000
. .	. .	21	-0.027	-0.032	165.94	0.000
. * .	. .	22	0.145	0.056	167.99	0.000
. ** .	.* .	23	0.216	-0.125	172.67	0.000
. ** .	. .	24	0.226	-0.031	177.93	0.000

GRÁFICO COM OS VALORES DOS COEFICIENTES.

APÊNDICE 1 – EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A evolução do setor de energia elétrica teve quatro fases distintas, antes do novo modelo:

- I. do início da indústria de eletricidade, final do século 18 até a início década 30, onde o estado e os municípios determinavam a própria regulamentação;
- II. de 1934 até o início da década de 60, regulamentado pelo código das águas;
- III. de 1962 até 1990, com o Estado controlador do Setor, monopólio dos setores de geração, transmissão e distribuição.
- IV. após 1990 até 2002, transição de uma estrutura monopolizada para uma estrutura mais competitiva (nos setores de geração e comercialização).

A primeira fase foi marcada pelas primeiras eletrificações no País, originadas principalmente por investidores estrangeiros, principalmente a LIGHT e a AMFORP, que controlavam o Rio, São Paulo e as outras capitais estaduais, por meio de concessões dadas pelos estados, que eram o poder concedente na época.

Com o crescimento da produção industrial, principalmente no setor têxtil, os empresários pleitearam ao Governo Federal uma regulamentação única para os Estados, tendo em vista que não havia uma regulação firme³⁵, e também devido aos altos preços da tarifa que eram parcialmente indexados como base a cláusula ouro³⁶.

Este pleito, por parte da classe industrial, tinha o apoio do Presidente Getúlio Vargas, que buscou junto aos estados regulação única para o Setor, resultando no código das

³⁵ Viera (2005), destaca que as Concessionárias de Energia na época não tinham uma regulamentação bem definida. No comparativo entre os Estados, havia muitas divergências entre as normas, que eram estabelecidas pelos governos locais. Isto gerava instabilidade no setor industrial dado que a energia elétrica era um dos principais insumos de produção.

³⁶ Cláusula que determinava que o valor da obrigação fosse expresso em ouro ou moeda estrangeira. Desta forma, o preço da tarifa era reajustado com base na variação provocada pela inflação e pela desvalorização da moeda nacional.

águas, oficializado em 10 de Julho de 1934, através do Decreto 24.643³⁷, iniciando a segunda etapa da evolução do Setor.

Com a nova regulamentação do reajuste tarifário das Concessionárias, muitos dos investimentos das grandes Empresas do Setor (principalmente LIGHT e AMFORP) passaram a não executar investimentos.

Concomitantemente a isto, no mesmo período, houve crescimento da urbanização e da produção industrial, gerando desabastecimento elétrico nas principais capitais do País. Além de não haver energia para atendimento das cidades e para as empresas, não havia investimento na expansão de rede para as localidades rurais³⁸.

Estes desabastecimentos geraram uma crise institucional no início da década de 40, passando o Estado a investir nas localidades rurais, como também na área urbana. Esta crise fez com que o governo federal criasse órgãos que coordenavam os investimentos em cada região, surgindo a ELETROSUL e a ELETROBRÁS, que foram ponto de partida para as estatizações realizadas posteriormente.

Além da estatização, outro marco foram os investimentos realizados pelo Estado, principalmente na década de 70, onde surgiram os grandes projetos de geração como Itaipu e Tucuruí, embasados nos estudos do potencial hidroelétrico do País.³⁹

O governo passou a criar planos de desenvolvimento de longo prazo, como Plano 90, Plano 95 e Plano 2000. De acordo com Sauer (2002), a utilização da eletricidade aumentou de 23% em 1974 para 29% em 1979.

³⁷ A primeira versão do código das águas foi pleiteado em 1907 principalmente pelos empresários do setor têxtil de São Paulo, mas por força maior das duas maiores empresas (LIGHT e AMFORT) não foi aprovado. As principais regulamentações do código foram: Determinação do controle do Estado ou União de todos os mananciais, que seriam utilizados por terceiros por meio de concessões de uso. Regulamentou a taxa de remuneração estabelecendo critério de cálculo para o reajuste da tarifa. Fixou o prazo de concessão de 30 anos até 50 anos, dependendo do investimento realizado pela empresa.

³⁸ Este problema ocasionou o surgimento da CHESF (Companhia Hidroelétrica de São Francisco) em 1945, que atendia com sobre toda a região nordeste do País. O Governo de Vargas também lançou Plano de Eletrificação para atendimento das localidades rurais na mesma época.

³⁹ Este estudo foi realizado em parceria do Governo Federal com o Bando Mundial e um consórcio canadense, denominado de CANAMBRA. Levantou todo o potencial hidráulico das principais bacias brasileiras.

Grande parte deste crescimento de consumo de energia foi utilizada por empresas eletrointensivas que chegaram ao País nesta época, como a matriz energética era hidroelétrica, ficava menos custoso produzir no Brasil do que em Países onde a matriz dependia do Petróleo, cujo o preço havia subido.

Para tanto, uma das metas do II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento) era dar base para o crescimento econômico do País, e um dos suportes deste desenvolvimento era a geração de energia. Neste sentido, o Governo investiu de próprio cunho grandes obras nacionais na geração e distribuição de energia, através da ELETROBRÁS, que foi configurada como holding do Governo Federal para o setor elétrico.

Os altos investimentos geraram endividamento do Estado, já que as exportações não cobriam os gastos, aumentando o serviço da dívida que era amortizada com empréstimos estrangeiros. Além disso, neste mesmo período, a política tarifária do Governo era de contenção das tarifas públicas, entre elas a de energia, para conter a inflação já ameaçadora.

Com o segundo choque do petróleo, em 1979, e com o aumento dos juros internacionais, o governo viu-se numa situação delicada, pois não conseguia mais financiar os investimentos com empréstimos, nem manter as tarifas em contenção.

Em 1981, com o decreto 86.463, o regime de tarifação deixou de ser pelo custo do serviço, e a tarifa foi aberta em demanda de potência e consumo de energia, implantando o subsídio cruzado entre as classes de consumo. (como exemplo, a classe residencial tendo maior proporção na aplicação da tarifa enquanto que a industrial tinha benefícios tarifários, já que a industrial proporcionava *efeito multiplicador* na geração de emprego e renda.)

Em 1985, com o endividamento do setor, devido aos constantes investimentos e sem poder elevar a tarifa⁴⁰, o Governo lançou o PRS (Plano de Recuperação do Setor Elétrico), que buscava reduzir o nível de dívidas e a elaboração de um programa

⁴⁰ Como o Governo não podia reajustar a Tarifa para manter a inflação, os custos eram cobertos pelo CRC (Conta de Resultados a Compensar) que deveria ser resgatado nas revisões tarifárias futuras, mas que não ocorreu, pois como a compra compulsória de Itaipu e o afrouxamento do controle de custos por parte das concessionárias em final da década de 80 100% dos recursos que deveriam ser aplicados na expansão eram aplicados no CRC.

plurianual de investimento, porém a decisão de investimento era realizado a nível federal sem a participação dos estados.

Com a entrada em operação de Itaipu, o Governo Federal forçou os Estados a comprarem energia da usina, com preço em dólar e de forma compulsória, o que agravou conflitos entre os governos estaduais e federais.

Diante disso, em 1987 o governo criou o REVERSE (Revisão Institucional do Setor Elétrico), que objetivava a maior participação dos investimentos privados e reformular a estrutura institucional do Setor. Apesar de não ser bem sucedido, foi base para a propagação da Lei 8.631/93.

A partir de 1990, o Governo Collor começou um vasto projeto de reformas e privatizações no País, passando a privatizar setores petroquímicos, telecomunicações, saneamento básico, petróleo, setor elétrico, entre outros.

O Decreto 8.031/90 promulgou o PND (Programa Nacional de Desestatização), que mudou a visão do estado produtor para o estado regulador, juntamente com os PEDs (Programas Estaduais de Desestatização).

A Lei 8.631/93 mudou a forma de cálculo das tarifas, cujos reajustes passariam a sinalizar aumentos condicionados, não somente à reposição de custos, mas também à ganhos de produtividade, através de termos de compromisso, transformando a visão do setor de uma postura voltada para os custos, para uma voltada para eficiência e resultados.

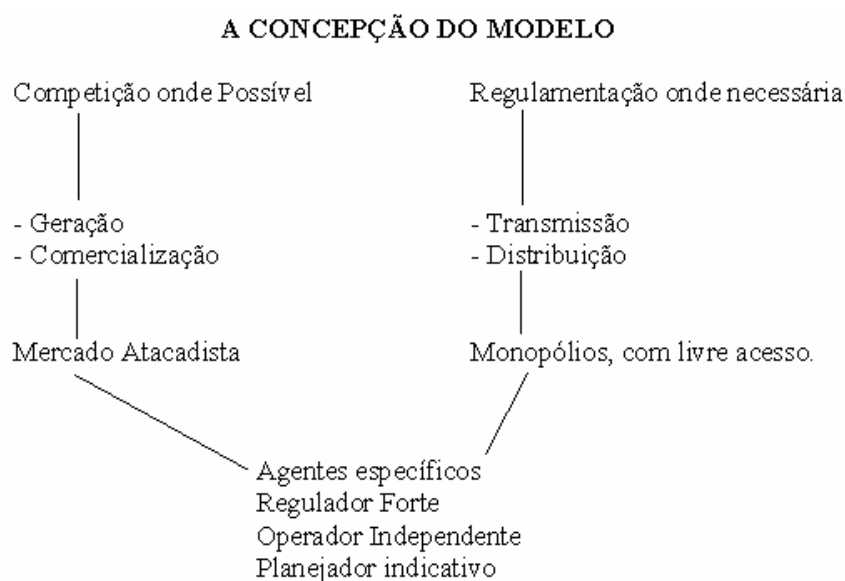
Um dos resultados desta Lei foi a melhoria dos resultados econômicos e financeiros das Concessionárias, aumentando o seu valor de mercado e garantindo o interesse de capitais estrangeiros na privatização.

A reestruturação propiciou a mudança de um Setor Elétrico monopolista para um mercado concorrencial. De acordo com Sauer (2002), alterações legais na estrutura passaram pela lei das concessões, que incentivava a competitividade (Lei 8.987/95), criação da ANEEL, órgão regulador do setor (Lei 9.427/96) e a institucionalização da concorrência na geração e comercialização de energia, além da abertura dos clientes em cativo e livre (Lei 9.075/95).

Somado a isto, também foram lançados o Decreto 915, que regulava a formação de consórcios, a Lei 8.975, que estruturava a licitação para concessões, e a Lei 9.074, que promulgava o produtor independente e o cliente livre⁴¹.

A concepção deste modelo foi bem sintetizada, conforme demonstrado por Vieira (2005) através da figura 1.

Figura 1 – Síntese do Modelo



Fonte: Palestra do Prof. Dorel Soares Ramos no IEE/USP, 1998 por Vieira (2005)

Com este modelo, somente o setor de distribuição era monopolizado, os segmentos de geração e comercialização, através da desverticalização ⁴², eram amplamente concorrenciais, embasado na Lei 9.648/98.

A lei também permite a desvinculação de grandes empresas, ligadas em níveis de tensão superiores a 34,5 kV e com demanda contratada superior a 3 MW. Estas empresas poderiam comercializar sua energia, independentemente da distribuidora.

⁴¹ Todo consumidor ligado no nível de tensão superior a 34,5kV, com demanda contratada acima de 3 MW.

⁴² Separação da concessionária em diferentes empresas como geração, distribuição e comercialização.

Com a liberalização surgem novas empresas neste nicho, as comercializadoras de energia e os produtores independentes, a primeira representava os clientes livres, comprando junto ao MAE e o segundo vendendo energia.

Toda a comercialização de energia era realizada através do MAE (Mercado Atacadista de Energia), que concentrava todas as negociações. A Distribuidora poderia fazer opção de contratar todo seu mercado de referência, além de fazer contratos bilaterais, comprando ou vendendo os ajustes no mercado spot (mercado de curto prazo, valorado a preço MAE definido pelo ONS).

O preço de curto prazo, ou preço spot, era calculado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), verificando os despachos de cada central hidroelétrica e térmica interligada, através de modelos computacionais, com o objetivo de minimizar os custos de geração e transmissão de energia.

Como a regulamentação não obrigava a Concessionária a contratar toda a sua carga, isto gerava risco para o planejamento do sistema elétrico, tendo em vista que o governo não detinha informações completas sobre o requisito total do sistema, num quadro explícito de assimetria de informação.

Este risco foi verificado em 2001, onde a expansão da oferta, que já não acompanhava o crescimento da demanda, desde 1996; com a forte estiagem resultou no racionamento de energia.

As fragilidades de planejamento neste modelo ficaram evidenciadas, e após a eleição de 2002 o sistema elétrico sofreu uma nova reformulação, denominada Novo Modelo, tendo como base a Lei 10.848/04 e o Decreto 5.163/04.

O NOVO MODELO

A Lei 10.848/04 foi promulgada em março de 2004, cujas regras de comercialização são:

- Regras por parte das concessionárias, visão requisitos:

Contratação com base em leilão de energia seguindo critério de menor preço, tendo em vista que as concessionárias de energia devem contratar no mínimo 100% dos requisitos próprios (fornecimento, suprimento e perdas de distribuição).

- Regras por parte das geradoras, visão recursos:

As geradoras somente participam dos leilões com lastro físico. Os novos empreendimentos devem ter leilões específicos e vencedores editam contratos bilaterais de longo prazo com as distribuidoras, garantindo o repasse dos custos de aquisição da energia a seus consumidores finais.

Uma das principais modificações introduzidas pela Lei foi a criação de dois ambientes distintos para a comercialização de energia elétrica, sendo um dos ambientes designado para a venda de energia elétrica a distribuidoras, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos (ACR - Ambiente de Contratação Regulada). O outro ambiente é o de livre contratação – ACL, sendo livremente negociadas as operações de compra e venda.

Outros agentes descritos na Lei já existiam no modelo anterior, como o consumidor livre, previsto na Lei 9.074 de 1995, e o Consumidor potencialmente livre, atendido em qualquer tensão com demanda superior a 3MW.

Quanto à aquisição de energia para suprir 100% dos requisitos das distribuidoras a Lei estabelece três critérios de leilões: Novos empreendimentos de geração, Empreendimentos existentes e os leilões de ajustes (podendo ser de novos ou de empreendimentos já existentes).

Antes de participar destes leilões o distribuidor deve declarar suas necessidades, previsão de energia, destacando os clientes cativos⁴³ e os clientes potencialmente livre, ao Ministério de Minas e Energia para os próximos cinco anos, sendo também base para o planejamento da expansão do sistema.

As opções de compra no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) são os leilões A-5 (entrega após cinco anos da contratação, destinados principalmente aos novos empreendimentos em hidroelétrica), A-3 (entrega após três anos da contratação, destinados principalmente aos novos empreendimentos em termo) e A-1 (entrega após 1

⁴³ Referem-se ao total do fornecimento, suprimento e perdas da distribuição.

ano da contratação, destinados principalmente ao empreendimento já existente). A lei também flexibiliza a contratação através dos leilões de ajustes, com entrega após 4 meses da contratação.

O limite superior de contratação, com repasse dos custos na tarifa é de 103%⁴⁴; acima deste limite a Concessionária fica exposta ao risco de mercado. Como o PLD é muito volátil as Concessionárias têm como estratégia evitar ter de vender sobras de contratos no curto prazo.

O limite inferior é de 99%⁴⁵; abaixo deste limite a Distribuidora é obrigada a pagar penalidade, sem repasse à tarifa. A tabela 18 exhibe um comparativo elaborado pela CCEE, que resume as principais diferenças entre os modelos instituídos no País.

⁴⁴ O objetivo é evitar que as distribuidoras adquiram no futuro energia proveniente de empreendimentos existente no lugar de energia proveniente de novos empreendimentos que seria necessária para atender à expansão do sistema, o que poderia comprometer a segurança do suprimento.

⁴⁵ O objetivo é permitir que a energia descontratada devido ao atual excesso de oferta em relação à demanda tenha desde já a oportunidade de ser contratada pelas distribuidoras, proporcionando maior tranquilidade aos geradores e contribuindo para o funcionamento normal do modelo desde seu início de implantação;

Tabela 18 - Comparativo entre os modelos do Setor Elétrico

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

APÊNDICE 2 – APLICAÇÃO DO MÉTODO DE MÍNIMOS QUADRADOS ORDINÁRIOS.

A função empregada para aplicação do método de mínimos quadrados ordinários será a de COBB-DOUGLAS, também empregada no modelo VEC, sendo:

$$C_t = A Y_t^\alpha P_t^\beta T_t^\delta$$

$$\alpha > 0, \beta < 0, \delta > 0$$

Onde:

A: Constante do modelo

C_t : Demanda de energia elétrica no tempo t;

Y_t : PIB Brasil no tempo t;

P_t : Tarifa Média Ponderada de energia elétrica no tempo t;

T_t: Temperatura Média no tempo t.

Para linearização do modelo, foram utilizados os logaritmos das séries, resultando na seguinte função de regressão amostral:

$$\ln(C_t) = A + \alpha \ln(Y_t) + \beta \ln(P_t) + \delta \ln(T_t) + u_t$$

Sendo:

ln(C_t) : logaritmo da série da Demanda de Energia.

ln(Y_t): logaritmo da série do PIB Brasil.

ln(P_t): logaritmo da série da Tarifa Média Ponderada.

ln(T_t) : logaritmo da série da Temperatura Média no tempo t.

A esta função de regressão também foram adicionadas variáveis dummies (D_1 a D_11) para controlar as variações mensais dos referidos anos, e variável defasada de primeira ordem, de forma que o modelo final resultou em:

$$\ln(C_t) = A + \alpha \ln(Y_t) + \beta \ln(P_t) + \delta \ln(T_t) + \phi \ln(C_{t-1}) + \beta_1 D_1 + \beta_2 D_2 + \beta_3 D_3 + \beta_4 D_4 + \beta_5 D_5 + \beta_6 D_6 + \beta_7 D_7 + \beta_8 D_8 + \beta_9 D_9 + \beta_{10} D_{10} + \beta_{11} D_{11} + u_t$$

Sendo β_1 a β_{11} os coeficientes angulares das dummies empregadas e ϕ o coeficiente da variável independente na primeira defasagem.

Executando o Modelo, obteve-se a seguinte função ajustada:

$$\begin{aligned}
\ln(C_t) = & -2,903 + 0,812 \times \ln(Y_t) + -0,106 \times \ln(P_t) + 0,515 \times \ln(T_t) + 0,306 \times \ln(C_{t-1}) + 0,056 \times D_1 \\
& (-1,478) \quad (6,317) \quad (-0,933) \quad (4,808) \quad (2,483) \quad (2,243) \\
& - 0,034 \times D_2 + 0,102 \times D_3 - 0,002 \times D_4 + 0,055 \times D_5 + 0,004 \times D_6 + 0,051 \times D_7 + 0,066 \times D_8 \\
& (-1,214) \quad (4,114) \quad (-0,100) \quad (2,131) \quad (0,171) \quad (1,711) \quad (2,408) \\
& + 0,037 \times D_9 + 0,057 \times D_{10} - 0,015 \times D_{11} \\
& (1,323) \quad (2,515) \quad (-0,658)
\end{aligned}$$

Nota: os valores entre parênteses referem-se às estatísticas t.

Os sinais são os esperados, conforme definido pelas hipóteses baseadas na teoria do consumidor, ou seja, elasticidade-renda positivo, cuja *proxy* é o PIB Brasil, e a elasticidade-preço negativa, cuja *proxy* é a tarifa média ponderada.

Percebe-se que a algumas dummies (d_2, d_4, d_6, d_9 e d_11) não são significativas ao nível de significância de 10%, e o mesmo ocorre com a constante e com a variável tarifa. A tabela 18 analisa o modelo a nível de resíduos e especificação.

Tabela 18 – Análise do Modelo Mínimos Quadrados Ordinários.

Ajustamento e Linearidade dos Parâmetros	$R^2 = 0,916$ $\bar{R}^2 = 0,888$ $F(\text{prob})=0.000$
Normalidade dos Resíduos e Média = 0	Jarque Bera ⁴⁶ = 0,886 p-value JB (0,642)
Autocorrelação Resíduos	DW ⁴⁷ = 1,776
Correlação Serial Resíduos (lag=1)	Breusch-Godfrey Correlação Serial-LM ⁴⁸ : Estatística F: 0,490 p-value (0,487) Obs*R-quadrado: 0,681 p-value (0,408)
Homocedasticidade	Teste White Heterocedasticidade ⁴⁹ Estatística F: 1,198 p-value (0,307) Obs*R-quadrado: 21,75 p-value (0,296)

⁴⁶ Utilizada a Estatística de Jarque-Bera, cuja hipótese nula é de distribuição normal. A estatística JB tem distribuição Quiquadrado com 2 graus de liberdade; quanto menor o valor-p do teste JB, maior a probabilidade de rejeição da hipótese nula.

⁴⁷ Realizada através do teste Durbin-Watson, que calcula a soma das diferenças dos resíduos elevados ao quadrado e somente testa se os resíduos seguem um AR (1).

⁴⁸ Para analisar a correlação serial entre os resíduos, foi aplicado o teste Breusch-Godfrey-LM cujo teste faz uma análise assintótica dos multiplicadores de lagrange (LM). Este testa processos ARMA de qualquer ordem (p). A hipótese nula do teste é que não existe correlação serial dos resíduos, contra hipótese alternativa que os resíduos são ARMA (p,q). A estatística F (do teste) corresponde que todos os resíduos são redundantes. Quanto menor o p-value do teste, maior a chance de rejeitar a hipótese nula. Para todos os testes a ordem será 2 retardos.

Especificação do Modelo	Teste Ramsey RESET ⁵⁰	
	Estatística F: 0,002 Log likelihood: 0,0039	p-value (0,960) p-value (0,953)

Na análise da tabela 18, pode-se inferir que os resíduos apresentaram distribuição normal, ausência de correlação serial e homocedasticidade. Quanto à análise geral do modelo, realizada pelo teste Ramsey RESET, o mesmo não apresentou falha de especificação.

A tabela 19 realiza um comparativo das variáveis independentes resultantes do modelo VEC com o modelo mínimos quadrados ordinários (MQO).

Tabela 19 – Comparativo das Variáveis Independente nos Dois Modelos.

Variáveis	Modelo VEC	Modelo MQO
PIB BRASIL	0,982	0,812
TARIFA	-0,391	-0,106
TEMPERATURA	0,231	0,515

Por fim, executando o modelo MQO para o ano de 2008, utilizando a modelagem Box-Jenkins com as estimativas para este ano, e comparando o resultado com o resultado do modelo VEC, o desvio percentual foi de aproximadamente 3,9%, aproximando este modelo do cenário 1 da Empresa.

⁴⁹ Para testar se a variância do erro em relação às variáveis independentes é constante, premissa dos modelos BLUE (melhor estimador linear não tendencioso), faz-se necessário realizar o teste de White, cuja hipótese nula é ausência de heterocedasticidade. O teste realizado incorpora termos cruzados, por se tratar de poucas variáveis.

⁵⁰ Será realizado através do Teste de estabilidade- Ramsey RESET “Regression Specification Error Test”, que testa erros de especificação de diversas ordens como variáveis omitidas, formas funcionais incorretas, erros de medida em variáveis, inclusão e valores defasados quando o resíduo tem correlação serial. A hipótese nula do teste é de que a regressão foi especificada corretamente.

APÊNDICE 3 – ESTUDOS ANTERIORES

A tabela 20 resume dos principais artigos pesquisados, que tratam dos estudos e modelagens da demanda de energia elétrica.

Tabela 20 – Resumo dos Principais Artigos Pesquisados

Autores	Título	País/Estado Estudado	Ano Publicação	Publicação	Código JEL	Método Utilizado	Período	Classes Projeção	Correlação (R2)	Variáveis	Elasticidade- Preço		Variáveis	Elasticidade- Renda	
											longo prazo	curto prazo		longo prazo	curto prazo
Anderson, K. P.	Residential Demand for Electricity: Econometric Estimates for California and the United States.	California e EUA	out/73	The Journal of Business		Função: D-0,5D-1/H- 0,5H-1 Regressão Linear, Log- linear, exponencial, combinações log-linear e exponencial. OLS Função: D/H	1947-1969	Residencial	0,993	Média Custo Marginal	0,73		Renda Familiar	0,47	
							1947-1969		0,998		-0,58			0,43	
Andrade, T. A., e Lobão, W. J. A,	Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil	Brasil	jun/97	Texto para Discussão IPEA - 1998		OLS (LINEAR) Variável Instrumental (VI) TIPO 2 ESTÁGIOS Vetor autoregressivo (VAR) com modelo de correção erro (VEC) Método Johansen(88/91) AR(1) ADF	1963-1995	Residencial	0,9919	Tarifa Média	-0,0648		Pib per capita	0,211	
									0,9899	Tarifa Média	-0,0581		Pib per capita	0,2133	
										Tarifa Média	-0,05084		Pib per capita	0,2132	
AL- RABBAIE, A. e HUNT, L. C.	OECD Energy Demand: Modelling Underlyng Energy Demand Trends Using the Structural Time Series Model	OECD	out/06	Surrey Energy Economics Centre (SEEC)	O57, Q41	Modelo de Séries Temporais Estruturais (STSM) e Filtros de Kalman	Anual: 1960-2006	TOTAL		Tarifa Media	-0,1 a - 0,4		Renda	0,5 a 1,5	
Araujo, E.	Demanda de Energia Elétrica para Setor Industrial	Brasil	2007			VAR VECM (Método Johansen,1991)	Anual: 1975-2004	Industrial		Tarifa Média	-0,089		PIB Real	1,884	
Al-Azzam, A. e Hawdon, D.	Estimating the Demand for Energy in Jordan: A Stock- Watson Dynamic ols (Dols) Approach	Jordânia		Surrey Energy Economics Centre (SEEC)		Cointegração, MCEV, ADF, Johansen (1991)	Anual: 1968-1997	TOTAL	0,993	Preço Real da Energia	-0,347		Taxa real crescimento	0,762	
						Stock-Watson (DOLS)	Anual: 1968-1997	TOTAL	0,997	Preço Real da Energia	-0,082		Taxa real crescimento	0,98	
Bakirtas, T., Karbuz, S. e Bildirici, M.	An econometric analysis of electricity demand in Turkey	Turquia	2000	METU Studies in Development, 27 (1-2) 2000, 23-34		Cointegração, CORREÇÃO ERROS JOHANSEN(1988 1991)	Anual: 1962-1999	Consumo Residencial per Capita	0,973	Preço Real da Energia			Renda per capita	3,134	0,692
						Modelo ARMA(1,1)	Anual: 1997-2010	Consumo Residencial							

per Capita															
Autores	Título	Pais/Estado Estudado	Ano Publicação	Publicação	Código JEL	Método Utilizado	Período	Classes Projeção	Correlação (R2)	Variáveis	longo prazo	curto prazo	Variáveis	longo prazo	curto prazo
Boucinha, J, Martins P. M. e Domingos, J.-J.	Evolução da Procura de Electricidade no Médio e Longo Prazo	Portugal	jul/06	Publicação Interna EDP		ADRL (Auto Regressivo Distributed Lag) e MCE, Método Mínimas Diferenças Generalizadas	Anual: 1970-2005	Consumo Residencial per Capita					Pib Total	1,86	
Chang, Y. e Chombo, E. M.	Electricity Demand Analysis Using Cointegration and Error-Correction Models with Time Varying Parameters: the Mexican Case	México	jul/03		C51, C52, C53, Q41.	Cointegração, ADF,	Mensal: 1/1985 a 5/2000			Tarifa Média	-0,44				
Dahm, C. e Roman, C.	Energy Demand Elasticities - Fact or Fiction: A Survey Update	Mundial	jul/04	Energy, Environment and Economics in a New Era. 24th USAEE/IAEE North American Conference		Otimização da Curva de Utilidade Marginal. Técnica Multiplicador de Lagrange	Anual 2001	Residencial		Tarifa Média	-0,43	-0,23	Pib Total	0,6	0,28
EPE	Análise das Elasticidades-Rrenda e Preço do Consumo de Energia Elétrica no Brasil	Brasil	dez/05	Publicação Interna EPE		Função Cobb Douglas: $CE = k.PIBe(1+A)t$	Anual: 1970-2004	Residencial	0,98	Tarifa Média			Pib Total	1,05	
Filippini, M. e Pachauri, S.	Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households	India	mar/02	CEPE Working Paper Nr. 16		Cross-Section dados 30.972 famílias	Mensal: 1993 e 1994	Residencial		Tarifa Média	-0,16		PIB	0,658	
Garcez, E. W. e Ghirardi, A. G.	Elasticidades da demanda residencial de energia elétrica	Bahia	jun/05		C22, L94, Q41	Cointegração, VAR conforme Holtedahl e Joutz, ADF	Mensal: 1/1994-12/2002	Residencial	0,361 a 0,786	Tarifa Média	-0,039 a -0,073		Renda Média Salvador	0,127 a 0,756	
Halvorsen, R.	Residential Demand for Electric Energy	Estados Unidos	fev/75	The Review of Economics and Statistics, Vol. 57, No. 1. (Feb., 1975), pp. 12-18		CROSS SECTION - OLS (LOG-LINEAR)	Mensal: 1961 a 1969			Tarifa Marginal	-1,15		PIB PerCapita	0,51	
Holtedahl, P. e Joutz, F. L.	RESIDENTIAL ELECTRICITY DEMAND IN TAIWAN	Taiwan	jan/00	The George Washington University (publicação interna)		Cointegração, VAR, ADL (autoregressivo lag distribuição), ECM	Anual: 1955-1995	Residencial		Tarifa Marginal	-0,16		PIB Per Capita	1,94	0,25

Autores	Título	Pais/Estado Estudado	Ano Publicação	Publicação	Código JEL	Método Utilizado	Período	Classes Projeção	Correlação (R2)	Variáveis	longo prazo	curto prazo	Variáveis	longo prazo	curto prazo
Kamerschena, D. R. e Porterb, D. V.	The demand for residential, industrial and total electricity, 1973–1998	Estados Unidos	jan/04	Energy Economics 26 (2004) 87–100	L10; L51; L94	Ajustamento Parcial e Equações Simultâneas, mesmo usado por Houthakker and Taylor (1970)	Anual: 1973-1998	Residencial	0,9971	Tarifa Marginal	- 0,932496		PIB	0,654429	
Liu, G.	Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries A Dynamic Panel Data Approach	OECD	mar/04	Discussion Papers No. 373, March 2004 Statistics Norway, Research Department	C23, Q41	Método Estimação GMM, ONE STEP, DADOS EM PAINEL	Anual: 1978-1999	Residencial		Tarifa Média	-0,157	-0,03	PIB	0,303	0,058
Mattos, L. B. e Lima, J. E.	Demanda Residencial de Energia Elétrica em Minas Gerais	Minas Gerais	dez/05	Nova Economia	C32, D12, R21	Cointegração, VEC Model	Anual: 1970-2002	Residencial		Tarifa Média	-0,25		Pib per capita-MG	0,53	
MODIANO, E. M.	Elasticidade-Renda e Preço da Demanda de Energia Elétrica no Brasil	Brasil	mai/84	IPEA-Texto para Discussão 68		OLS, com correção para correlação serial método Cochranane-Orcutt	Anual: 1966-1981	Residencial, Industrial e Comercial	0,99	Tarifa Média	-0,457		Renda real	1,116	
MOYA, E. G.	La Demanda Residencial de Energia Electrica em la Comunidad Autonoma de Andalucía: un analisis cuantitativo	Andalucía	jan/05	Biblioteca Virtual Migueil D Cervantes		OLS, comparativo entre várias funções	Anual: 1984-1999	Residencial		Tarifa Média	-0,67		Renda real	0,87	
MURRAY, M.P, et al	The Demand for Electricity in Virginia	Virginia	nov/78	The Review of Economics and Statistics, vol. 60, n°4, pp 585-660		BOX-JENKINS, para previsão horária	Mensal: 1/1958- 12/1973	Residencial, Industrial e Comercial		Tarifa	-0,16		Renda	0,02	
SCHIMIDT, C. A. J. e LIMA, M. A.	Estimações e Previsões da Demanda por Energia Elétrica no Brasil	Brasil	fev/02	SEAE		Cointegração, VAR, MCEV, ADF	1º Anual: 1969/1999 2º Mensal: 1990/2000	Residencial, Industrial e Comercial	0,4607	Tarifa Média	-0,146		Pib(pm)	1,047	
SCHIMIDT, C. A. J. e LIMA, M. A.	A Demanda por Energia Elétrica no Brasil	Brasil	jul/02	RBE JAN- MAR/2004 58(1)67-99	Q41	Cointegração, VAR, MCEV, ADF (Johansen)	Anual: 1969 a 1999	Residencial, Industrial e Comercial	0,4607	Tarifa Média	-1,047		Rendimento Médio Real	0,146	

Autores	Título	Pais/Estado Estudado	Ano Publicação	Publicação	Código JEL	Método Utilizado	Período	Classes Projeção	Correlação (R2)	Variáveis	longo prazo	curto prazo	Variáveis	longo prazo	curto prazo
TAYLOR, L. D.	The Demand for Electricity: A Survey	Estados Unidos	set/75	The Bel Jornal of Economics, Vol 6, nº 1 (spring, 1975), pp 74-110		Modelo Comportamental utilizando preço e renda	Anual: 1947-1964	Residencial	0,999	Tarifa Média	-1,89	-0,13	Renda	1,93	0,13
WESTLEY, G. D.	Electricity Demand in a Developing Country	Paraguai	ago/84	The Review of Economics and Statistics, Vol 66, nº 3, (Aug.1984) pp 459-467		OLS combinação LOG, LINEAR e modelagem não linear	Anual: 1960-1977	Residencial e Comercial		Tarifa Marginal	-0,56		Renda real	0,42	
WILLS, J.	Residential Demand for Electricity in Massachusetts	Massachuetts	jun/77	working Paper N° MIT-EL 77-016WP		OLS (LINEAR), LOGIT	Pesquisa Empírica 57 residências	Residencial	0,9132	Tarifa Marginal		-0,08	Renda		0,32

LEGENDA

ADF	Teste da raiz unitária de Dickey-Fuller Aumentado
VAR	Vetor Autoregressivo
MCEV OU ECM	Modelo de Correção Erros Vetoriais
LFT	Modelo Função Transferência Linear
ADL	Modelo AutoRegressivo Defasagem Distribuida
PAM	Modelo de Ajustamento Parcial

