

Universidade de Brasília
Centro de Estudos em Regulação de Mercado – CERME/UnB
Mestrado em Regulação Econômica e Gestão de Negócios

**Projeção de Mercado no cálculo do Fator X das distribuidoras
brasileiras de energia elétrica: A metodologia adotada pela
ANEEL entre 2007 e 2010.**

Alexandre Vasconcelos Borges Netto

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Mestrado em Regulação Econômica e Gestão de Negócios do Centro de Estudos em Regulação de Mercado – CERME/UnB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Economia.

Orientador: Paulo César Coutinho

Brasília, março de 2011.

Agradecimentos

À minha companheira Maria, pelo convívio verdadeiramente fraternal e por todo apoio e compreensão.

À minha mãe, Maria do Carmo, pelo carinho e pelo apoio constante, meu refúgio e porto seguro, a quem recorro nos momentos mais complicados e quando preciso de conselhos, que invariavelmente acabam sendo verdadeiramente decisivos. À memória de meu pai, Francisco.

Ao meu irmão Daniel, pelo companheirismo, quem sempre foi e sempre será o melhor amigo. Ao meu querido sobrinho Arthur, que me incentiva a amadurecer e à pequena e querida sobrinha, Laura.

Aos professores do Mestrado em Regulação, pelo profissionalismo com que ministraram o curso, à Márcia Nalú pela dedicação e profissionalismo com que gerenciou os trabalhos e tornou o nosso caminho menos tortuoso. Ao Professor Coutinho pela eficácia na condução do Mestrado do CERME e por nortear os vários caminhos e áreas de interesse em regulação econômica.

Aos colegas do Mestrado e da ANEEL, com quem partilhei momentos de aprendizado e de boa convivência.

PROJEÇÃO DE MERCADO NO CÁLCULO DO FATOR X DAS DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS DE ENERGIA ELÉTRICA: A METODOLOGIA ADOTADA PELA ANEEL ENTRE 2007 E 2010.

Autor: Alexandre Vasconcelos Borges Netto

Orientador: Paulo César Coutinho

RESUMO

O presente trabalho trata da metodologia empregada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, durante os anos de 2007-2010, para determinar o Fator X aplicável às distribuidoras de energia elétrica. Após uma revisão da literatura acerca do Fator X, tratamos das metodologias de séries temporais para estimação do crescimento de mercado utilizado na estimativa de receitas futuras do Fator X. Algumas questões suscitadas pelas empresas distribuidoras e por associações representativas são discutidas, e por fim são vistos alguns modelos econométricos em análise aplicada ao comportamento histórico do crescimento de mercado das 20 maiores distribuidoras brasileiras, com um fornecimento de energia superior a 5.000 GWh anuais.

**ENERGY CONSUMPTION FORECASTS AND ITS USE ON SETTING THE X-
FACTOR OF BRAZILIAN ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES: AN
ASSESSMENT OF THE METHODOLOGY EMPLOYED BY THE BRAZILIAN
REGULATORY AGENCY DURING THE PERIOD 2007-2010.**

Author: Alexandre Vasconcelos Borges Netto

Advisor: Paulo César Coutinho

ABSTRACT

The present work deals with the methodology employed by the Brazilian electricity regulator (ANEEL), during the years of 2007-2010, to set the X-Factor for distribution utilities. After a revision on the literature about the X-Factor, we focus on time series estimation techniques employed to evaluate forecasted revenue estimates based on market growth forecasts. We pinpoint some issues posed by distribution utilities and consumer associations, and, at last, we make use of econometric models in the applied study of the historic behavior of energy consumption of the 20 Brazilian distribution utilities that supply more than 5.000 GWh per year.

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|------------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ARIMA | Auto-regressive integrated moving average |
| BRB | Base de Remuneração Bruta |
| BRL | Base de Remuneração Líquida |
| BSM | <i>Basic Structural Model</i> – Modelo Estrutural Básico (ref. Harvey e Shephard (1993)) |
| CAPEX | <i>Capital Expenditures</i> – Custos de Capital |
| CAPM | <i>Capital Asset Pricing Model</i> – Modelo de precificação do custo de capital. |
| COLS | <i>Corrected Ordinary Least Squares</i> – Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos. |
| DEA | <i>Data Envelopment Analysis</i> – Análise Envoltória de Dados |
| OFGEM | <i>Office of Gas and Electricity Markets</i> (UK) |
| OPEX | <i>Operational Expenditures</i> - Custos de Operação e Manutenção |
| RBC | Remuneração Bruta de Capital |
| RTA | Reajuste Tarifário Anual |
| RTP | Revisão Tarifária Periódica |
| SAMP/ANEEL | Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado (ex-Sistema de Acompanhamento de Mercado Padronizado) |
| SFA | <i>Stochastic Frontier Analysis</i> – Análise de Fronteira Estocástica |
| WACC | <i>Weighted Average Capital Cost</i> – custo médio ponderado de capital. |
| VPA | Valor da Parcela A – Itens de custos não-gerenciáveis das tarifas de distribuição (compra, transporte de energia e encargos setoriais). |
| VPB | Valor da Parcela B – Itens de custos gerenciáveis das tarifas de distribuição (custos de O&M, remuneração do capital e depreciação). |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1: Variáveis utilizadas pela ANEEL no cálculo do Fator X | 13 |
| Tabela 2.a: Mercado Residencial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias. | 43 |
| Tabela 2.b: Mercado Comercial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias. | 44 |
| Tabela 2.c: Mercado Industrial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias. | 45 |
| Tabela 2.d: Mercado Rural - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias. | 46 |
| Tabela 2.e: Mercado Demais Classes - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias. | 46 |
| Tabela 3: Resultado do teste de cointegração de Philips-Ouliaris para avaliar a relação entre o consumo de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica e a produção industrial nos Estados..... | 48 |
| Tabela 4: Resultado da aplicação de modelos ADL ao consumo de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica considerando a produção industrial nos Estados. | 50 |
| Tabela 5: Especificações SARIMA utilizadas para a AES SUL | 52 |
| Tabela 6: Especificações SARIMA utilizadas para a AMPLA | 53 |
| Tabela 7: Especificações SARIMA utilizadas para a BANDEIRANTE..... | 55 |
| Tabela 8: Especificações SARIMA utilizadas para a CEB | 56 |
| Tabela 9: Especificações SARIMA utilizadas para a CEEE..... | 58 |
| Tabela 10: Especificações SARIMA utilizadas para a CELESC | 60 |
| Tabela 11: Especificações SARIMA utilizadas para a CELG..... | 60 |
| Tabela 12: Especificações SARIMA utilizadas para a CELPA..... | 62 |
| Tabela 13: Especificações SARIMA utilizadas para a CELPE..... | 63 |
| Tabela 14: Especificações SARIMA utilizadas para a CEMAT | 64 |
| Tabela 15: Especificações SARIMA utilizadas para a CEMIG | 65 |
| Tabela 16: Especificações SARIMA utilizadas para a COELBA | 66 |
| Tabela 17: Especificações SARIMA utilizadas para a COELCE..... | 67 |
| Tabela 18: Especificações SARIMA utilizadas para a COPEL..... | 68 |
| Tabela 19: Especificações SARIMA utilizadas para a CPFL Paulista | 69 |
| Tabela 20: Especificações SARIMA utilizadas para a ELEKTRO | 70 |
| Tabela 21: Especificações SARIMA utilizadas para a ELETROPAULO..... | 71 |
| Tabela 22: Especificações SARIMA utilizadas para a LIGHT | 71 |
| Tabela 23: Especificações SARIMA utilizadas para a Piratininga..... | 72 |
| Tabela 24: Especificações SARIMA utilizadas para a RGE | 73 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|---|----|
| Gráfico 1 – O Modelo de RPI-X apresentado pelo Ogdem nas revisões tarifárias..... | 17 |
| Gráfico 2.a – O regime de incentivo como explicado pela ANEEL..... | 21 |
| Gráfico 2.b – Ganhos de produtividade no cálculo do Fator X como explicado pela ANEEL..... | 22 |
| Gráfico 3 – Processo de análise dos custos operacionais eficientes pela ANEEL..... | 28 |
| Gráfico 4 – Estruturas ótimas de curvas de custo por MW de térmicas (1930 – 1990)..... | 29 |
| Gráfico 5 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo residencial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009..... | 44 |
| Gráfico 6 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo comercial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009..... | 44 |
| Gráfico 7 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo industrial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009..... | 46 |
| Gráfico 8 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo rural e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009..... | 47 |
| Gráfico 9 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo demais classes e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009..... | 47 |
| Gráfico 10.a – Produção industrial nos Estados: PR, SC e RS - jan/2002 a dez/2009 - IBGE..... | 49 |
| Gráfico 10.b – Produção industrial nos Estados: MG, SP e RJ - jan/2002 a dez/2009 - IBGE..... | 49 |
| Gráfico 10.c – Produção industrial nos Estados: BA e PE - jan/2002 a dez/2009 - IBGE..... | 49 |
| Gráfico 11.a – Mercado de fornecimento da AES SUL entre jan/2002 e dez/2007..... | 51 |
| Gráfico 11.b – Apuração de observações outliers no mercado rural da AES SUL entre jan/2002 e dez/2007..... | 52 |
| Gráfico 12.a – Mercado de fornecimento da AMPLA entre jan/2002 e dez/2007..... | 53 |
| Gráfico 12.b – Apuração de observações outliers no mercado da classe comercial da AMPLA entre jan/2002 e dez/2007..... | 53 |
| Gráfico 12.c – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado residencial da AMPLA para o biênio 2008-2009..... | 54 |
| Gráfico 13 – Mercado de fornecimento da BANDEIRANTE entre jan/2002 e dez/2007..... | 55 |
| Gráfico 14 – Mercado de fornecimento da CEB entre jan/2002 e dez/2007..... | 56 |
| Gráfico 15.a – Mercado de fornecimento da CEEE entre jan/2002 e dez/2007..... | 57 |
| Gráfico 15.b – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado residencial e rural da CEEE para o biênio 2008-2009..... | 57 |
| Gráfico 16.a – Mercado de fornecimento da CELESC entre jan/2002 e dez/2007..... | 58 |
| Gráfico 16.b - Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado comercial da CELESC para o biênio 2008-2009..... | 59 |
| Gráfico 17.a – Mercado de fornecimento da CELG entre jan/2002 e dez/2007..... | 60 |
| Gráfico 17.b – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado comercial da CELG para o biênio 2008-2009..... | 61 |
| Gráfico 18 – Mercado de fornecimento da CELPA entre jan/2002 e dez/2007..... | 62 |
| Gráfico 19 – Mercado de fornecimento da CELPE entre jan/2002 e dez/2007..... | 63 |
| Gráfico 20 – Mercado de fornecimento da CEMAT entre jan/2002 e dez/2007..... | 64 |
| Gráfico 21.a – Mercado de fornecimento da CEMIG entre jan/2002 e dez/2007..... | 65 |
| Gráfico 21.b – Apuração de observações outliers no mercado da classe demais classes da CEMIG entre jan/2002 e dez/2007..... | 65 |
| Gráfico 22 – Mercado de fornecimento da COELBA entre jan/2002 e dez/2007..... | 66 |
| Gráfico 23 – Mercado de fornecimento da COELCE entre jan/2002 e dez/2007..... | 67 |
| Gráfico 24 – Mercado de fornecimento da COPEL entre jan/2002 e dez/2007..... | 68 |

| | |
|---|----|
| Gráfico 25 – Mercado de fornecimento da CPFL Paulista entre jan/2002 e dez/2007 | 69 |
| Gráfico 26 – Mercado de fornecimento da Elektro entre jan/2002 e dez/2007 | 70 |
| Gráfico 27 – Mercado de fornecimento da Eletropaulo entre jan/2002 e dez/2007 | 70 |
| Gráfico 28 – Mercado de fornecimento da Light entre jan/2002 e dez/2007 | 71 |
| Gráfico 29 – Mercado de fornecimento da Piratininga entre jan/2002 e dez/2007..... | 72 |
| Gráfico 30 – Mercado de fornecimento da RGE entre jan/2002 e dez/2007 | 72 |

ÍNDICE ANALÍTICO

| | |
|---|----|
| 1. Introdução..... | 10 |
| 2. O cálculo do Fator X e algumas questões acerca da metodologia utilizada pela ANEEL..... | 12 |
| 2.1. Introdução..... | 12 |
| 2.2. O modelo adotado pela agência reguladora brasileira para cálculo do Fator X e sua base teórica. | 12 |
| 2.2.1. O caso inglês..... | 15 |
| 2.2.2. O caso brasileiro | 18 |
| 2.3. Diferentes “funções” para o Fator X – ganhos de escala, ganhos de eficiência e ganhos tecnológicos..... | 23 |
| 2.3.1. A função “ganho de produtividade”..... | 23 |
| 2.3.2. A função ganho de eficiência..... | 26 |
| 2.3.3. A função ganho tecnológico | 29 |
| 2.4. A projeção de mercado no cálculo do Fator X das distribuidoras brasileiras de energia elétrica | 30 |
| 2.4.1. O reposicionamento tarifário durante as revisões tarifárias | 31 |
| 2.4.2. O cálculo da projeção de mercado para todo o ciclo tarifário..... | 32 |
| 2.4.3. Uma descrição dos modelos de projeção citados pela ANEEL | 32 |
| 3. Comportamento e projeção de consumo de energia no 2º ciclo de revisões tarifárias – uma análise prática da metodologia..... | 40 |
| 3.1. Introdução..... | 40 |
| 3.2. Questões acerca da projeção de mercado discutidas durante o aprimoramento da metodologia. | 40 |
| 3.3. Projeção de Mercado para distribuidoras de energia elétrica através de modelos auto-regressivos de média móvel com efeito sazonal anual – ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ e Modelos Estruturais. | 41 |
| 3.3.1. Classes Residencial e Comercial..... | 43 |
| 3.3.2. Classe Industrial..... | 45 |
| 3.3.3. Classe Rural e Demais Classes | 46 |
| 3.4. Avaliação da relação de cointegração entre o consumo de energia elétrica e a produção industrial, modelos autoregressivos com defasagens distribuídas e sua possível aplicação à análise do comportamento de mercado. | 47 |
| 3.5. Procedimentos adotados quanto às séries de consumo analisadas..... | 50 |
| 4. Conclusão | 74 |
| 5. Bibliografia..... | 77 |
| 6. ANEXOS..... | 79 |
| 6.1 Empresas Avaliadas..... | 79 |
| 6.2. Funções e códigos de programação do R-CRAN utilizados na presente dissertação para rodar os modelos estatísticos/econométricos e para apresentação gráfica. | 80 |
| 6.3. Exemplo de utilização do R-CRAN para rodar os modelos e gerar gráficos..... | 82 |

1. Introdução

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é responsável pela implementação das diretrizes de governo e pela regulação do setor elétrico brasileiro (SEB), através de normas e regulamentos setoriais. Dentre essas atribuições regulatórias, uma das questões centrais é a de se determinar as metodologias aplicáveis nos processos de revisão tarifária periódica.

Para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, as discussões das metodologias para determinação dos custos operacionais, da remuneração regulatória e da depreciação do capital foram iniciadas a partir de 2007, para aplicação durante o período compreendido entre 2007-2010, denominado de 2º ciclo de revisões tarifárias. Esses itens de custo denominam-se “custos de distribuição” ou “custos gerenciáveis pelas distribuidoras”, e tanto o comportamento dessas variáveis quanto da receita de distribuição durante o período tarifário são vistas por meio de um componente denominado Fator X.

Visando dar maior transparência ao processo de implantação dessas metodologias e identificar itens passíveis de aprimoramento no cálculo tarifário, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 052/2007, em dezembro de 2007. Dentre os grandes temas tratados nessa AP, destacavam-se: 1) a metodologia de cálculo dos custos operacionais; 2) a metodologia de determinação da taxa de remuneração regulatória, item relacionado com o cálculo da Estrutura Ótima de Capital e da Base de Remuneração Regulatória (“*rate base*”); e 3) metodologia para determinar os ganhos de produtividade esperados (Fator X) para a empresa regulada em decorrência do crescimento de mercado durante o período tarifário.

Na presente dissertação, tratamos especificamente do item relativo ao cálculo do Fator X, e, mais especificamente, da metodologia para projeção do crescimento de mercado utilizado no cálculo da receita projetada durante o período tarifário de cada empresa. O uso desse componente, em um regime de *price cap*, tem fundamento na concepção de que ao tentar estabelecer tarifas para uma empresa regulada, emulando um mercado competitivo, as tarifas devem refletir as mudanças nos custos dos insumos e na possibilidade de ganhos de produtividade com o crescimento da receita a taxas maiores do que dos custos variáveis.

Assim, o Fator X deve capturar tais diferenças observadas entre a firma regulada comparativamente ao restante da economia. Se a firma regulada pode aumentar sua produtividade acima da média da economia então o Fator X será positivo.

Nas discussões da AP 052/2007, a opção adotada pela ANEEL foi a de utilizar um *forecast approach* para o Fator X. Em síntese, foram feitas estimativas do fator de produtividade que

representa o quanto devem ser reduzidos os preços de maneira tal que o fluxo de receitas projetadas deduzidas dos custos de capital e custos operacionais, resultem em um valor presente nulo (Receita = Custos), descontado à taxa de remuneração regulatória. Ou seja, procura-se estabelecer um fluxo que resulte em um lucro econômico igual a zero, emulando um mercado competitivo.

Então, o regulador procura determinar as tarifas aplicáveis que serão cobradas pelas firmas com base em estimativas de crescimento de mercado, que permitem estimar a energia vendida em cada ano do período tarifário. Supondo que a estimativa esteja adequada, obtém-se uma receita compatível com a recuperação dos custos incorridos, com um retorno adequado sobre os investimentos efetuados. Como essa receita é dividida pela quantidade projetada de venda de energia, obtém-se uma tarifa 'volumétrica', ou seja, que depende do consumo realizado.

Essa tarifa é mantida inalterada durante o período tarifário, sendo que a receita da empresa será obtida mediante a aplicação dessa tarifa pelo efetivo montante de energia vendida em seu mercado. Se essas vendas (quantidades físicas) forem maiores do que as projetadas no momento da formação da tarifa, a empresa adquire uma receita adicional, se forem menores do que o projetado, ela tem uma perda de receita. Portanto, após fixada a tarifa, a receita das empresas flutuam de acordo com o nível de vendas efetivamente verificado.

O mercado projetado no cálculo do Fator X e os ganhos de produtividade tomam especial importância no cálculo tarifário, sendo que eventos não previstos podem distorcer essas estimativas. Torna-se, então, questão importante identificar as melhores estimativas para o crescimento de mercado.

A presente dissertação foi dividida da seguinte maneira: após essa seção introdutória, a seção 2 apresenta questões acerca da metodologia de cálculo do Fator X utilizada no Brasil, suas origens e diferenças em relação ao caso inglês, as funções tradicionais do Fator X extraídos da literatura econômica, e por fim a forma escolhida pelo regulador brasileiro para realizar as estimativas de crescimento de mercado. Na seção 3, analisamos o comportamento e projeção do consumo de energia de acordo com a metodologia proposta durante o 2º ciclo de revisões tarifárias, avaliando as questões suscitadas pelas empresas distribuidoras e associações representativas. São feitas estimativas visando averiguar a adequação dessas metodologias para realizar previsões com base no histórico de consumo de energia, por subclasse de consumo, e são apresentadas comparações em relação às estimativas feitas pela Agência e pelas distribuidoras, para outros períodos relativamente próximos. A seção 4 conclui.

2. O cálculo do Fator X e algumas questões acerca da metodologia utilizada pela ANEEL

2.1. Introdução

Nesta seção são apresentadas: i) as bases teóricas e a forma de cálculo do Fator X segundo o modelo adotado atualmente no Brasil; ii) Os diferentes enfoques do Fator X quanto a ganhos de eficiência, de produtividade e ganhos tecnológicos e a aplicabilidade desses conceitos ao caso brasileiro; iii) a metodologia utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para análise das estimativas de crescimento de mercado.

2.2. O modelo adotado pela agência reguladora brasileira para cálculo do Fator X e sua base teórica.

A forma de cálculo do Fator X estabelecida pela ANEEL, em seus contornos atuais, foi estabelecida por meio da Resolução Normativa nº. 55/2004 no âmbito do 1º ciclo de revisões tarifárias com a seguinte descrição algébrica¹:

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i(1 - X_e)^{i-1}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i}$$

A equação acima descreve um fluxo de caixa descontado de receitas projetadas (lado esquerdo da equação), e de despesas projetadas (lado direito) para o período tarifário que se inicia com a revisão tarifária periódica de cada distribuidora de energia elétrica. O Fator X (representado pela variável “Xe” na equação acima) representa um redutor anual do preço que evita que o crescimento esperado de produtividade do negócio, por um aumento previsível na quantidade de energia fornecida, ocasiona um descompasso entre a receita efetiva em relação àquela inicialmente prevista para cobertura dos custos de distribuição durante o reposicionamento tarifário inicial P_0 . Tais

¹ Optamos por reproduzir o fluxo de caixa descrito na Resolução Normativa 234/2006, com modificações da Resolução Normativa nº. 338/2008, que tem uma descrição mais intuitiva do fluxo de caixa descontado de receitas e despesas projetadas do Fator X como calculado pela Agência, mas que se baseia na formulação inicialmente feita por meio da Resolução Normativa nº 55/2004 que permanecera vigente durante o 2º ciclo.

As revisões tarifárias iniciaram-se no período entre 2003-2005, como previsto nos contratos de concessão de distribuição assinados entre 1998-2001. Atualmente já passamos pelo 2º ciclo tarifário, durante o período 2007-2009, enquanto que o 3º ciclo compreenderá as revisões tarifárias que ocorrerão durante o período 2011-2013

custos de distribuição referem-se à remuneração regulatória e à cobertura dos custos operacionais necessários à execução da atividade concedida.

Para realizar esse cálculo é necessário fazer uma projeção da evolução dos custos gerenciáveis (denominada “Parcela B”, segundo os contratos de concessão), ou seja, dos custos operacionais, remuneração da base de ativos regulatórios e respectiva depreciação. Também é necessário realizar projeções quanto ao crescimento de mercado e receita de fornecimento que será alcançada com as atuais tarifas de fornecimento. Portanto, as receitas operacionais, a remuneração bruta de capital, a depreciação e os custos de O&M são variáveis que dependem de projeções ou expectativas de crescimento futuro para períodos de 4 ou 5 anos. Todas as variáveis são determinadas exogenamente, à exceção do X_e que resulta da equação acima.

A tabela abaixo descreve como as variáveis mencionadas acima foram determinadas no cálculo tarifário durante o 2º ciclo:

Tabela 1: Variáveis utilizadas pela ANEEL no cálculo do Fator X

| Designação no FCD | Variáveis utilizadas | Forma de cálculo ou apuração |
|-------------------|---|--|
| RO_i | $P_0 \cdot Q_i$ | <p>RO_i – Receita Operacional no ano i.</p> <p>P_0 – é resultado do reposicionamento tarifário, indicando o nível médio das tarifas de distribuição, ou seja, refere-se à parcela da tarifa de energia elétrica que cobre a Parcela B ou os “custos gerenciáveis”;</p> <p>Q_i – quantidade de energia que será fornecida durante todo o período tarifário e que resulta da projeção de crescimento de mercado (dados anuais de consumo de energia, em MWh, para cada ano i do período tarifário, para as classes de consumo <i>residencial, comercial, industrial, rural e demais classes</i>).</p> |
| RBC_i | $r_{WACC} \cdot BRL_i$ | <p>r_{WACC} – a taxa de remuneração regulatória calculada por meio da metodologia do custo ponderado médio de capital (WACC).</p> <p>BRL – Base de Remuneração Líquida, que corresponde ao Ativo Imobilizado em serviço depreciado, pós adições ou baixas.</p> |
| D_i | $d \cdot BRB_i$ | Trata-se da aplicação da taxa de depreciação média ao valor novo de reposição de todos ativos vinculados à prestação do serviço, chamada de Base de Remuneração Bruta. |
| $O\&M_i$ | $CO_t^{O\&M}(Q_i, NC_i)$ $CO_t^C(NC_i)$ $CO_t^A = CO_0^A$ | A evolução dos custos operacionais depende do valor inicial da Empresa de Referência, sendo decomposta em custos operacionais de O&M, de atendimento comercial e custos administrativos ($CO^{O\&M}$, CO^C e CO^A), sendo que o primeiro depende de projeções de crescimento do fornecimento de energia em MWh (Q_i), os dois primeiros dependem de projeções de crescimento do número de clientes (NC_i), e, por fim, os custos administrativos que são mantidos constantes e reavaliados somente no ciclo seguinte (após 4 ou 5 anos). |

Para a definição do mercado de energia, consideram-se inicialmente as projeções informadas pelas concessionárias, que são depois analisadas pela ANEEL quanto à consistência a partir de projeções feitas pela Agência com base em metodologias de séries temporais. Como o número de clientes também entra no cálculo das estimativas de custos operacionais, no momento em que se faz a projeção do mercado de energia, também é feita uma projeção do crescimento do número de clientes.

Supondo que P_0 permanece inalterado, em termos reais, durante o período tarifário e que ocorrem variações na quantidade de energia fornecida (Q_i) e, por outro lado, os custos aumentam em função de alterações na base de remuneração, em função dos investimentos, e dos custos operacionais, e em função de aumentos na base de clientes, então o X_e representa um redutor de P_0 que captura os ganhos de produtividade pelo aumento do consumo de energia. No segmento de distribuição de energia elétrica, em que se observa altos custos fixos, espera-se normalmente rendimentos crescentes para uma vasta faixa da escala do negócio, e, portanto, um Fator X positivo é o resultado usual.

É importante notar que atualmente a ANEEL parte da premissa de que cada empresa deve iniciar de imediato com um patamar de custos operacionais tidos como *eficientes*², por conseguinte não identifica qualquer ganho adicional de eficiência através do Fator X. Portanto, ao resolver a questão da eficiência no período inicial e manter esse patamar inalterado durante o restante do ciclo tarifário, o cálculo realizado no 1º e 2º ciclos focou-se exclusivamente nos ganhos de produtividade do negócio pelo crescimento previsível de mercado que levaria a uma taxa de crescimento da receita de fornecimento acima da taxa de crescimento dos custos inicialmente estipulados.

Entretanto, cabe frisar que a princípio nada impede que a ANEEL estipule métodos baseados em comparação entre empresas, com a substituição da atual metodologia de empresa de referência por fronteiras eficientes (*e.g.*, por meio de métodos de programação linear, como o DEA, ou por meio de técnicas estatísticas, como o SFA). Assim, em tese, poderiam ser estabelecidas metas de convergência dos custos operacionais em relação a uma fronteira eficiente, por meio do Fator X. Nesse caso, poderia ser dito que o cálculo do Fator X incorporaria também os ganhos de eficiência, como se observa em outros países³. Por fim, parte da literatura identifica o Fator X como mecanismo que capta os ganhos de eficiência produtiva por causa de mudanças tecnológicas. Este, porém, é um item que tem relativamente menos importância no segmento de distribuição de energia elétrica, pois grande parte dos equipamentos e materiais que compõem a rede de distribuição seguem padrões

² Essa premissa pode ser considerada um tanto rigorosa, forte, pois poderia ser interpretada como se a ANEEL determinasse de partida que todas as concessionárias estivessem em uma espécie de fronteira eficiente, desde o início do ciclo. Entretanto, a idéia de uma fronteira eficiente não encontra sustentação na metodologia estabelecida pela ANEEL para o 2º ciclo de revisões tarifárias, na prática a empresa de referência reflete parâmetros médios de eficiência do setor, que incorre em práticas, preços e custos médios do segmento.

³ Por exemplo, na Inglaterra vários métodos foram aplicados pelo regulador para tentar determinar a eficiência de custos operacionais, incluindo: análise de tendências históricas do Opex, análises de benchmark *top-down* que envolvem análise econométrica, análises de benchmark *bottom-up* envolvendo modelagem de engenharia de processos, comparações internacionais e previsões baseadas em comportamentos esperados de produtividade e de preços de insumos dos itens que compõem os custos.

técnicos que não se alteram significativamente ao longo de períodos de tempo relativamente curtos, como é o caso do período tarifário que dura não mais do que 5 anos, como argumentamos mais adiante na seção 2.3.3.

2.2.1. O caso inglês

Durante as discussões da revisão dos controles de preços iniciada em 1999 (Electricity Distribution Price Control Review 3 - DPCR3), o regulador britânico preocupou-se principalmente em comparar a eficiência entre as 12 empresas distribuidoras (distribution network operators – DNO), incorporando tal comparação ao Fator X. Nesse sentido, no caso britânico, a maior preocupação ao estipular o Fator X foi a de capturar ganhos de eficiência relativa entre as distribuidoras.

A decisão de transitar de um cost-plus-fixed-fee (“cost-plus”) para um regime de price cap teria sido a decisão mais importante⁴. Tratava-se do primeiro momento em que as empresas teriam a possibilidade de responder aos incentivos dados pelo novo regime, por isso tal transição seria mais importante do que a forma específica de implementação do Fator X.

Entretanto, na afirmação acima se presume, sem maiores contestações, que os interesses dos gerentes e administradores da empresa e dos acionistas são perfeitamente alinhados. Ou seja, ao ignorar a possibilidade de um problema do tipo principal-agente, ignora-se a possibilidade de que os administradores vejam o price cap relaxado como uma mera restrição orçamentária a ser alcançada, em vez de ir além da meta proposta, como seria de se esperar em um mecanismo de incentivo. Assim, ao ignorar um possível problema de informação assimétrica por *moral hazard* (no caso, o *esforço* dos gerentes e administradores em baixar custos além da restrição), pouca atenção foi dada à questão do incentivo dado pelo mecanismo tanto para administradores quanto para as companhias e seus controladores ou acionistas.

Então a regulação price cap por meio do RPI-X (*retail price index with deduction of expected efficiency savings X*) foi desenhada para combater os problemas de *moral hazard* em exercer esforço no sentido de redução de custos, sob a ótica dos acionistas, mas na prática pode persistir um problema de *moral hazard* nos casos em que as metas não são suficientemente desafiadoras.

Além disso, surgiu outro problema quanto ao estabelecimento do Fator X durante as revisões tarifárias: o de se determinar o quão próximo o Fator X estabelecido para o novo ciclo deveria se relacionar com a performance alcançada no último ciclo pela empresa, em resposta aos incentivos, e, por outro lado, o quanto ela poderia ficar descasada da performance passada sem que houvesse objeções da sociedade contra ganhos extraordinários. Beesley and Littlechild (1989) argumentam que em indústrias com características de monopólio natural regionais, haveria certa pressão social no sentido de relacionar a fixação do Fator X com alguma medida de performance pretérita da empresa, comparativamente à efetiva taxa de retorno sobre capital, então medidas de comparação de performance, *yardstick competition*, tornam-se importantes. Na experiência internacional, duas

⁴ Jones(2001)

agências reguladoras caminharam nessa direção: na Holanda e na Austrália (DTE, 1999; IPART, 1999).

O cálculo do X realizado pelo Ofgem durante a 3ª revisão⁵ consistiu em:

- i) Determinar o valor dos custos operacionais para o primeiro ano do período tarifário, e os gastos de capital para todo o período ($OPEX_1$ e $\sum_{i=1}^n CAPEX_i$).
- ii) São avaliados dois cenários de qualidade de fornecimento (atual s_1 e um “enhanced” s_2) utilizando medidas de qualidade usuais do setor elétrico, como as metas de segurança ou frequência de interrupções (FIC) e disponibilidade ou duração de interrupções (DIC).
- iii) Os valores de OPEX e CAPEX passam por um escrutínio pela agência reguladora e é feita uma comparação dos valores projetados pela empresas com as projeções de aumento de carga feitas pelo Ofgem.
- iv) Há discricionariedade por parte do regulador para recusar as informações encaminhadas pelas empresas, mas, por outro lado, parece existir certo espaço para barganhas entre concessionária e o Ofgem⁶. Como resultado, obtém-se séries temporais para as variáveis OPEX, CAPEX e Depreciação.
- v) Calcula-se a remuneração regulatória por meio da metodologia do custo ponderado médio de capital (WACC) e de uma base de ativos que é formada para todo o período e “acumulada”, refletindo valores iniciais da base em dado período t (V_{t-1}) e ao final desse período (V_t). Ou seja: $V_t = V_{t-1} + CAPEX_t - D_t$.
- vi) Calcula-se um fluxo de caixa descontado de maneira que o valor presente de receitas e despesas seja idêntico: $PV(R) \equiv PV(C)$. Algebricamente, abrindo-se todas variáveis que compõem receitas e custos teremos um FCD com a seguinte especificação:

$$\sum_{t=1}^n \frac{P_0(1 + RPI - X)^t Q_t}{(1 + i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{[OPEX_t + D_t + i(V_{t-1} + CAPEX_t - D_t)]}{(1 + i)^t}$$

- vii) O Fator X é calculado de maneira a refletir os deslocamentos em direção à fronteira eficiente⁷ dos custos operacionais durante o período tarifário das companhias.

⁵ OFGEM(1999) e Jones(2001).

⁶ Jones(2001): “A yardstick efficiency comparison based on controllable operating costs is carried out both to set allowed operating costs and to suggest an X factor.(...)The nature of the yardstick comparisons and the way they are used in the analysis are not as transparent as they could be, and ongoing bargaining seems to characterise the evolution of the controls.”

⁷ Para a revisão das distribuidoras iniciada em 2000, a OFGEM estabelecia a fronteira eficiente com base em uma comparação entre as empresas por meio de uma regressão simples do Opex em relação a um índice composto (número de clientes, tamanho das linhas de distribuição e quantidade de energia fornecida) por mínimos quadrados ordinários com deslocamento do intercepto de maneira que a reta interceptasse o nível observado da empresa mais eficiente, método COLS. Esse método aplicado pelo Ofgem, aliás, encontra várias críticas dentre as quais é destacada a de Pollit(2005).

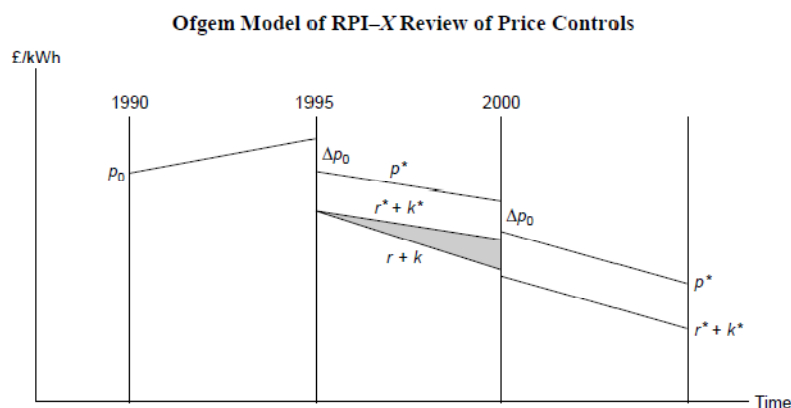
- viii) Assim, a única variável que permanece indeterminada, a partir do fluxo de caixa anterior é P_0 ⁸.

Notando que o valor de P_0 na equação acima é uma constante no somatório à esquerda da equação acima, podemos isolá-lo e, então calcular explicitamente P_0 por meio da seguinte fórmula:

$$P_0 = \frac{\sum_{t=1}^n [OPEX_t + D_t + i(V_{t-1} + CAPEX_t - D_t)](1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (1 + RPI - X)^t Q_t (1+i)^{-t}}$$

Ao início de cada ciclo tarifário todas as variáveis que determinam P_0 são reavaliadas: são geradas novas séries de projeções dos custos operacionais e despesas de capital com investimentos, é recalculado o custo de capital médio e o X aplicável que dependerá do grau de ineficiência das empresas em relação à fronteira eficiente. Assim, no momento de aplicação dos resultados da revisão tarifária há uma mudança do nível de P_0 em relação àquele observado no último ano do período anterior, Δp_0 que servirá como ponto de partida para o mecanismo de incentivo no período tarifário subsequente. A figura a seguir ilustra o mecanismo de incentivo no regime de *price cap*:

Gráfico 1 – O Modelo de RPI-X apresentado pelo Ogdem nas revisões tarifárias



fonte: Jones (2001)

As variáveis vistas no Gráfico 1 são o preço inicial estabelecido para o ciclo (p_0), a estimativa para os custos operacionais regulatórios (r^*) e os custos de investimentos em capital regulatório (k^*). O retorno para a distribuidora é dada pela diferença entre o preço inicial estabelecido e a soma dos custos operacionais e dos investimentos, ou seja $p - (r^* + k^*)$. A inclinação negativa reflete a concepção de que há ganhos projetados de eficiência no Fator X estabelecido em t_0 .

⁸ Diferente do caso brasileiro. A legislação brasileira prevê que P_0 deve ser determinada a partir de suas componentes de custo (para fins do Fator X, a componente de custos gerenciáveis), que inclui em sua fórmula os custos operacionais e a remuneração do capital. Portanto, o Fator X durante o 2º ciclo refletiu um nível regulatório médio de eficiência, mantido constante durante todo o período tarifário, servindo como uma meta a ser alcançada ou ultrapassada. A variável a ser determinada no fluxo de caixa é o próprio Fator X que captura apenas o efeito do descasamento projetado entre receitas e despesas projetadas, i.e. ganhos de produtividade (devido ao crescimento de escala do negócio).

Começando no período de 1995, o preço inicial foi ajustado levando-se em conta as estimativas iniciais de custos em relação ao patamar preexistente, portanto inicialmente há uma diferença em p_0 , e o ajuste corresponde a uma redução inicial Δp_0 . A remuneração do capital permanece constante durante o período tarifário, portanto a diferença entre p e $(r^* + k^*)$ não se altera durante o ciclo e, como p não é revisto, o preço varia somente em função da diminuição projetada de $r^* + k^*$ para o período tarifário, em virtude dos ganhos de eficiência projetados no Fator X. O mecanismo de incentivo funciona aqui a partir do momento em que o regulador não altera o preço em função do comportamento observado dos custos e rendimentos da empresa regulada, então qualquer ganho adicional que resulte da diminuição de custos obtida pela empresa (representada pela área hachurada do gráfico) resulta em uma maior remuneração efetiva. Ou seja, a diferença da remuneração efetiva $p - (r + k)$ será tanto maior, quanto maior for a diminuição, em relação à projeção regulatória, dos custos operacionais $r - r^*$ e de capital $k - k^*$.

Portanto, a empresa é *residual claimant* desses benefícios que se originam de reduções nos custos operacionais e nos custos de capital necessários à prestação do serviço. A noção subjacente à adoção desse critério, que torna a empresa *residual claimant* dos benefícios adicionais por ela gerados, é que em um regime de incentivo não se deve interferir na gestão da empresa quanto às práticas bem sucedidas em reduzir custos operacionais, dada certa qualidade na prestação do serviço oferecido, até finalizado o período entre revisões (*lag regulatório*).

No começo do período tarifário seguinte, ao fazer novas projeções de custos operacionais e de investimentos, a agência reguladora estabelece novamente um preço inicial, com uma mudança de preços no período inicial, Δp_0 , que passa a incorporar ganhos de eficiência alcançados pela empresa regulada no período anterior.

Essas reduções discretas de P_0 que acontecem no começo de cada período de controle, como visto no começo de 1995 e de 2000 no gráfico 1, são ajustes em P_0 que equivalem, no caso brasileiro, ao reposicionamento tarifário. Mas tal valor, no nosso caso, não é determinado pelo fluxo de caixa descontado, mas a partir de suas componentes de custo. Após um período em que a empresa pode alcançar um nível acima do regulatório (representado no Gráfico 1 pela área hachurada em cinza), esses ganhos são finalmente repassados aos consumidores, momento em que o regulador passa a incorporar as práticas mais eficientes adotadas pelas empresas reguladas e isso causa a mudança discreta em P_0 ao início de cada novo ciclo de revisão.

2.2.2. O caso brasileiro

A proposta de cálculo do Fator X adotada pela ANEEL durante o 2º ciclo de revisões tarifárias, a exemplo do modelo inglês adotado no DPCR3, parte de um fluxo de caixa descontado *forward-looking*, que “*tem por objetivo valorar adequadamente as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente X define um percentual a ser reduzido das receitas previstas para a concessionária de forma a igualar a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período*”

tarifário ao custo de capital regulatório (WACC) [... a fixação do fator X] deve garantir a correta evolução da Parcela B ao longo do ciclo tarifário, expressando adequadamente a remuneração total sobre a base de ativos e a cobertura dos custos operacionais.”⁹

Ou seja, o Fator X no caso brasileiro tem como objetivo a manutenção de um patamar estável de remuneração, dada pela diferença entre P_0 (que no nosso caso, refere-se somente aos custos de distribuição, ou seja, “custos gerenciáveis”) e os custos de operação e de capital necessários à prestação do serviço.

A ANEEL então apresenta o seguinte fluxo de caixa descontado:

$$\sum_{t=1}^n \frac{RO_t(1 - X_e)^{t-1}}{(1 + i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{(RBC_t + D_t + OPEX_t)}{(1 + i)^t}$$

Onde RO_t é a receita operacional em t , que pode ser expressa por $P_0 * Q_t$. Com essa substituição, o lado esquerdo da equação, que é o valor presente da receita, se torna quase idêntico à formulação do OFGEM, à exceção do expoente de $(1 - X_e)^{t-1}$, uma vez que os contratos de concessão de distribuição no Brasil prevêem que o Fator X só pode ser aplicado a partir do primeiro reajuste tarifário anual subsequente à revisão tarifária periódica, *i.e.*, a partir de $t = 2 \dots n$, sendo que em $t = 1$, não é utilizado o Fator X para cálculo do reposicionamento tarifário, $X_{e1} = 0$. Quanto ao RPI (retail price index), ele não aparece aqui explicitamente, uma vez que o índice de variação da inflação somente é apurado no momento do cálculo dos reajustes tarifários anuais, como previsto nos contratos de concessão¹⁰.

RBC_t é a remuneração bruta de capital em t , resultante da aplicação da taxa de remuneração regulatória, o WACC, sobre base de remuneração líquida, ou seja $i(BRL_t)$. Mas a base de remuneração regulatória e a taxa média de depreciação são estabelecidas somente para o ano teste, o primeiro ano do período tarifário, resultando assim no valor inicial BRL_1 . Os valores para os anos posteriores são determinados por meio das seguintes fórmulas:

⁹ Nota Técnica nº 293/2008-SRE/ANEEL, de 25/09/2008.

¹⁰ No Brasil, os contratos de concessão de distribuição adotaram o IGP-M/FGV como índice de atualização monetária. Entretanto, ainda no começo do Governo Lula, em 2003, o Conselho Nacional de Política Energética emitiu a Resolução nº 1, de 4 de abril de 2003, que resolveu

“(...) estabelecer que a ANEEL mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGPM – X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão de obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”

A ANEEL adotou, dessa maneira, o IPCA/IBGE para atualizar a parcela dos custos operacionais impactada por custos de mão de obra (principalmente remunerações trabalhistas e salários no cálculo da Empresa de Referência). Em função disso, o índice de atualização monetária do qual se subtrai o Fator X no Brasil é um híbrido entre IPCA e IGPM, chamado de IACO (índice de atualização de custos operacionais), sendo que a diferença entre o IGP-M e esse índice convencionou-se chamar de “Componente X_a do Fator X”. O Fator X propriamente dito é denominado no Brasil de “Componente X_e do Fator X”. Optamos aqui simplesmente pela designação “Fator X”, como adotado na literatura econômica, visto que o X_a não será tratado.

$$BRL_t = V_{t-1} + CAPEX_t - D_t + \omega_t(OE_t, OA_t, CG_t)$$

$$D_t = D_{t-1} + (\delta * V_{t-1})$$

A função $\omega(\cdot)$ representa outras deduções ou adições de valores à base de remuneração regulatória que são específicos da forma de apuração da base no caso brasileiro, e que de modo geral não sofrem grandes alterações em horizontes temporais de um ciclo para o outro, ou seja, em 4 ou 5 anos. São eles as obrigações especiais (OE), que se referem a itens que compõem a base de remuneração regulatória proveniente de investimentos feitos por terceiros e que foram incorporados de maneira não onerosa pela distribuidora, e também a adição de outros ativos, como terrenos e servidões (OA) e do capital de giro (CG).

Essa especificação também é bastante parecida com a inglesa, sendo que difere apenas no que se relaciona aos itens capturados pela função $\omega(\cdot)$ ¹¹ relativos às obrigações especiais, aos outros ativos (terrenos e servidões) e o capital de giro.

Com as ponderações feitas acima, pode-se fazer a especificação do fluxo de caixa descontado adotado pela ANEEL da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^n \frac{P_0 Q_t (1 - X_e)^{t-1}}{(1 + i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{\{OPEX_t + D_t + i[V_{t-1} + CAPEX_t - D_t + \omega_t(OE_t, OA_t, CG_t)]\}}{(1 + i)^t}$$

Podemos ilustrar por meio de um gráfico como ocorre o mecanismo de incentivo como apresentado pela ANEEL nas notas técnicas¹² que trataram das revisões tarifárias periódicas durante o 2º ciclo:

¹¹ Optamos por fazer essa representação para tornar a exposição mais sucinta. Na Nota Técnica 293/2008-SRE/ANEEL esses componentes da Base de Remuneração Líquida são apresentados sob a forma de três equações distintas. Para tornar a nossa definição perfeitamente compatível com a adotada naquela Nota Técnica deve-se considerar que:

$$\omega_t(OE_t, OA_t, CG_t) = -OE_t + OA_t + CG_t$$

Sendo:

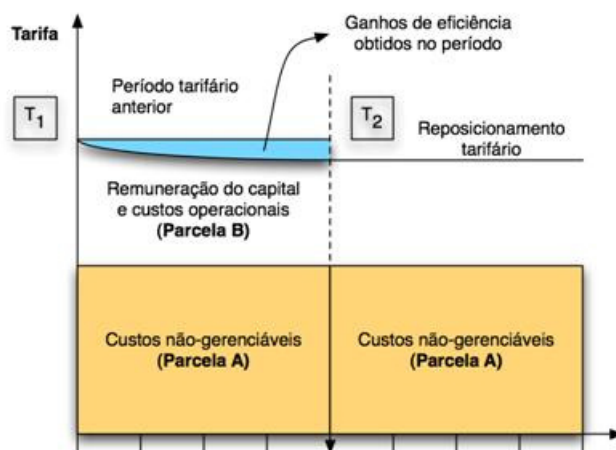
$$OE_t = OE_{t-1} - (OE_1 * \delta)$$

$$OA_t = OA_1$$

$$CG_t = 5\% RO_t (1 - X_e)^{t-1}$$

¹² Extraído da Nota Técnica 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009. Outras notas técnicas específicas de revisões do 2º ciclo também apresentaram essa mesma explicação.

Gráfico 2.a – O regime de incentivo como explicado pela ANEEL



fonte: ANEEL

Para simplificar, a análise é apresentada em termos reais considerando que todos valores já foram deflacionados. Além disso, são mantidos constantes durante todo o período os custos não-gerenciáveis, ou seja, não há interferência de preços e custos que não dependem de gestão da empresa, do nível de esforço ou da eficiência operacional da distribuidora. Então custos como a aquisição de energia, custos com transporte pelas redes de transmissão na rede básica e encargos setoriais são repassados integralmente às tarifas.

Na ilustração acima, a partir de determinado nível tarifário inicial, P_0 , ao início de um ciclo T_1 , caso as tarifas sejam mantidas inalteradas independente do desempenho da empresa, existe um incentivo para que ela diminua custos, o quanto antes, o que aumenta a remuneração da empresa acima da remuneração regulatória. Esses ganhos foram representados pela área azul no gráfico acima.

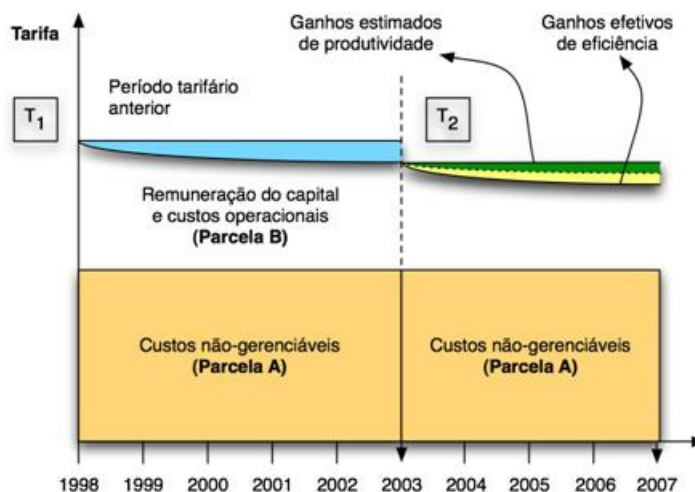
A empresa tem incentivo em realizar tais reduções de custo, porque, *a posteriori*, não há qualquer captura desses ganhos (*i.e.*, se isso fosse cogitado nas tarifas estipuladas para o ciclo seguinte, a empresa não teria qualquer incentivo em se tornar mais eficiente¹³). O novo patamar de custos serve apenas como uma referência para a fixação do nível eficiente das tarifas para o ciclo tarifário subsequente (T_2 no gráfico acima). Portanto, as práticas mais eficientes são utilizadas como diretrizes para nortear o nível eficiente de custos regulatórios, mas a empresa não é penalizada por

¹³ Laffont & Tirole (1989) tratam da questão do poder incentivo de vários esquemas regulatórios.

A ANEEL procurou explicar esse conceito da seguinte maneira, como visto no seguinte trecho da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL: “Poderia se argumentar contra a ampliação da remuneração obtida pela concessionária eficiente e que os ganhos de eficiência deveriam refletir-se imediatamente na redução das tarifas, de modo a beneficiar unicamente os consumidores. Esse raciocínio, no entanto, é contraditório com os princípios fundamentais da regulação por incentivos, uma vez que a determinação de que todo ganho de eficiência seja imediatamente repassado aos consumidores significaria um desincentivo para a obtenção de eficiência pela concessionária, isto é, se nenhum benefício lhe trouxesse a redução dos custos, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.”

ter alcançado tal eficiência. Durante todo o período do ciclo tarifário ela tem a oportunidade de se apropriar de qualquer ganho de eficiência em relação ao patamar regulatório, i.e., ela é a *residual claimant* desses ganhos durante o ciclo.

Gráfico 2.b – Ganhos de produtividade no cálculo do Fator X como explicado pela ANEEL



fonte: ANEEL

Vimos no caso inglês que o Fator X reflete os deslocamentos dos custos operacionais durante o período tarifário das companhias em direção à fronteira eficiente, determinada por métodos econométricos, e isso explica a inclinação negativa de r^* que havíamos visto no Gráfico 1. A variável a ser determinada, a partir do fluxo de caixa descontado do OFGEM era P_0 .

No caso brasileiro, de modo diferente, P_0 , como resultado do reposicionamento tarifário, é determinado “antes” do X, pois segundo a legislação brasileira o RT deve ser calculado a partir de suas componentes de custo, e aqui nos referimos mais especificamente à parcela da tarifa que remunera o serviço de distribuição, cobre a depreciação dos equipamentos e os custos operacionais. Além disso, o Fator X no caso brasileiro não reflete ganhos adicionais de eficiência operacional durante o ciclo, segundo a metodologia adotada no 1º e 2º ciclo de revisões tarifárias, pois uma vez estipulados $r^* + k^*$ como patamares regulatórios eficientes no momento inicial do ciclo, ao fixarmos P_0 , não há previsões de reduções adicionais por ganhos de eficiência em direção a uma fronteira eficiente.

No caso brasileiro, a variável a ser encontrada no fluxo de caixa descontado é o fator de redução percentual anual de P_0 durante o ciclo que aplicado ao consumo projetado de energia iguala a receita de fornecimento com os custos. A receita tende a crescer mais que os custos por causa do crescimento de mercado, que tende a ser maior do que o crescimento dos custos associados à prestação do serviço e fornecimento dessa energia adicional e da base de clientes. Isso ocorre porque a rede de distribuição para atendimento de consumidores adicionais ou para fornecer mais energia aos consumidores existentes utiliza investimentos anteriores feitos para atendimento a outros

consumidores ou para construção de subestações e de toda rede elétrica. Isso torna, de modo geral, o custo variável relativamente baixo para atendimento de um consumidor a mais.

Então, voltando ao gráfico 2.b visto acima, a área em verde representa as reduções na tarifa que advêm de ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente e que *não* estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária. Por outro lado, a gestão mais eficiente da distribuidora – correspondendo à área em amarelo do gráfico – não entra no cálculo do Fator X e é um ganho adicional somente visto nas concessionárias que conseguem ser mais eficientes do que o padrão regulatório estipulado no início do ciclo.

A distribuidora permanece com os ganhos que advêm dessa melhor performance até a revisão tarifária posterior, e somente então o novo patamar de eficiência é revisto pelo ente regulador.

2.3. Diferentes “funções” para o Fator X – ganhos de escala, ganhos de eficiência e ganhos tecnológicos.

2.3.1. A função “ganho de produtividade”

Bernstein e Sappington (1999) descrevem um raciocínio que motiva a aplicação do Fator X para capturar os ganhos esperados de produtividade em regimes de *price cap*.

Descreveremos o modelo básico do Fator X apresentado pelos autores em que surge a questão da produtividade como motivação para a fixação do X. Partindo-se da função lucro da firma temos a especificação:

$$\pi = R - C = \sum_{i=1}^n p_i q_i - \sum_{j=1}^m w_j v_j \quad (1)$$

Em que: p_i e q_i são preços e quantidades dos i bens produzidos, w_j e v_j são preços e quantidades dos j insumos utilizados na produção. Para determinar as mudanças nos lucros por mudanças nessas variáveis, encontramos:

$$d\pi = \sum_{i=1}^n p_i dq_i + \sum_{i=1}^n q_i dp_i - \sum_{j=1}^m v_j dw_j - \sum_{j=1}^m w_j dv_j \quad (2)$$

Deseja-se encontrar expressões em termos de taxa de crescimento, $\dot{x} = dx/x$, para tanto multiplica-se a equação no lado esquerdo de (2) $d\pi$ por π/π , e no lado direito, respectivamente, por q_i/q_i , p_i/p_i , w_j/w_j , v_j/v_j , obtendo-se:

$$\pi \frac{d\pi}{\pi} = \sum_{i=1}^n p_i \cdot q_i \frac{dq_i}{q_i} + \sum_{i=1}^n p_i \cdot q_i \frac{dp_i}{p_i} - \sum_{j=1}^m w_j \cdot v_j \frac{dw_j}{w_j} - \sum_{j=1}^m w_j \cdot v_j \frac{dv_j}{v_j} \quad (3)$$

Então dividindo ambos os lados por R, ou por $\pi + C$, que lhe equivale, obtém-se:

$$\begin{aligned}\pi \frac{\dot{\pi}}{C + \pi} &= \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i + \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{p}_i - \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C + \pi} \dot{w}_j - \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C + \pi} \dot{v}_j \\ \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{p}_i &= \frac{\pi}{C + \pi} \dot{\pi} - \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{C + \pi} \dot{q}_i + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C + \pi} \dot{w}_j + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C + \pi} \dot{v}_j \\ \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{p}_i &= \frac{C}{C + \pi} \left(\frac{\pi}{C} \dot{\pi} - \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{C} \dot{q}_i + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C} \dot{w}_j + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C} \dot{v}_j \right)\end{aligned}$$

$$\text{Mas } \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{C} \dot{q}_i = \frac{\pi + C}{C} \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i = \frac{\pi}{C} \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i + \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i,$$

Então podemos reescrever:

$$\sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{p}_i = \frac{C}{C + \pi} \left(\frac{\pi}{C} \dot{\pi} - \frac{\pi}{C} \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i - \sum_{i=1}^n \frac{p_i \cdot q_i}{R} \dot{q}_i + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C} \dot{w}_j + \sum_{j=1}^m \frac{w_j v_j}{C} \dot{v}_j \right) \quad (4)$$

E, adotando-se as seguintes notações:

$$r_i = \frac{p_i \cdot q_i}{R} \text{ é a parcela da receita total relativa ao produto } i;$$

$$s_i = \frac{w_j v_j}{C} \text{ é a parcela do custo total relativo ao insumo } j;$$

Reescrevemos:

$$\sum_{i=1}^n r_i \dot{p}_i = \frac{C}{C + \pi} \left(\frac{\pi}{C} \dot{\pi} - \frac{\pi}{C} \sum_{i=1}^n r_i \dot{q}_i - \sum_{i=1}^n r_i \dot{q}_i + \sum_{j=1}^m s_j \dot{w}_j + \sum_{j=1}^m s_j \dot{v}_j \right) \quad (5)$$

Por fim:

$\sum_{i=1}^n r_i \dot{q}_i$ é a taxa de crescimento do produto, \dot{Q} .

$\sum_{i=1}^n r_i \dot{p}_i$ é a taxa de crescimento dos preços dos produtos, \dot{P} .

$\sum_{j=1}^m s_j \dot{v}_j$ é a taxa de crescimento dos insumos, \dot{V}

$\sum_{j=1}^m s_j \dot{w}_j$ é a taxa de crescimento dos preços dos insumos, \dot{W} .

Define-se a taxa de crescimento da produtividade total dos fatores como, $\dot{T} = \dot{Q} - \dot{V}$

Reescrevendo a equação:

$$\dot{P} = \frac{C}{C + \pi} \left[\frac{\pi}{C} (\dot{\pi} - \dot{Q}) - \dot{T} + \dot{W} \right] \quad (6a)$$

Ao tomarmos o caso de concorrência perfeita, não há lucros econômicos no equilíbrio de longo prazo. A equação acima, quando $\pi = 0$ se reduz a:

$$\dot{P} = \dot{W} - \dot{T} \quad (7a)$$

Chega-se a uma importante conclusão: Quando se deseja que a firma regulada tenha um lucro econômico igual a zero, a taxa de crescimento do preço deve refletir as mudanças nos preços dos insumos deduzidas do aumento da produtividade total dos fatores (diferença entre a taxa de crescimento da quantidade produzida e a taxa de crescimento dos insumos utilizados na produção).

Entretanto, deve-se ter em mente que a regulação *price cap* não se limita a apurar as mudanças de produtividade das firmas e dos preços dos insumos, ajustando os preços de acordo com essas mudanças, afinal essa prática nada mais seria do que uma regulação pela taxa de retorno. O incentivo ocorre na medida em que as projeções de produtividade permanecem inalteradas por um período de tempo no qual a empresa tem incentivos para reduzir os custos de produção e aumentar sua produtividade além do patamar fixo estabelecido regulamentariamente.

As projeções regulatórias devem ser bem feitas e acuradas o suficiente para que a expectativa de mudanças dos preços dos insumos para longos períodos de tempo não se desvie substancialmente durante o tempo, tal que a performance da empresa e o nível de lucros não mude demasiadamente em relação aos níveis inicialmente previstos. Para limitar a extensão de tais desvios, é necessário realizar ajustes que se baseiem em outras variáveis relevantes e que possam ser regularmente acompanhadas. Uma variável que é informada regularmente e que tem um cálculo detalhado pelos governos é o índice geral de preços no varejo (*retail price index*).

A tarefa torna-se incorporar tal variável ao modelo.

Para tanto os autores fazem uma reformulação do modelo visto anteriormente, seguindo aquele *framework*, mas agora considerando o resto da economia.

Então a análise é estendida considerando que além do mercado relativo ao produto regulado, temos outro setor que abrange todo o resto da economia, que suporemos perfeitamente competitivo. Partindo da mesma premissa anterior, supondo que no resto da economia não há lucro extraordinário, obtém-se de maneira análoga às equações (6a) e (7a), mas agora relativamente ao resto da Economia:

$$P^E = \frac{C^E}{C^E + \pi^E} \left[\frac{\pi^E}{C^E} (\dot{\pi}^E - \dot{Q}^E) - \dot{T}^E + \dot{W}^E \right] \quad (6b)$$

$$\dot{P}^E = \dot{W}^E - \dot{T}^E \quad (\dot{P}^E |_{\pi^E=0}) \quad (7b)$$

Onde o sobrescrito E descreve as variáveis relativas ao resto da economia, e em particular \dot{P}^E representa a taxa de crescimento da inflação.

Deseja-se finalmente obter o fator de ajuste que, deduzida da taxa de crescimento da inflação, gera uma taxa de crescimento de preços no setor regulado tal que os lucros econômicos de longo

prazo nesse setor sejam nulos. Esse é o Fator X que será deduzido da inflação, *i.e.*: $\dot{P}^E - X = \dot{P}$. As equações (7a) e (7b) representam a taxa de crescimento considerando lucro econômico de longo prazo nulo no setor regulado e no resto da economia. Então aplicando essas duas equações para encontrar $X = \dot{P}^E - \dot{P}$ obtém-se:

$$X = [\dot{W}^E - \dot{W}] + [\dot{T} - \dot{T}^E] \quad (8)$$

Essa é a formulação vista em Bernstein e Sappington (1999) que indica a *rationale* por trás da formulação do X na fórmula tradicional do price cap $RPI - X$, em que o X é visto como item destinado a capturar os ganhos de produtividade da firma em relação à produtividade do resto da economia $[\dot{T} - \dot{T}^E]$.¹⁴

2.3.2. A função ganho de eficiência

Para a fixação do Fator X, a função ganho de eficiência tem o objetivo de identificar os efeitos projetados dos aumentos na eficiência de gestão operacional das empresas reguladas. Para tanto, são utilizadas técnicas de comparações *top-down* envolvendo análise econométrica ou de programação linear, análises *bottom-up* envolvendo modelagem de engenharia de processos, comparações com padrões internacionais, entre outros.

No caso brasileiro, foi adotado o modelo de empresa de referência que é utilizado para a fixação de P_0 em um nível tido como eficiente ao início do ciclo. Não há projeções de ganhos de eficiência para todo o ciclo, pois parte-se do pressuposto de que o nível eficiente de custos estabelecido em P_0 será mantido até a próxima revisão tarifária. Portanto não há projeção de ganhos de eficiência operacionais adicionais para o decorrer do ciclo.

Portanto, pela metodologia adotada inicialmente pela ANEEL no 1º ciclo e que foi mantida no 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas, não se observa ganhos adicionais de “eficiência operacional” no cálculo do Fator X.

A modelagem de Empresa de Referência, segundo a ANEEL¹⁵, tem como objetivo:

“determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais contemplando o dimensionamento dos seguintes itens:

- *Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);*
- *Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;*
- *Materiais e Serviços;*
- *Transporte.*

¹⁴ Quanto à variação dos preços dos insumos $[\dot{W}^E - \dot{W}]$, pode-se conciliar essa variável com a metodologia utilizada pela ANEEL no 2º ciclo, pois é previsto quanto à apuração dos custos operacionais (“Empresa de Referência”) a pesquisa salarial e de materiais elétricos a preços de mercado refletindo a expectativa de preços dos insumos que a distribuidora terá que arcar de fato. Para apuração da base de remuneração regulatória utiliza-se o método contábil do “Custo de Reposição Otimizado e Depreciado”.

¹⁵ Nota Técnica 043/2009-SRE/ANEEL – Anexo I: “Empresa de Referência”, p.9.

Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades, deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação de recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos. Para isto, a empresa de distribuição deve prestar eficientemente o serviço elétrico, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os requisitos de qualidade do produto oferecido, como estabelecido no contrato de concessão e nas normas aplicáveis ao setor.

[...] De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descritas a seguir, que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência, adotando-se nomenclatura típica:

- *Direção, Estratégia e Controle;*
- *Administração;*
- *Finanças;*
- *Área Comercial;*
- *Área Técnica (Operação e Manutenção)”*

Portanto, a ANEEL realiza uma avaliação pormenorizada de processos e atividades técnicas que são tipicamente executadas por empresas distribuidoras de energia elétrica. Essa opção é coerente com uma avaliação do tipo *bottom-up* envolvendo modelagem de engenharia de processos, em que se parte da avaliação detalhada em nível desagregado para se chegar ao valor agregado.

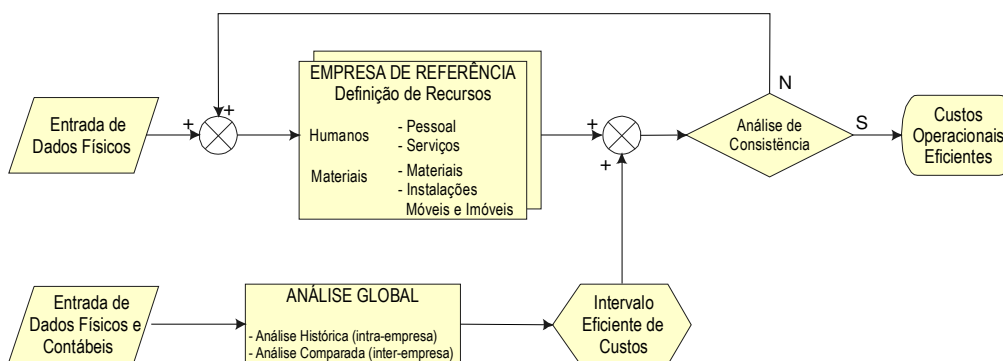
Entretanto, esse valor final passa por uma avaliação de consistência, uma vez que como assinalado pela ANEEL “*é impossível determinar com precisão todos os custos decorrentes das atividades desempenhadas por uma empresa de tamanha complexidade como é o caso de uma distribuidora de energia elétrica. Portanto, o objetivo da ferramenta utilizada não deve ser o de determinar os valores finais a serem reconhecidos como custos operacionais eficientes, mas como um mecanismo importante para construir esses custos.*”¹⁶

Então essa análise *bottom-up* que é feita a partir da Empresa de Referência passa por uma análise de consistência do tipo *top-down* em relação aos *níveis históricos* dos custos observados na própria empresa, e uma análise comparada em relação a empresas similares que obtêm maior eficiência ou que mais se aproximam das práticas mais eficientes.

O esquema apresentado no gráfico a seguir ilustra o tratamento dado pela ANEEL à análise de eficiência dos custos operacionais:

¹⁶ Nota Técnica 089/2007-SRE/ANEEL – Anexo I: “Empresa de Referência”, p.8.

Gráfico 3 – Processo de análise dos custos operacionais eficientes pela ANEEL



fonte: ANEEL

A análise envolve a determinação dos custos operacionais por meio da Empresa de Referência e de uma análise de consistência histórica e comparativa, pelo qual se estabelece o reposicionamento tarifário.

Mas esse patamar é uma variável exógena à determinação do Fator X no caso brasileiro, pois a partir do momento em que os custos operacionais são determinados ao começo do ciclo, permanecerão constantes em termos de “eficiência”¹⁷.

Segundo Jamasb & Politt (2000) o principal objetivo da regulação por incentivos é promover o aumento da eficiência, premiando as empresas que têm boas performances, enquanto que a performance observada é medida comparativamente a algum benchmark pré-definido. Torna-se questão central nesse tipo de análise avaliar as medidas de performance, sendo crucial a escolha da técnica usada.

Segundo os autores, é possível diferenciar métodos baseados em fronteiras de eficiência ou então medidas que representam uma medida de performance média representativa do setor. De um ponto de vista de política regulatória, segundo os autores, os métodos que se baseiam em fronteiras de eficiência são mais indicados para os estágios iniciais de um regime de incentivo, na medida em que o objetivo é reduzir as discrepâncias acentuadas entre as várias empresas reguladas a partir de patamares de eficiência estabelecidos especificamente para cada empresa.

Os métodos de comparação que se baseiam em fronteiras de eficiência, procuram identificar a melhor prática em um segmento ou para uma amostra de firmas. Os autores citam entre esses métodos o Data Envelopment Analysis (DEA), Corrected Ordinary Least Square (COLS), e Stochastic Frontier Analysis (SFA), sendo que a primeira se baseia em programação linear enquanto que as duas últimas se baseiam em técnicas estatísticas.

¹⁷ Entretanto não se pode falar que os custos operacionais permanecem constantes na dimensão “escala”, pois se supõe que nas atividades comerciais e técnicas, os custos médios diminuem em função de aumentos do consumo e do número de clientes, com ajustes anuais dos custos operacionais utilizados no fluxo de caixa descontado do Fator X.

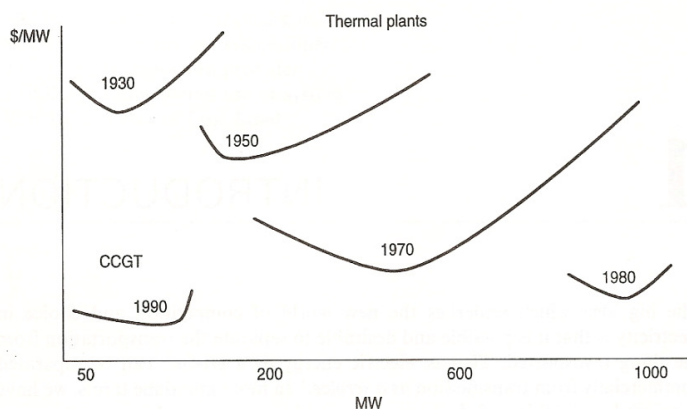
2.3.3. A função ganho tecnológico

No segmento de distribuição de energia elétrica a função ganhos tecnológicos através do Fator X tem menos relevância do que em outros setores mais intensivos em mudança tecnológica (p.ex., o setor de telecomunicações, em que há a possibilidade de amplas reduções de custo com a criação de novas tecnologias).

No setor de energia elétrica, Hunt e Shuttleworth (1998) relatam mudanças substantivas na forma ótimas das usinas geradoras de energia elétrica a partir da década de 1980-90, uma mudança tecnológica com o surgimento da tecnologia de turbinas CCGT¹⁸, que tornou competitivos empreendimentos de menor tamanho quando comparadas aos empreendimentos então prevalecentes nas décadas anteriores. Com isso o segmento de geração não obedeceria mais a uma lógica de monopólio natural, pois o tamanho da planta térmica ótima sofreria grande redução. Assim, faria sentido a segregação dos segmentos em mercados de energia elétrica, isto é, em transporte e produto. Em modelos de mercado de energia elétrica mais competitivos (modelos 3 e 4 segundo a classificação dada pelos autores), há um maior risco de que o custo de capital dos projetos de geração aumentem em função de que tecnologias futuras venham a tornar a tecnologia escolhida obsoleta¹⁹.

O gráfico abaixo representa as mudanças observadas na capacidade de geração e na escala ótima de produção no setor de geração para os EUA entre 1930-1990:

Gráfico 4 – Estruturas ótimas de curvas de custo por MW de térmicas (1930 – 1990)



fonte: Hunt e Shuttleworth (1998) – fig. 1.1 Optimal plant size per-MW cost curves (1930-1990)

¹⁸ *Combined Cycle Gas Turbines*, uma tecnologia de cogeração em que há o reaproveitamento do calor produzido com a movimentação turbina, em um processo termodinâmico.

¹⁹ De maneira inversa, nos modelos menos competitivos em que há maior integração vertical entre os segmentos de energia elétrica, os custos de uma tecnologia menos eficiente permanecem por mais tempo, pois há maior garantia de que tecnologias obsoletas continuarão sendo remuneradas (custo do serviço). Ou seja, nos modelos mais competitivos diz-se que os geradores absorvem o risco de mercado e o risco tecnológico. E isso seria eficiente, porque os geradores conseguem identificar com maior clareza do que o regulador os potenciais benefícios de se adotar certa tecnologia, conduzindo a projetos provenientes de fontes mais eficientes.

Entretanto argumentamos que esse aspecto relacionado à geração de energia é menos relevante no caso brasileiro, dada a matriz energética predominante hidrelétrica, e não é claro a aplicabilidade da discussão anterior quanto à diminuição das escalas ótimas de produção hidrelétrica em decorrência de ganhos tecnológicos²⁰.

Ademais, as perdas ou ganhos advindos do segmento de geração são absorvidos pelas empresas geradoras via preços, pois a energia gerada é transacionada no *pool* da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em que as distribuidoras são compradoras no ambiente de contratação regulada funcionando tal custo como um *pass-through* para o qual ela individualmente, grosso modo, não influencia.

De toda forma, os ganhos tecnológicos que são propriamente do segmento de distribuição ocorrem de maneira lenta, e, portanto, não são considerados no cálculo do Fator X. Já as mudanças nos preços que advêm de ganhos tecnológicos do segmento de geração também não entram no cálculo do Fator X das distribuidoras, pois compõe a parcela de custos não-gerenciáveis via compra de energia pelas distribuidoras. As distribuidoras simplesmente repassam esses custos às tarifas de fornecimento sob a forma de custos não-gerenciáveis e, em tese, não ganham nem perdem nesse tipo de transação.

2.4. A projeção de mercado no cálculo do Fator X das distribuidoras brasileiras de energia elétrica

Para o 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas, iniciado em 2007, a ANEEL submeteu ao público a proposta de aprimoramento das metodologias vigentes, colocando-as em audiência pública²¹, com o intuito de obter contribuições e dar maior transparência ao processo decisório. O tema específico do cálculo do Fator X foi um item que gerou grandes divergências, particularmente quanto às projeções de mercado e de investimentos.

O item projeção de mercado tem particular importância, pois tem impacto *não somente* no cálculo do Fator X, mas também no cálculo do reposicionamento tarifário (determinação de P_0 , durante a revisão tarifária). Pelo lado do Fator X, como visto na seção 2.2, a quantidade de energia fornecida estimada para todo o período tarifário é multiplicada pelo preço inicial. Dessa receita

²⁰ Como exemplo, citamos os empreendimentos hidrelétricos de grande envergadura como Belo Monte, Santo Antônio e Jirau que foram leiloados recentemente. Em empreendimentos hidrelétricos é substancial o ganho de escala uma vez que não há o custo variável do combustível fóssil, e, grosso modo, o que limita a capacidade de geração é somente o nível dos reservatórios, que é quase invariável em relação à energia produzida enquanto não houver risco de esvaziamento dos reservatórios.

²¹ Audiência Pública nº 52/2007 da Agência Nacional de Energia Elétrica, cujo conteúdo encontra-se disponível através da página eletrônica da ANEEL em [Página inicial](#) >> [Audiências / Consultas / Fórum](#) >> [Audiências Públicas](#) >> [Audiências Públicas de 2007 \(Finalizada o período de contribuições em 2008\)](#) >> [Audiência Pública 52/2007](#).

resultante deduz-se o X, que forma o valor presente das receitas no fluxo de caixa descontado. A projeção de mercado é também utilizada no cálculo do reposicionamento tarifário (P_0) da revisão tarifária, ao início de cada ciclo.

2.4.1. O reposicionamento tarifário durante as revisões tarifárias

A fórmula de cálculo do reposicionamento tarifário considera a “Receita Requerida” para o ano teste (período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária) e a “Receita Verificada” (representa a receita *projetada* a ser auferida pela distribuidora com a aplicação das tarifas atualmente verificadas na hipótese de que elas fossem mantidas inalteradas). O reposicionamento tarifário (RT) pode ser expresso da seguinte maneira:

$$RT = \frac{(RR - OR)}{RV}$$

Onde:

- RR – a receita requerida é estabelecida somente para um ano à frente, período que é chamado de “ano teste”, e depende i) dos itens de custos não gerenciáveis, denominados “Parcela A”, que inclui a compra de energia, o transporte de energia e os encargos setoriais; e ii) itens de custos gerenciáveis, “Parcela B”, que englobam os custos operacionais, a remuneração do capital e a cobertura para depreciação de materiais e equipamentos elétricos.
- OR – outras receitas resultam de atividades não diretamente relacionadas com a atividade concedida, e que devem ser deduzidas porque não há previsão legal para que as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica obtenham receitas com o exercício de outras atividades não vinculadas ao serviço concedido.
- RV – a receita verificada resulta da multiplicação do mercado projetado para um ano à frente, “ano teste”, considerando as tarifas atuais inalteradas, tarifas vigentes.

No denominador da equação acima, para cálculo da Receita Verificada (RV), a projeção de mercado é utilizada para se determinar a quantidade de energia fornecida que, multiplicada pelas tarifas vigentes, gera a receita total que seria obtida na hipótese de não alteração dos preços atualmente praticados. Então, esse patamar é utilizado como base de comparação para aquele que resulta da composição das componentes de custo gerenciáveis e não-gerenciáveis, Receita Requerida (RR). O valor percentual resultante indica o quanto deve ser alterado o valor de P_0 para que a empresa tenha cobertura suficiente dos custos projetados para o primeiro ano do ciclo tarifário.

Para garantir que tal equilíbrio ocorra não somente no primeiro ano do ciclo tarifário (que se denomina “ano-teste”), mas também nos anos restantes do ciclo tarifário, considera-se o comportamento projetado da receita de distribuição como função da projeção de mercado e de comportamento dos custos gerenciáveis.

Assim, também é necessário projetar o mercado para todo o ciclo de revisão tarifária, ou seja, para 4 ou 5 anos a partir do momento de vigência da revisão tarifária.

2.4.2. O cálculo da projeção de mercado para todo o ciclo tarifário

Retomando a discussão vista na seção 2.2, dissemos que para a definição do mercado de energia a ANEEL considerou durante o 2º ciclo as projeções informadas pelas concessionárias que foram depois analisadas quanto à consistência com projeções feitas a partir de metodologias de séries temporais. São feitas projeções de consumo de energia, em MWh, e de crescimento do número de clientes, este último para a projeção do comportamento dos custos operacionais.

Com P_0 permanecendo inalterado, em termos reais, o crescimento da receita durante o período tarifário é explicado pelas variações na quantidade de energia fornecida (Q_i) resultante dessa projeção e, por outro lado, dos custos que aumentam em função de alterações na base de remuneração, investimentos e custos operacionais.

Como as projeções de consumo informadas pelas concessionárias passam por uma análise por parte da ANEEL, na seção a seguir descrevemos as metodologias de séries temporais empregadas pela agência reguladora²².

2.4.3. Uma descrição dos modelos de projeção citados pela ANEEL

O modelo **Box-Jenkins ou modelo autoregressivo integrado com média móvel** (ARIMA) se baseia em informações contidas na própria série histórica utilizando auto-regressivos $AR(p)$ ou modelos de média móvel $MA(q)$ em que pode haver transformação nos dados por integração (a partir de uma defasagem pré-definida, o valor da variável em determinado instante t é diferenciada em relação a alguma outra observação anterior a t , isto é, integrada de ordem 1 significa que $\zeta_t = z_t - z_{t-1}$). Tal transformação pode ser necessária para que a série se torne estacionária, o que torna possível a utilização de inferência estatística para a análise e prospecção do comportamento das séries temporais.

Uma série de tempo é dita estacionária quando a distribuição da série temporal descrita por determinada variável $x = X_1, X_2, \dots, X_n, \dots, X_z$ é igual à distribuição dessa mesma variável com certa defasagem (*lag*) no tempo para qualquer k em que a variável esteja definida. Portanto a função de distribuição cumulativa de x , $F_x(X_1, \dots, X_z)$ independe de deslocamentos k no tempo t , como expresso pela equação a seguir:

$$F_x(X_1, \dots, X_n) = F_x(X_{1+k}, \dots, X_{n+k})$$

Alternativamente, pode-se dizer que uma série temporal é estacionária quando *não há* mudanças sistemáticas na média ou na variância dessa série por deslocamentos no tempo em relação ao momento em que ela é observada.

²² Nota Técnica 292/2008-SRE/ANEEL, de 25 de setembro de 2008.

Modelos auto-regressivos de ordem p ($AR(p)$) são definidos como modelos em que a variável x_t que descreve determinado comportamento observado no decorrer do tempo pode ser explicada por observações passadas $X_{t-1}, X_{t-2}, \dots, X_{t-p}$, uma constante c (*drift*) e um erro aleatório ε_t , ruído branco, ou seja, que tem média zero, variância constante e sem correlação serial. O modelo $AR(p)$ pode então ser definido como:

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \varepsilon_t \quad (1. a)$$

Onde φ representa p parâmetros que devem ser estimados $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_p$ cada um corresponde a certa defasagem da variável explicada X_t , ou seja, defasada em p observações passadas $X_{t-1}, X_{t-2}, \dots, X_{t-p}$.

A equação anterior pode ser reescrita utilizando-se um “lag operator” (L^i), tal que $X_t L^i = X_{t-i}$ o que nos possibilita reescrever a equação da seguinte maneira²³:

$$X_t \left(1 - \sum_{i=1}^p \varphi_i L^i \right) = \varepsilon_t \quad (1. b)$$

Ou de maneira mais sucinta:

$$\varphi X_t = \varepsilon_t \quad (1. c)$$

Os modelos de média móvel de ordem q ($MA(q)$) são definidos como modelos em que a variável X_t depende de valores previamente não observados na própria série ou de choques aleatórios, que por suposição têm uma mesma distribuição ao longo do tempo. Pressupõe-se que ε_t seja uma variável aleatória independente e identicamente distribuída a partir de uma normal com média 0 e variância σ^2 , $N(0, \sigma^2)$. Aqui, o efeito desses choques é propagado para os valores da variável explicada na série temporal. O modelo $MA(q)$ pode ser representado da seguinte maneira:

$$X_t = \mu + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} \quad (2. a)$$

Nesse modelo, os parâmetros que devem ser estimados são $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ correspondendo às q defasagens de ε_t , ou seja, $\varepsilon_{t-1}, \varepsilon_{t-2}, \dots, \varepsilon_{t-q}$.

Utilizando o lag operator L^i , a equação pode ser reescrita:

$$X_t = \varepsilon_t \left(1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i \right) \quad (2. b)$$

²³ Omitimos o intercepto c para simplificar a notação.

Que de maneira mais sucinta por ser representada como:

$$X_t = \theta \varepsilon_t \quad (2. c)$$

Por fim ao combinar um modelo $AR(p)$ e um modelo $MA(q)$ temos um modelo auto-regressivo de média móvel $ARMA(p,q)$, ou Box-Jenkins, que pode ser expresso da seguinte maneira:

$$X_t = c + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} \quad (3. a)$$

Utilizando-se o *lag operator*, podemos reescrever a equação da seguinte maneira:

$$X_t \left(1 - \sum_{i=1}^p \varphi_i L^i \right) = \varepsilon_t \left(1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i \right) \quad (3. b)$$

Ou ainda, de maneira mais sucinta:

$$\varphi X_t = \theta \varepsilon_t \quad (3. c)$$

Os **Modelos Estruturais de Séries de Tempo**²⁴ procuram decompor as séries em componentes que apresentem padrões descritivos, por exemplo, um modelo estrutural pode decompor a série em componentes ciclo, sazonalidade, tendência e irregular com a seguinte especificação vista abaixo:

$$y_t = \mu_t + \Psi_t + \gamma_t + \varepsilon_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (4)$$

Onde:

μ_t explica a tendência; Ψ_t o ciclo; γ_t explica a sazonalidade; e ε_t o irregular. Esses quatro componentes são variáveis aleatórias e os distúrbios a eles associados são independentes e constituem funções determinísticas em relação ao tempo t , sendo que ε_t é ruído branco com distribuição $N(0, \sigma^2)$.

Tomemos como base um modelo estrutural visto em Harvey e Shephard (1993), o *basic structural model* (BSM), que inclui a tendência, um efeito sazonal (que pode ser obtido a partir de variáveis *dummy* ou a partir de uma função trigonométrica) e o efeito irregular.

Podemos descrever a componente tendência da seguinte maneira:

$$\mu_t = \alpha + \beta \cdot t \quad (5. a)$$

²⁴ Explicação baseada em Harvey e Shephard (1993)

em que μ_t pode ser obtido recursivamente considerando $\mu_0 = \alpha$ e $\mu_t = \mu_{t-1} + \beta$.

A equação acima fornece a componente determinística da tendência, à qual são incorporados termos aleatórios que permitem estimar a inclinação (os distúrbios aleatórios da inclinação são capturados por meio de uma v.a. ζ) e o intercepto (os distúrbios aleatórios do intercepto são capturados por meio de uma v.a. η):

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t \quad (5. b)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \zeta_t \quad (5. c)$$

A componente sazonalidade pode ser construída a partir de variáveis *dummy* ou a partir de uma função trigonométrica. Na modelagem do componente determinístico para a sazonalidade, os efeitos sazonais ao longo do período sazonal somam zero ao final do período.

Na especificação da sazonalidade a partir de variáveis *dummy*, a variação dos efeitos sazonais ao longo do tempo ocorre tal que a soma dos efeitos dos s períodos anteriores seguem uma distribuição aleatória ω_t , ruído branco, com média zero e variância σ_ω^2 , de acordo com a equação abaixo:

$$\sum_{j=0}^{s-1} \gamma_{t-j} = \omega_t \quad (6. a)$$

Ou ainda:

$$\gamma_t = - \sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \quad (6. b)$$

Quando se assume que os distúrbios aleatórios seguem uma distribuição normal, os parâmetros das componentes tendência, inclinação e irregular podem ser estimados por máxima verossimilhança, utilizando-se filtro de Kalman.

Segundo Harvey e Shephard (1993), uma das principais vantagens da utilização de modelos estruturais de séries de tempo é que se parte desde o início de uma especificação explicitamente desenhada de acordo com as características observáveis dos dados, como sazonalidade ou comportamento cíclico. E então, após estimado o modelo, torna-se possível testar se os componentes estimados são consistentes com o comportamento passado da série temporal e se os próprios pressupostos de especificação do modelo estão adequados.

Segundo eles, a análise de séries de tempo clássica se baseia na teoria dos processos estocásticos estacionários, e a não-estacionaridade é tratada através de diferenciação, o que leva aos modelos ARIMA clássicos. O fato de que os modelos estruturais mais simples podem ser também tornados estacionários por meio de diferenciação, provê uma ligação com a análise clássica. Entretanto, argumentam, em tese não há um motivo sólido, forte, para se asseverar que qualquer série se tornará, necessariamente, estacionária após uma série de manipulações algébricas. Então,

nesses casos, outras questões podem tomar papel de maior importância na análise, como a avaliação de *outliers* ou a incorporação de outras variáveis explicativas à análise.

Os **modelos autoregressivos com defasagens distribuídas** (denominados modelos ADL, sigla em inglês para *Autoregressive Distributed Lags*), partem de observações passadas da variável explicada (y_t) e das variáveis explicativas (z_t), portanto são utilizadas tanto observações passadas das séries temporais de y_t quanto de z_t , que representa as variáveis explicativas utilizadas no modelo.

Neste tipo de modelo, o comportamento passado observado da variável sob análise em alguma medida explica o seu comportamento futuro, mas também se espera que outras variáveis explicativas possam agregar maior poder explicativo ao modelo e conduzir a melhores previsões. O modelo ADL pode ser especificado da seguinte maneira:

$$Y_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i Y_{t-i} + \sum_{j=0}^q \zeta_j Z_{t-j} + \varepsilon_t \quad (7)$$

Onde φ representa p parâmetros que devem ser estimados $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_p$ cada um correspondendo a certa defasagem da variável explicada Y_t , e em que ζ representa q parâmetros que devem ser estimados $\zeta_0, \zeta_1, \dots, \zeta_q$ correspondendo ao efeito da variável explicativa Z_t e de defasagens dessa variável. Esse modelo é ADL(p, q).

Nestas circunstâncias o modelo pode ser estimado por mínimos quadrados ordinários desde que respeitada a condição de estacionariedade de Y_t .

Para selecionar o número de defasagens que serão empregadas no modelo pode-se recorrer p.ex. ao critério de seleção de Schwarz ou de Akaike. Quando se está decidindo pela especificação de modelos, por exemplo ao selecionar o número de lags, não há uma resposta simples e certa, pois nem sempre pode-se deduzir a partir da teoria tal resposta²⁵. Um julgamento razoável deve-se basear na avaliação de resultados de vários modelos possíveis, segundo critérios de escolha tais como o de Schwarz²⁶, de Akaike²⁷ ou pelo R^2 corrigido²⁸.

Davidson e MacKinnon (1993) demonstram que é possível chegar a uma representação em termos de um modelo de correção de erros (ECM, error correction model) após a aplicação de uma série transformações lineares aplicadas ao modelo ADL(1,1). Portanto, fazemos tal transformação com base no modelo:

$$Y_t = c + \varphi_1 Y_{t-1} + \zeta_0 Z_t + \zeta_1 Z_{t-1} + \varepsilon_t \quad (8. a)$$

²⁵ Pindyck e Rubinfeld (1998), pp. 238-239.

²⁶ $SC = \log \left(\frac{\sum \hat{\varepsilon}_t^2}{N} \right) + \frac{k \log N}{N}$, *ibidem*.

²⁷ $AIC = \log \left(\frac{\sum \hat{\varepsilon}_t^2}{N} \right) + \frac{2k}{N}$, *ibidem*.

²⁸ $\bar{R}^2 = 1 - \frac{\text{Var}(\varepsilon)}{\text{Var}(y)}$, *ibidem*.

Para que possamos fazer a representação em termos de um modelo de correção de erros, Y_t e X_t devem ser expressos em diferenças.

Para tanto, inicialmente subtraímos Y_{t-1} de ambos lados da equação (8.a):

$$\Delta Y_t = c + (\varphi_1 - 1)Y_{t-1} + \zeta_0 Z_t + \zeta_1 Z_{t-1} + \varepsilon_t \quad (8. b)$$

Somamos e subtraímos $\zeta_0 Z_{t-1}$ do lado direito da equação acima (8.b), para obter:

$$\Delta Y_t = c + (\varphi_1 - 1)Y_{t-1} + \zeta_0 \Delta Z_t + (\zeta_0 + \zeta_1)Z_{t-1} + \varepsilon_t \quad (8. c)$$

Por fim, somando e subtraindo $(\varphi_1 - 1)Z_{t-1}$ do lado direito de (8.c):

$$\Delta Y_t = c + (\varphi_1 - 1)(Y_{t-1} - Z_{t-1}) + \zeta_0 \Delta Z_t + (\varphi_1 + \zeta_0 + \zeta_1 - 1)Z_{t-1} + \varepsilon_t \quad (8. d)$$

Assim, a partir das transformações acima, estamos em condições de reescrever o modelo ADL sob a forma de um modelo de correção de erros generalizados (GECM):

$$\Delta Y_t = c + \gamma(Y_{t-1} - Z_{t-1}) + \lambda_1 \Delta Z_t + \lambda_2 Z_{t-1} + \varepsilon_t \quad (9)$$

onde: $\gamma = \varphi_1 - 1$

$$\lambda_1 = \zeta_0$$

$$\lambda_2 = \varphi_1 + \zeta_0 + \zeta_1 - 1$$

O modelo GECM expresso em (9) tem a vantagem em relação ao modelo ADL de informar de maneira direta qual é a reação a desequilíbrios no modelo, na medida em que γ é a taxa de correção de erro do modelo. Em outras palavras, tal coeficiente pode ser interpretado como a velocidade de ajuste de Y em relação a discrepâncias entre Y e Z observadas no período precedente.

No modelo ECM, na situação de equilíbrio de longo prazo temos que:

$$Y^* = -\frac{(\lambda_2 - \gamma)}{\gamma} Z^* \quad (10)$$

A relação de equilíbrio de longo prazo pode ser estabelecida a partir dos parâmetros do modelo ADL original:

$$-\frac{(\lambda_2 - \gamma)}{\gamma} = -\frac{(\varphi_1 + \zeta_0 + \zeta_1 - 1 - (\varphi_1 - 1))}{(\varphi_1 - 1)} = \frac{\zeta_0 + \zeta_1}{1 - \varphi_1} \quad (11)$$

A vantagem de utilizar a especificação através do mecanismo de correção de erros é que ele, além de identificar essa relação de equilíbrio de longo prazo, permite também capturar os efeitos de curto prazo que possam ocorrer.

Outra vantagem é que como a variável dependente é diferenciada, o risco de se estimar regressões espúrias é eliminado e como o mecanismo de correção de erro é apenas uma reparametrização do modelo de defasagens distribuídas, ele também pode ser estimado por mínimos quadrados ordinários.

A possibilidade de identificar um possível equilíbrio de longo prazo de uma relação entre duas variáveis sinaliza a existência de uma **relação de cointegração** entre essas variáveis. Desde que duas variáveis *cointegrem*, o desequilíbrio de curto prazo entre elas pode sempre ser expressa em termos de um mecanismo de correção de erros.

Essa denominação foi usada por Engle e Granger (1987), significando que movimentos conjuntos entre as variáveis poderiam ser utilizadas para testar a existência de relações de equilíbrio de longo prazo. Segundo Granger (1981), a partir de um vetor de variáveis, onde todas pudessem ser tornadas estacionárias após diferenciação, poderiam ser feitas combinações lineares que também seriam estacionárias quando consideradas conjuntamente. Então, variáveis cointegradas compartilham uma relação de equilíbrio que também seria estacionária, e, além disso, compartilhariam conjuntamente um nível de integração menor do que as das séries originais consideradas isoladamente.

Assim, considerando duas séries de tempo y_{1t} e y_{2t} que sejam integradas de ordem d , $I(d)$, então em geral uma combinação linear entre elas também será integrada da mesma ordem, ou seja, $I(d)$. Além disso, se houver uma combinação linear $z_t = y_{1t} - \alpha - \beta y_{2t}$ com parâmetros α e β tais que essa combinação linear seja de uma ordem de integração menor do que d , ou seja, a combinação linear z_t tem ordem de integração $I(d - b)$, $d, b > 0$, então, seguindo a definição vista em Engle e Granger (1987), as variáveis y_{1t} e y_{2t} são cointegradas de ordem $CI(d, b)$.

Esse conceito veio ao encontro da crítica²⁹ quanto à impossibilidade de se inferir o equilíbrio de longo prazo dos modelos que se baseavam exclusivamente na idéia de transformar cada uma das séries de tempo em estacionárias através de diferenciações sucessivas. A crítica se baseava na percepção de que a mera diferenciação das séries excluía os desvios em relação à trajetória de equilíbrio, mas esses desvios poderiam afetar mudanças futuras em um conjunto das variáveis explicadas.

Portanto ao se tentar resolver o problema da não-estacionariedade ao se considerar modelos multivariados de séries de tempo, o método de diferenciações sucessivas poderia ser inadequado. Através de *modelos de correção de erros* pode-se tentar averiguar a existência de uma relação de cointegração, conducente a um equilíbrio de longo prazo.

²⁹ Davidson et al. (1978)

A partir da seção seguinte, faremos uma aplicação de modelos de séries temporais vistos nesta seção à análise do crescimento de mercado de distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Discutiremos as questões acerca da metodologia que foram suscitadas durante o processo de elaboração e discussão da metodologia proposta pela agência, e tabuladas as previsões propostas pelas distribuidoras de energia elétrica e pela ANEEL, nos casos em que houve divergência.

3. Comportamento e projeção de consumo de energia no 2º ciclo de revisões tarifárias – uma análise prática da metodologia

3.1. Introdução

Nessa seção são apresentadas: i) as questões suscitadas pelas empresas distribuidoras e associações representativas durante as discussões sobre a metodologia de projeção de consumo no cálculo do Fator X; ii) resultado das estimativas feitas no presente estudo com os valores observados no biênio 2008-2009, utilizando-se modelos univariados por SARIMA e Modelo Estrutural, também são vistas as previsões feitas pela Agência e distribuidoras, nos casos em que houve divergência; iii) resultados das estimativas feitas para esse mesmo período quando se inclui a variável exógena produção industrial, utilizando-se um modelo de autoregressivo de defasagens distribuídas; e iv) os detalhes específicos observados em algumas séries analisadas e premissas que utilizadas.

3.2. Questões acerca da projeção de mercado discutidas durante o aprimoramento da metodologia.

A metodologia proposta pela ANEEL durante a Audiência Pública 52/2007, especificamente quanto à projeção de mercado no cálculo do Fator X, foi objeto de três críticas documentadas³⁰: uma associação representativa dos distribuidores (ABRADEE), uma associação representativa de grandes consumidores (ABRACE) e de uma empresa de consultoria (Mercados Energia).

Em sua contribuição ao processo, a ABRACE manifestou preocupação com a forma como ocorre a interação entre agência reguladora e distribuidores, com “*a possibilidade do regulador ser influenciado pelas projeções das próprias concessionárias*” e criticou a adoção de “*método sofisticado, o que prejudica a transparência necessária à reprodução das informações consideradas nas tarifas (...) [o que] pode levar os próprios técnicos da Agência a uma situação de insegurança quanto aos resultados obtidos, abrindo espaço para que as distribuidoras influenciem o regulador na escolha de projeções a elas favoráveis.*” Para a ABRACE seria necessário estabelecer uma “*política retroativa para os erros de projeção. Quando comparados os dados futuros, os valores de projeção deveriam ser comparados, e os métodos melhorados. [...] O impacto do erro de projeção deveria ser então minimizado, com uma política de compensação no próximo ciclo tarifário.*”

³⁰ Nota Técnica 340/2008-SRE/ANEEL, de 11/11/2008 – “Relatório de Análise de Contribuições”.

É de se destacar no trecho, que, para aquela associação, deveria ser criado um mecanismo de ajuste para eventuais desvios das estimativas adotadas pela Agência em relação aos valores posteriores, efetivamente observados.

Entretanto a agência não admitia até então tal possibilidade. Para a ANEEL, “*qualquer exercício de projeção envolve incertezas, as quais são minimizadas ao se considerar todas as informações disponíveis e métodos adequados de projeção. Nesse sentido, não há que se falar em erro de projeção para casos fortuitos, e sim, se no momento da estimação foram consideradas todas as informações, até então disponíveis, de forma adequada. (...) Os procedimentos tratados na nota técnica permanecem em concordância com o entendimento de que o risco de mercado é um **risco do negócio**, sem qualquer prejuízo para o processo tarifário, uma vez que é razoável supor que o consumo de energia é, em grande parte, não gerenciável pela concessionária.*” (grifo no original)

A ABRADDEE, associação representativa dos distribuidores, por outro lado, entende que a metodologia confere à ANEEL muita discricionariedade, pela qual “*o resultado da distribuidora poderá ser simplesmente ignorado em favor da adoção do número da Aneel, uma proposta discricionária, sem transparência e de reprodutibilidade inoperável.*”

Por fim a empresa de consultoria Mercados Energia teceu comentários acerca dos modelos de projeção, indagando que “*a nota técnica não deixa claro como será feita a avaliação da habilidade de previsão do modelo. A avaliação da habilidade preditiva do modelo será feita através de quais estatísticas, tais como: 1. Variância do erro de previsão (PEV); 2. Desvio meio do erro de predição (md); 3. Erro médio absoluto (EMA); 4. Erro quadrático médio (EQM); 5. Coeficiente de Theil.*”

A agência afirmou que seria considerada na análise a consistência dos dados com o histórico e seria feito o ajuste do modelo, em sentido geral, o que compreende avaliar as medidas de ajuste de previsões, não limitado, mas compreendendo também as sugestões feitas pela empresa de consultoria.

3.3. Projeção de Mercado para distribuidoras de energia elétrica através de modelos auto-regressivos de média móvel com efeito sazonal anual - ARIMA(p,d,q)(P,D,Q)₁₂ e Modelos Estruturais.

Na presente seção apresentamos uma aplicação do modelo ARIMA com efeitos sazonais e do modelo estrutural básico³¹, para as 20 maiores distribuidoras brasileiras, que corresponde às que fornecem anualmente acima de 5.000GWh.

Para todos os modelos ARIMA, considerou-se a possibilidade de aplicação da sazonalidade de 12 meses. Nesses casos foi feita a adequação dos parâmetros sazonais SAR (P) e SMA (Q) de acordo com a periodicidade de 12 meses. Destaca-se que tal resultado ocorre com grande frequência no setor elétrico, pois há uma forte sazonalidade anual em decorrência de variáveis tais como o

³¹ Basic Structural Model (BSM) visto em Harvey e Shephard (1993).

clima, a temperatura, a pluviometria, o efeito das estações sobre a duração do dia claro, períodos de maior consumo durante o período de férias escolares e feriados, entre outros motivos.

Foram utilizadas séries históricas de fornecimento de energia elétrica a partir do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado - SAMP/ANEEL, compreendendo o período pós-acionamento, entre janeiro/2002 e dezembro/2007, o que resultou em 72 observações por classe de consumo e por distribuidora. O período de *forecast* dos modelos foi de janeiro/2008 a dezembro/2009, com 24 observações para previsões.

Esse critério difere do utilizado durante as revisões periódicas na medida em que não foi feito o prognóstico para períodos diferentes entre empresas, de acordo com o aniversário contratual e o respectivo período tarifário. Ao contrário, adotamos para todas as empresas períodos idênticos, séries históricas a partir dos anos civis de 2002 a 2007 e projeções para os anos civis de 2008 a 2009. Com isso, foi possível avaliar as características de cada mercado em particular, com base em janelas temporais idênticas, o que geralmente não é possível no cálculo tarifário. Portanto, foi possível avaliar as características de cada mercado independente do período tarifário e numa mesma conjuntura econômica.

Ademais, ao contrário da ANEEL, não se considerou todo o período histórico disponível no sistema SAMP (desde janeiro/1991 para a maioria das empresas), partindo-se do pressuposto de que o consumo de energia durante a década de 90 teve componentes de restrição à demanda que a tornaram intrinsecamente distinta do padrão atualmente observado: 1) o começo da década de 90 foi marcado por programas de estabilização monetária que afetaram a poupança e o consumo das famílias; 2) o final da década de 90 foi marcado por crises financeiras e cambiais que levaram a perdurar um quadro de baixo crescimento econômico, com restrições adicionais impostas pela política de estabilização monetária, que só foi aliviada com o fim do regime de câmbio fixo; e 3) os anos de 2000 e 2001 foram marcados por problemas específicos do setor elétrico relativos à produção de energia (restrições hidrológicas quanto à capacidade de geração), levando a fortes restrições no consumo de energia elétrica, que ficou conhecido como período do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE do SEB, ou mais popularmente como a “época do Apagão”.

Um efeito comum na análise foi o da saída de consumidores industriais para o mercado livre, o que gera grandes alterações nas séries temporais dos consumidores cativos das distribuidoras (grandes reduções de consumo de consumidores que deixaram de ser “cativos”). Para fins de análise, foram considerados tanto consumidores cativos quanto consumidores livres que eram cativos no começo do período de análise, a fim de isolar o efeito exógeno da migração de consumidores industriais das séries históricas.

Esse efeito de migração iniciara-se timidamente no começo da década inicialmente com o Mercado Atacadista de Energia – MAE, mas que se consolidou a partir de meados da década, no anos de 2004 e 2005 com forte migração de consumidores com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Por fim, foram consideradas para cada distribuidora apenas as classes de consumo que representassem pelo menos 10% da carga atendida pela distribuidora.

Os resultados estão resumidos a seguir:

3.3.1. Classes Residencial e Comercial

Para a amostra de 20 distribuidoras brasileiras, a estimativa através de modelos ARIMA para o crescimento para a classe de consumo residencial ficou acima do efetivamente realizado no biênio 2008-2009 em apenas 5 observações (vide Tabela 2.a e Gráfico 5). A partir de um modelo estrutural do tipo BSM, como visto em Harvey e Shephard (1993), também 5 observações tiveram uma estimativa superior ao observado. Portanto, houve de modo geral uma tendência a subestimar os valores efetivos, tanto pelo modelo ARIMA quanto pelo modelo BSM.

Para as séries de consumo da classe comercial, os resultados foram parecidos ainda que a variância média tenha sido substancialmente menor, sendo que o consumo ficou acima da estimativa por ARIMA em 7 observações, e pela estimativa por meio de modelo estrutural em 6 observações (vide Tabela 2.b e Gráfico 6).

Tais resultados também são coerentes com as estimativas feitas pela ANEEL nas revisões tarifárias, com resultado semelhante: i) para a série de consumo residencial, para 5 distribuidoras as estimativas ficaram acima do realizado, e ii) para a classe comercial, 7 distribuidoras tiveram estimativas acima do realizado. Entretanto, cabe a ressalva de que as estimativas feitas pela ANEEL foram feitas para períodos diferentes no processo revisional, em função das diferentes datas contratuais e de vigência da revisão tarifária.

Tabela 2.a: Mercado Residencial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias.

| Classe Residencial | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados | ANEEL - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|--------------------|----------------------------|-------|--------------------------|--------|--------------------|----------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | ARIMA | BSM | Média 2008 e 2009 | | | |
| I | 3,98% | 4,30% | 2,02% | 1,17% | 3,74% | 0,56% | -1,72% | -2,57% |
| II | 3,87% | 3,72% | 4,34% | 3,93% | 3,69% | 0,03% | 0,65% | 0,24% |
| III | 3,29% | 4,25% | 3,80% | 3,97% | 6,47% | -2,22% | -2,67% | -2,50% |
| IV | 6,20% | 6,20% | 4,71% | 6,05% | 5,00% | 1,20% | -0,29% | 1,05% |
| V | 2,01% | 2,01% | 0,54% | -0,82% | 2,13% | -0,12% | -1,59% | -2,95% |
| VI | 4,75% | 4,75% | 2,33% | 2,45% | 4,98% | -0,23% | -2,65% | -2,53% |
| VII | 3,80% | 3,80% | 5,16% | 4,43% | 5,15% | -1,35% | 0,01% | -0,72% |
| VIII | 7,39% | 7,39% | 7,91% | 6,53% | 5,15% | 2,24% | 2,76% | 1,38% |
| IX | 3,47% | 4,93% | 5,65% | 4,32% | 7,60% | -2,67% | -1,95% | -3,28% |
| X | 3,41% | 3,41% | 3,82% | 4,60% | 6,89% | -3,48% | -3,07% | -2,29% |
| XI | 2,27% | 2,27% | 0,97% | 0,69% | 6,82% | -4,55% | -5,85% | -6,13% |
| XII | 5,81% | 5,81% | 5,65% | 5,37% | 9,49% | -3,68% | -3,84% | -4,12% |
| XIII | 3,61% | 5,50% | 5,27% | 5,67% | 5,58% | -0,08% | -0,31% | 0,09% |
| XIV | 4,90% | 4,90% | 2,86% | 4,86% | 4,94% | -0,04% | -2,08% | -0,08% |
| XV | 3,88% | 3,88% | 3,86% | 4,72% | 6,44% | -2,56% | -2,58% | -1,72% |
| XVI | 5,00% | 5,00% | 4,00% | 3,74% | 6,98% | -1,98% | -2,98% | -3,24% |
| XVII | 3,57% | 3,57% | 5,56% | 3,44% | 5,34% | -1,77% | 0,22% | -1,90% |
| XVIII | 5,58% | 5,58% | 7,05% | 5,51% | 4,70% | 0,88% | 2,35% | 0,81% |
| XIX | 1,06% | 1,76% | 3,57% | 2,87% | 3,63% | -1,87% | -0,06% | -0,76% |
| XX | 2,79% | 2,79% | 1,86% | 2,82% | 6,11% | -3,32% | -4,25% | -3,29% |

* Células em amarelo na 2ª coluna significam que há diferença entre projeção ANEEL e da Distribuidora.

Tabela 2.b: Mercado Comercial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias.

| Classe Comercial | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados Média 2008 e 2009 | ANEEL - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|------------------|----------------------------|-------|--------------------------|-------|---|----------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | ARIMA | BSM | | | | |
| I | 5,69% | 5,69% | 3,15% | 3,04% | 3,55% | 2,14% | -0,40% | -0,51% |
| II | 4,02% | 4,19% | 4,08% | 3,27% | 4,08% | 0,11% | 0,00% | -0,81% |
| III | 3,29% | 5,79% | 4,81% | 4,95% | 4,81% | 0,98% | 0,00% | 0,14% |
| IV | 6,73% | 6,73% | 4,58% | 4,92% | 8,50% | -1,77% | -3,92% | -3,58% |
| V | 4,19% | 4,19% | 2,47% | 1,21% | 4,29% | -0,10% | -1,82% | -3,08% |
| VI | 6,73% | 6,73% | 6,28% | 4,82% | 5,91% | 0,82% | 0,37% | -1,09% |
| VII | 4,49% | 6,34% | 11,03% | 5,91% | 9,72% | -3,38% | 1,31% | -3,81% |
| VIII | 7,19% | 7,19% | 4,89% | 5,39% | 4,32% | 2,87% | 0,57% | 1,07% |
| IX | 5,42% | 4,20% | 5,54% | 5,41% | 5,10% | -0,90% | 0,44% | 0,31% |
| X | 2,72% | 2,72% | 5,76% | 5,99% | 6,21% | -3,49% | -0,45% | -0,22% |
| XI | 3,73% | 3,73% | 3,42% | 2,76% | 7,56% | -3,83% | -4,14% | -4,80% |
| XII | 5,78% | 5,78% | 3,52% | 4,82% | 7,35% | -1,57% | -3,83% | -2,53% |
| XIII | 4,65% | 4,93% | 3,41% | 6,50% | 6,42% | -1,48% | -3,01% | 0,08% |
| XIV | 5,53% | 5,53% | 4,77% | 4,62% | 6,24% | -0,71% | -1,47% | -1,62% |
| XV | 4,14% | 4,14% | 4,05% | 5,56% | 4,98% | -0,84% | -0,92% | 0,59% |
| XVI | 4,03% | 4,03% | 3,56% | 3,86% | 4,96% | -0,93% | -1,40% | -1,10% |
| XVII | 5,84% | 5,84% | 5,05% | 4,80% | 6,37% | -0,54% | -1,33% | -1,57% |
| XVIII | 3,51% | 3,51% | 3,80% | 3,77% | 3,34% | 0,17% | 0,46% | 0,43% |
| XIX | 3,02% | 2,99% | -0,04% | 2,25% | 2,87% | 0,12% | -2,91% | -0,62% |
| XX | 4,36% | 4,36% | 5,05% | 4,26% | 7,78% | -3,41% | -2,73% | -3,52% |

Gráfico 5 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo residencial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009

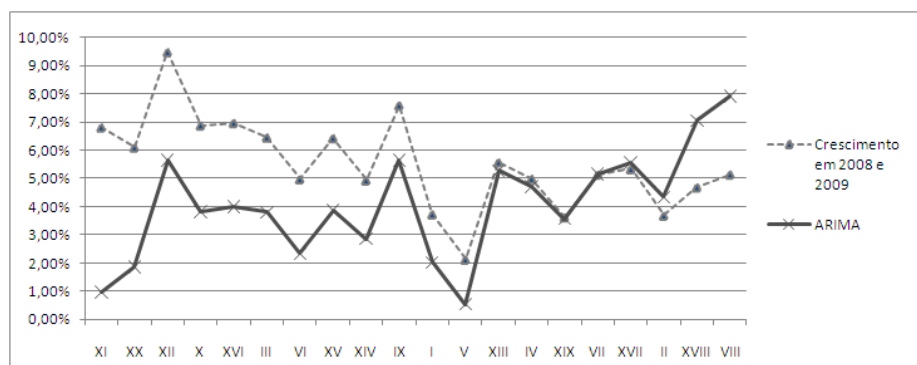
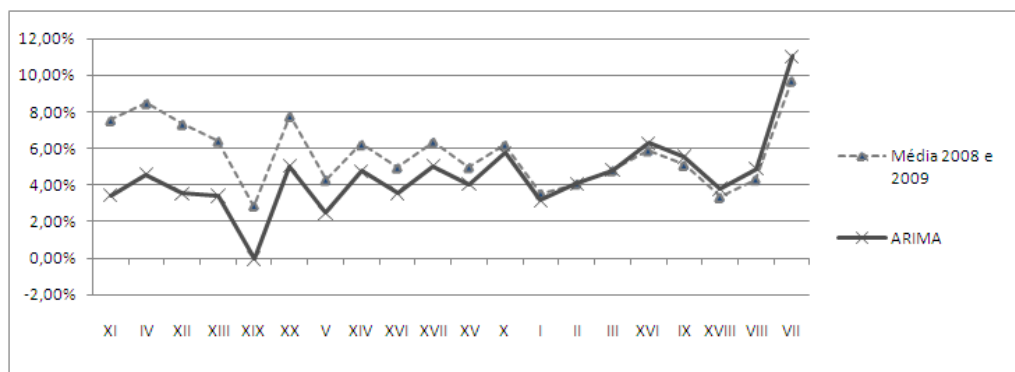


Gráfico 6 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo comercial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009



3.3.2. Classe Industrial

Para a classe industrial foram feitas estimativas para 18 distribuidoras, visto que em duas o mercado industrial representa menos de 10% de toda energia fornecida. Os resultados através de ARIMA para a classe industrial resultaram em estimativas acima do valor realizado no biênio na maioria dos casos (13 observações), ou seja, sentido contrário ao observado nas classes residencial e comercial vistas anteriormente. Além disso as próprias séries apresentaram maior variância, gerando maiores discrepâncias entre as taxas estimadas e as realizadas. Os detalhes podem ser vistos na Tabela 2.c adiante e no Gráfico 7.

Tabela 2.c: Mercado Industrial - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias.

| Classe Industrial | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados | ANEEL - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|-------------------|----------------------------|-------|--------------------------|-------|--------------------|----------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | ARIMA | BSM | Média 2008 e 2009 | | | |
| I | 3,79% | 3,79% | -0,28% | 2,74% | -1,85% | 5,64% | 1,57% | 4,59% |
| II | 1,17% | 6,00% | 6,59% | 2,29% | 3,02% | 2,98% | 3,57% | -0,73% |
| III | 3,29% | 3,82% | 2,49% | 0,83% | -0,08% | 3,90% | 2,57% | 0,91% |
| IV | 4,38% | 4,38% | 2,72% | 5,36% | 0,48% | 3,90% | 2,24% | 4,88% |
| V | 5,59% | 5,59% | 4,15% | 5,91% | 5,60% | -0,01% | -1,45% | 0,31% |
| VI | 4,75% | 4,74% | 2,80% | 5,39% | 3,49% | 1,25% | -0,69% | 1,90% |
| VII | 6,87% | 6,87% | 7,72% | 7,58% | 3,27% | 3,61% | 4,45% | 4,31% |
| VIII | 3,67% | 3,59% | 6,26% | 5,29% | 11,38% | -7,79% | -5,12% | -6,09% |
| IX | 3,58% | 3,58% | 6,44% | 8,04% | 6,25% | -2,68% | 0,19% | 1,79% |
| X | 3,41% | 3,41% | 2,68% | 3,66% | -0,007% | 3,42% | 2,69% | 3,67% |
| XI | 3,37% | 3,37% | 3,97% | 1,74% | 11,260%* | -7,89% | -7,29% | -9,52% |
| XII | 2,10% | 3,20% | 3,36% | 2,07% | 7,86% | -4,66% | -4,50% | -5,79% |
| XIII | 4,38% | 4,38% | 2,61% | 3,92% | 2,32% | 2,06% | 0,29% | 1,60% |
| XIV | 3,97% | 3,97% | 4,58% | 5,22% | -0,40% | 4,37% | 4,98% | 5,61% |
| XV | 3,62% | 3,62% | 4,06% | 3,20% | -0,42% | 4,04% | 4,47% | 3,62% |
| XVI | 2,31% | 2,31% | 6,66% | 6,46% | 3,34% | -1,03% | 3,31% | 3,12% |
| XVII | 0,56% | 0,56% | 3,66% | 6,05% | -1,54% | 2,11% | 5,20% | 7,60% |
| XVIII | 4,50% | 4,50% | 4,03% | 5,42% | -3,14% | 7,64% | 7,17% | 8,55% |

* Apenas empresas que apresentam mercado industrial > 10% do mercado total,

Observa-se claramente que as estimativas para a classe de consumo industrial apresentam maiores desvios em relação às estimativas, em relação aos modelos econométricos tratados nesta seção e também em relação às estimativas da ANEEL e das distribuidoras³².

³² Cabe a ressalva de que as estimativas feitas durante os processos tarifários foram feitas considerando períodos preditivos mais extensos do que os considerados nesta dissertação (ou seja, 4 ou 5 anos, em vez de 2 anos).

Gráfico 7 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo industrial e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009



3.3.3. Classe Rural e Demais Classes

Dentre as 20 maiores distribuidoras brasileiras, apenas em 4 as classes rurais respondem por um consumo superior a 10% de toda energia fornecida pela concessionária. As demais classes, representadas em grande medida pelos serviços públicos e pelo poder público, representam mais de 10% de toda energia fornecida em 12 das distribuidoras analisadas.

As estimativas para essas classes de consumo, por ARIMA e BSM, bem como as estimativas feitas pela ANEEL³³ nos processos de revisão tarifária constam da tabela a seguir:

Tabela 2.d: Mercado Rural - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias.

| Classe Rural | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados Média 2008 e 2009 | ANEEL - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|--------------|----------------------------|-------|--------------------------|--------|---|----------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | ARIMA | BSM | | | | |
| I | 4,20% | 4,20% | 1,97% | 1,65% | -1,51% | 5,71% | 3,48% | 3,16% |
| V | 5,65% | 5,65% | 3,76% | n/a | 4,70% | 0,95% | -0,94% | n/a |
| X | 8,48% | 8,48% | 9,56% | 8,43% | 11,49% | -3,01% | -1,93% | -3,06% |
| XX | 3,89% | 3,89% | -2,31% | -2,99% | 6,90% | -3,01% | -9,21% | -9,90% |

* Apenas empresas que apresentam mercado Rural > 10% do mercado total.

Tabela 2.e: Mercado Demais Classes - comparação entre os resultados obtidos no presente estudo e as estimativas da ANEEL e das concessionárias.

| Demais Classes | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados Média 2008 e 2009 | ANEEL - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|----------------|----------------------------|-------|--------------------------|-------|---|----------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | ARIMA | BSM | | | | |
| II | 3,18% | 3,98% | 4,87% | 4,96% | 2,48% | 1,50% | 2,39% | 2,48% |
| IV | 5,81% | 5,81% | 7,79% | 6,06% | 4,42% | 1,39% | 3,37% | 1,64% |
| VII | 1,49% | 4,39% | 3,56% | 3,27% | 2,69% | 1,70% | 0,87% | 0,58% |
| VIII | 4,46% | 4,46% | 4,03% | 4,97% | 1,51% | 2,95% | 2,52% | 3,46% |
| IX | 5,32% | 4,71% | 6,05% | 5,41% | 5,29% | -0,58% | 0,76% | 0,12% |
| X | 3,05% | 3,05% | 6,17% | 6,23% | 6,44% | -3,39% | -0,27% | -0,21% |
| XI | 2,03% | 2,03% | 2,53% | 4,54% | 1,95% | 0,08% | 0,58% | 2,59% |
| XII | 3,08% | 3,08% | 6,35% | 4,16% | 3,76% | -0,68% | 2,59% | 0,40% |
| XIII | 4,25% | 4,63% | 3,88% | 9,51% | 2,95% | 1,68% | 0,93% | 6,56% |
| XV | 1,86% | 1,86% | 2,71% | 4,12% | 3,12% | -1,26% | -0,41% | 1,00% |
| XVII | 2,59% | 2,59% | 2,16% | 2,48% | 3,95% | -1,36% | -1,79% | -1,48% |
| XIX | 1,09% | 1,69% | 1,23% | 1,98% | 1,44% | 0,25% | -0,21% | 0,54% |

* Apenas empresas que apresentam mercado Demais Classes > 10% do mercado total.

³³ Cabe a ressalva de que as estimativas feitas durante os processos tarifários foram feitas considerando períodos preditivos mais extensos do que os considerados nesta dissertação (ou seja, 4 ou 5 anos, em vez de 2 anos).

Gráfico 8 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo rural e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009

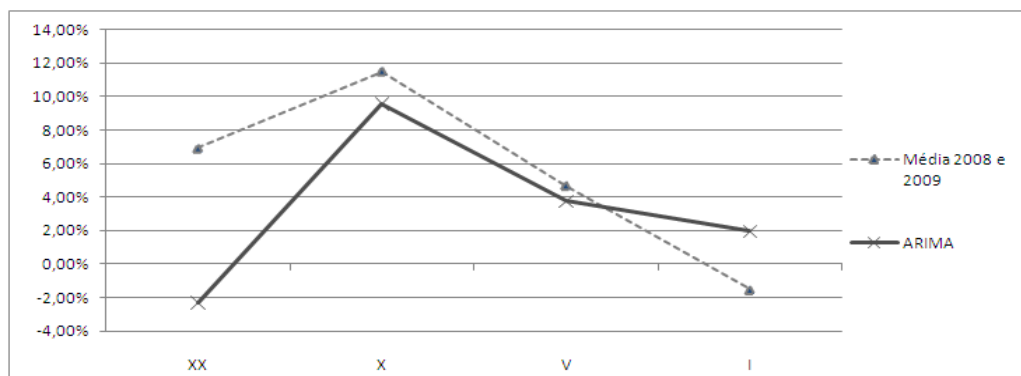
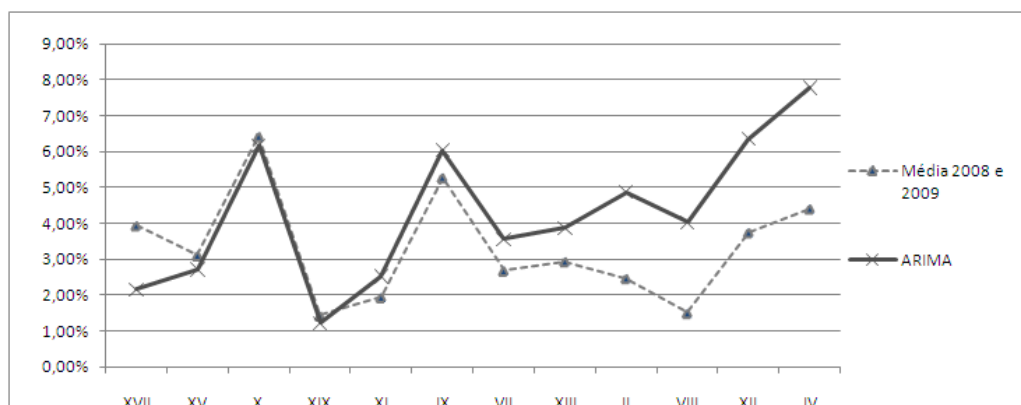


Gráfico 9 – Diferenças entre a estimativa de mercado para a classe de consumo demais classes e as taxas de crescimento médias efetivas do biênio 2008-2009



3.4. Avaliação da relação de cointegração entre o consumo de energia elétrica e a produção industrial, modelos autoregressivos com defasagens distribuídas e sua possível aplicação à análise do comportamento de mercado.

Como vimos na seção anterior, o comportamento do consumo da classe industrial apresentou, de maneira geral, maior variação do que das outras classes de consumo, apresentando maiores desvios das estimativas em ambas direções (tanto sub- quanto superestimadas).

Tal comportamento pode ser explicado por:

- a) Alguma característica intrínseca da série de consumo industrial que tornaria menos adequada a utilização de métodos univariados baseados exclusivamente em informações históricas, sendo necessário estabelecer outras variáveis explicativas que possam ser incorporadas à análise, dando maior robustez às estimativas; e/ou
- b) Algum fenômeno exógeno, temporário e não antecipado, que alterou o comportamento esperado do consumo industrial, de maneira mais forte que das demais classes.

Quanto ao item a), foi feita uma análise da relação de cointegração das séries de consumo industrial em relação à produção industrial³⁴ do Estado, para identificar possíveis relações de longo prazo entre as séries. Argumenta-se, além disso, que se estabelecida tal relação de longo prazo, seria possível incorporar estimativas de produção industrial às estimativas do consumo de energia elétrica, uma vez que essa variável é objeto de projeção por órgãos governamentais, instituições financeiras, dentre outros.

Quanto ao item b), de fato o período de previsão utilizado no estudo (anos civis de 2008 e 2009) coincidiu com a crise financeira mundial iniciada em fins de 2008, que arrefeceu a economia mundial. Argumenta-se que os efeitos se fazem sentir de maneira mais rápida para a classe de consumo industrial, particularmente para empresas exportadoras ou que dependem de maneira mais direta do comércio externo.

Através do teste de cointegração de Philips-Ouliaris foram avaliadas as relações entre o consumo industrial no mercado da distribuidora e a produção industrial no Estado, cujos valores podem ser vistos na tabela a seguir:

Tabela 3: Resultado do teste de cointegração de Philips-Ouliaris para avaliar a relação entre o consumo de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica e a produção industrial nos Estados.

| <i>Classe Industrial</i> | <i>teste de cointegração de Philips -Ouliaris</i> | <i>Interpretação: Há rejeição da H₀ de que não cointegram, com $\alpha = 5\%$?</i> |
|--------------------------|---|--|
| | p-value | |
| I | 2,45% | sim |
| II | 2,23% | sim |
| III | < 1% | sim |
| V | < 1% | sim |
| VI | < 1% | sim |
| VII | < 1% | sim |
| VIII | < 1% | sim |
| IX | 13,97% | não |
| X | N/A* | -- |
| XI | < 1% | sim |
| XII | < 1% | sim |
| XIII | < 1% | sim |
| XIV | < 1% | sim |
| XV | 1,24% | sim |
| XVI | < 1% | sim |
| XVII | < 1% | sim |
| XVIII | < 1% | sim |
| XX | < 1% | sim |

Portanto, pode-se concluir que as séries apresentam uma relação de cointegração na maioria dos casos, indicando a existência de um equilíbrio de longo prazo para a relação entre essas duas variáveis.

Por fim, utilizamos modelos autoregressivos de defasagens distribuídas para avaliar o impacto da variável produto industrial sobre o consumo de energia.

³⁴ Os dados sobre produção industrial estadual, em dados mensais informados pelo IBGE, foram obtidos por meio de consulta ao Sistema Gerenciador de Séries Temporais (SGS) do Banco Central. Essas séries estão cadastrados no referido sistema sob os códigos 11.073 a 11.086. Quanto à análise de uma relação de cointegração, no presente caso, cabe destacar ainda que a série mensal de 2002-2007 é relativamente curta.

Os gráficos a seguir ilustram o comportamento do produto industrial de alguns estados brasileiros durante o período de 2002-2007 e durante o período de previsão de 2008-2009:

Gráfico 10.a – Produção industrial nos Estados: PR, SC e RS - jan/2002 a dez/2009 - IBGE

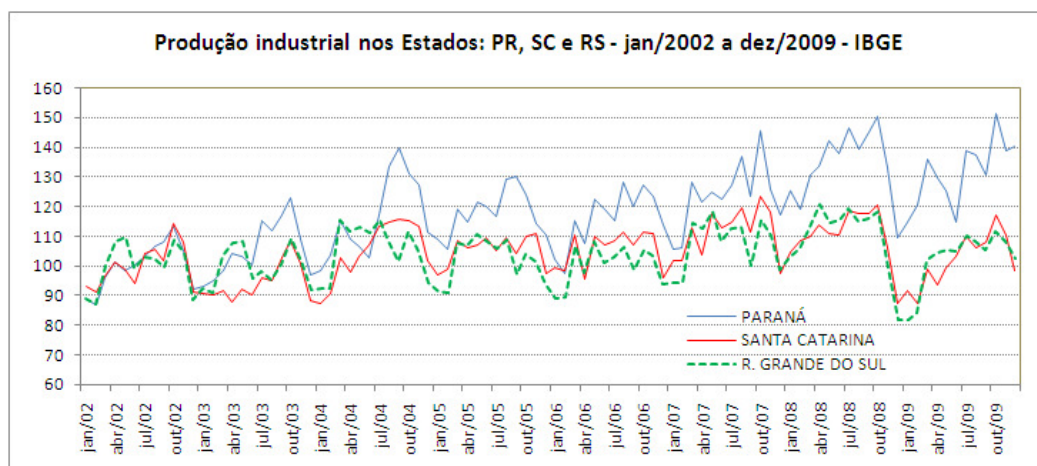


Gráfico 10.b – Produção industrial nos Estados: MG, SP e RJ - jan/2002 a dez/2009 - IBGE

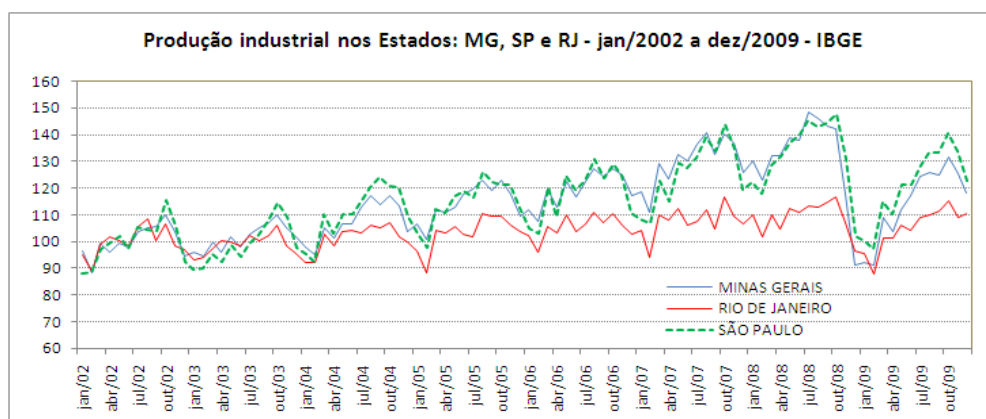
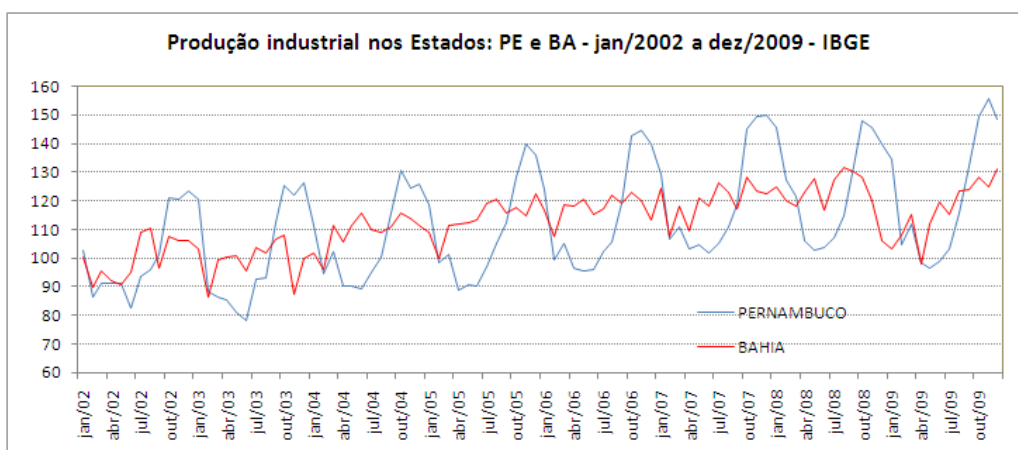


Gráfico 10.c – Produção industrial nos Estados: BA e PE - jan/2002 a dez/2009 - IBGE



Principalmente nas regiões sul e sudeste, nota-se uma rápida redução da produção industrial ao final de 2008 e início de 2009, e de uma forma geral uma recuperação em direção aos níveis pré-crise durante o segundo semestre de 2009.

Os resultados do modelo de defasagens distribuídas, considerando os dados de produção industrial durante o período de previsão, em uma análise *ex-post*, estão representado na tabela a seguir:

Tabela 4: Resultado da aplicação do modelo ADL(1,1) ao consumo de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica considerando a produção industrial nos Estados.

| Classe Industrial | Dados da Revisão Tarifária | | Dados do Presente Estudo | | Valores Realizados | ADL(1,1) - REALIZ | ARIMA - REALIZ | BSM - REALIZ |
|-------------------|----------------------------|-------|--------------------------|----------|--------------------|-------------------|----------------|--------------|
| | Distribuidora | ANEEL | Cointegração | ADL(1,1) | Média 2008 e 2009 | | | |
| I | 3,79% | 3,79% | sim | -5,27% | -1,85% | -3,42% | 1,57% | 4,59% |
| II | 1,17% | 6,00% | sim | -4,11% | 3,02% | -7,13% | 3,57% | -0,73% |
| III | 3,29% | 3,82% | sim | -1,34% | -0,08% | -1,26% | 2,57% | 0,91% |
| V | 4,38% | 4,38% | sim | -6,34% | 0,48% | -6,81% | 2,24% | 4,88% |
| VI | 5,59% | 5,59% | sim | -0,24% | 5,60% | -5,84% | -1,45% | 0,31% |
| VII | 4,75% | 4,74% | sim | -0,31% | 3,49% | -3,80% | -0,69% | 1,90% |
| VIII | 6,87% | 6,87% | sim | -5,04% | 3,27% | -8,31% | 4,45% | 4,31% |
| IX | 3,67% | 3,59% | não | -- | 11,38% | - | -5,12% | -6,09% |
| X | 3,58% | 3,58% | -- | -- | 6,25% | - | 0,19% | 1,79% |
| XI | 3,41% | 3,41% | sim | -4,34% | -0,007% | -4,34% | 2,69% | 3,67% |
| XII | 3,37% | 3,37% | sim | 4,84% | 11,260%* | -6,42% | -7,29% | -9,52% |
| XIII | 2,10% | 3,20% | sim | 1,54% | 7,86% | -6,32% | -4,50% | -5,79% |
| XIV | 4,38% | 4,38% | sim | -4,42% | 2,32% | -6,74% | 0,29% | 1,60% |
| XV | 3,97% | 3,97% | sim | -4,86% | -0,40% | -4,46% | 4,98% | 5,61% |
| XVI | 3,62% | 3,62% | sim | -3,05% | -0,42% | -2,63% | 4,47% | 3,62% |
| XVII | 2,31% | 2,31% | sim | -5,21% | 3,34% | -8,55% | 3,31% | 3,12% |
| XVIII | 0,56% | 0,56% | sim | -7,46% | -1,54% | -5,91% | 5,20% | 7,60% |
| XX | 4,50% | 4,50% | sim | -7,67% | -3,14% | -4,53% | 7,17% | 8,55% |

Ao incluirmos na análise os efeitos da produção industrial sobre o consumo de energia percebe-se um efeito exagerado da queda da produção industrial no período do final de 2008 e começo do ano de 2009 sobre o consumo de energia elétrica. Ou seja, a estimativa superestima os efeitos da variável exógena (produção industrial) sobre a variável explicada (consumo de energia da subclasse industrial) ao extrapolar a previsão a partir dos dados observados no período histórico de 2002 a 2007.

A crise financeira internacional parece ter tido um impacto sobre a produção industrial, que, entretanto, não pôde ser utilizada isoladamente para explicar o comportamento observado do consumo de energia elétrica da subclasse industrial.

3.5. Procedimentos adotados quanto às séries de consumo analisadas

A seguir citamos as principais considerações feitas durante a análise de mercado de cada distribuidora³⁵.

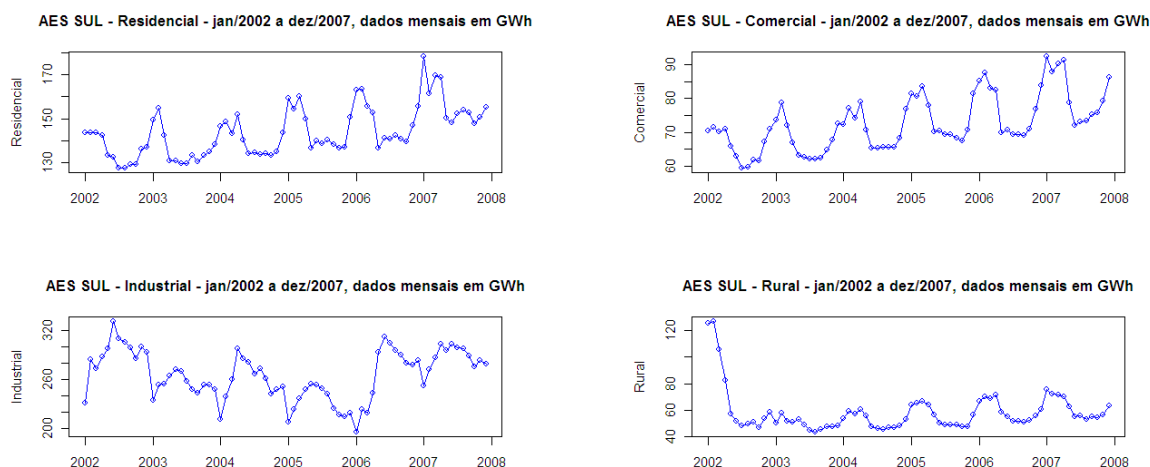
³⁵ No Anexo 6.2 e 6.3 apresentamos os códigos de programação em R-CRAN utilizados nas regressões e um exemplo específico, para o caso da AMPLA, de aplicação de algumas das funções disponíveis nesse software e das ferramentas estatísticas e econométricas.

Projeção de mercado da distribuidora AES SUL

A AES SUL fornece energia para 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, dentre eles Novo Hamburgo, Canoas, São Leopoldo e Santa Maria, com um fornecimento anual de cerca de 7.000GWh anuais, com a seguinte composição de consumo: 34,33% industrial, 29,98% residencial, 16,28% residencial, 11,20% rural e 8,21% demais classes³⁶.

Apresentamos no gráfico abaixo as séries históricas do mercado de fornecimento da distribuidora AES SUL, no período de jan/2002 e dez/2007, para as 4 classes de consumo mais representativas da distribuidora, excetuada as 'demais classes', pouco representativa na área de concessão.

Gráfico 11.a – Mercado de fornecimento da AES SUL entre jan/2002 e dez/2007



** classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.*

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Quanto à classe Rural foram identificadas observações muito díspares, extremas, no começo do período, nos meses de janeiro a abril de 2002, parecendo se tratar de inconsistência dos dados e não de uma variabilidade extrema naquele período.

A identificação pode ser feita a partir da análise do gráfico Box-Plot abaixo, comparando-se os valores com outras observações mensais no mesmo trimestre durante o período de análise. Nesse tipo de gráfico, a área compreendida dentro das caixas corresponde ao intervalo ao redor da mediana limitado na parte de baixo pelo 1º quartil e acima pelo 3º quartil. Já as linhas tracejadas

³⁶ Dados do SAMP para o mês de dez/2009. A classe denominada “demais classes” compreende os serviços públicos, poder público, consumo próprio e iluminação pública.

correspondem ao conjunto de observações que ficam dentro do intervalo definido por até 1,5 vezes³⁷ o tamanho do intervalo inter-quartil a partir dos limites da caixa.

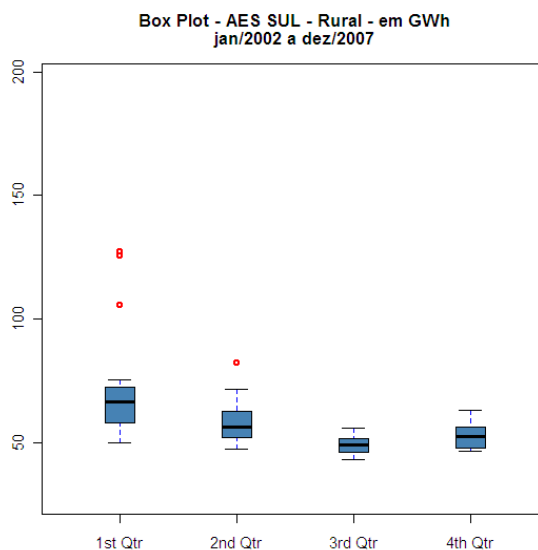
Observações fora desses limites foram marcadas no gráfico como pontos vermelhos, *outliers*, valores extremos e não foram utilizados na regressão. Apenas as observações de janeiro a abril/2002 da classe rural são *outliers*.

Para as outras classes, não foram detectados outliers. Os modelos ARIMA abaixo foram utilizados e geraram séries estacionárias, e os menores índices de Akaike Information Criteria (AIC) dentre os modelos testados:

Tabela 5: Especificações SARIMA utilizadas para a AES SUL

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 2,02% |
| Industrial | (1,0,0)(2,1,0) ₁₂ | -0,28% |
| Comercial | (2,1,2)(1,0,1) ₁₂ | 3,15% |
| Rural | (1,0,0)(2,1,0) ₁₂ | 1,97% |

Gráfico 11.b – Apuração de observações outliers no mercado rural da AES SUL entre jan/2002 e dez/2007



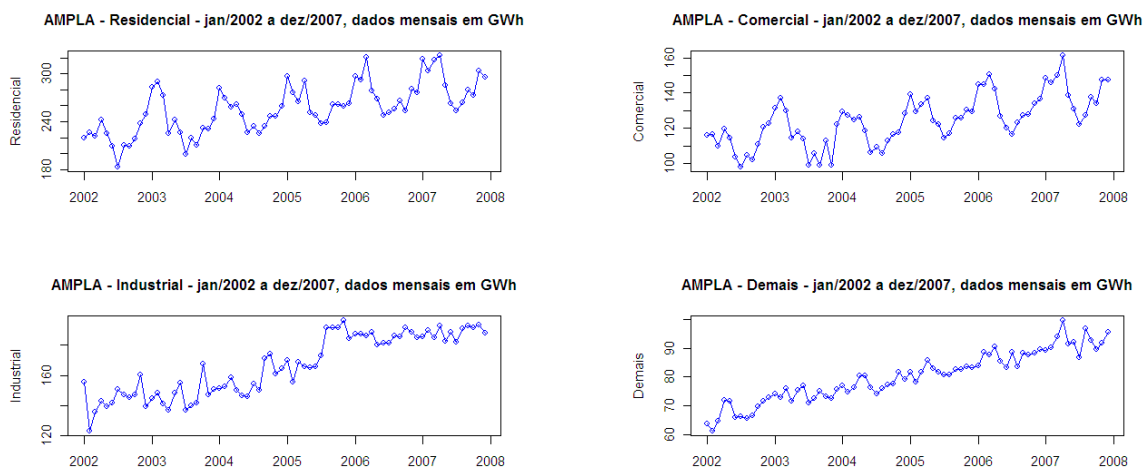
Projeção de mercado da distribuidora AMPLA

A AMPLA fornece energia para 66 municípios do Estado do Rio de Janeiro, dentre os principais Niterói, Campos, Macaé, Caxias, Cabo Frio e Angra dos Reis, fornecendo atualmente cerca de 8.200 GWh anuais de energia, com a seguinte composição de consumo: 47,07% residencial, 23,52% comercial, 13,96% demais classes, 12,99% industrial e 2,46% rural.

³⁷ Este valor de 1.5 como threshold é a medida comum (*'default'*) utilizado em vários pacotes estatísticos tais como SPSS, E-Views.

Foi identificado um outlier na série 'Demais Classes' da Ampla, observação que não foi considerada na regressão.

Gráfico 12.a – Mercado de fornecimento da AMPLA entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Gráfico 12.b – Apuração de observações outliers no mercado da classe comercial da AMPLA entre jan/2002 e dez/2007

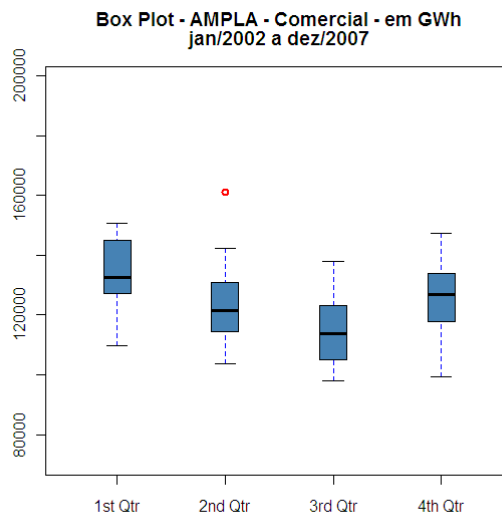


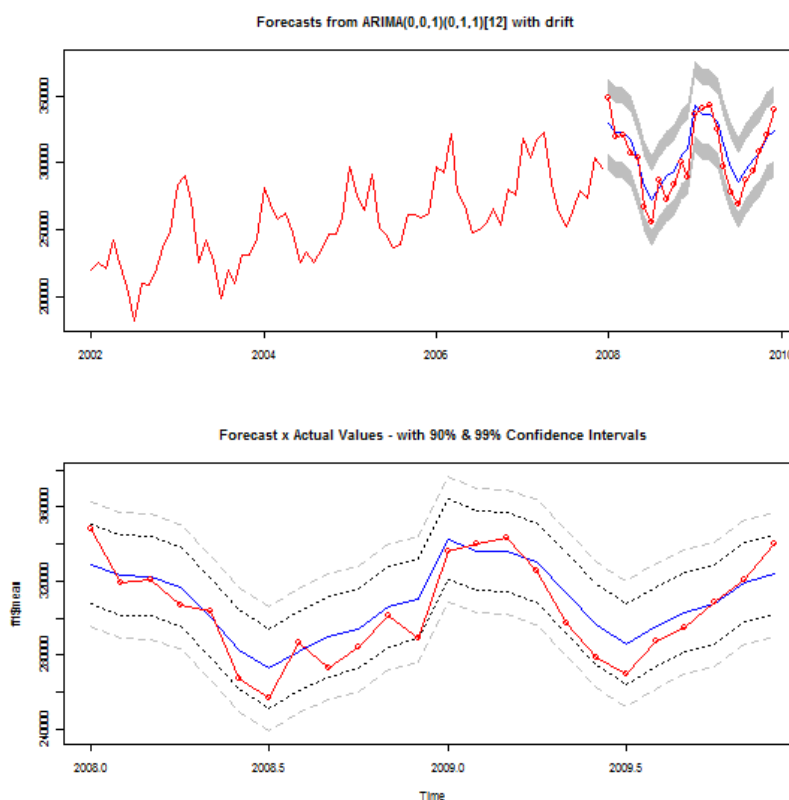
Tabela 6: Especificações SARIMA utilizadas para a AMPLA

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 4.34% |
| Industrial | (1,0,1)(2,1,1) ₁₂ | 6.59% |
| Comercial | (1,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 4.08% |

| | | |
|----------------|------------------|-------|
| Demais Classes | (0,0,0)(1,1,1)12 | 4.87% |
|----------------|------------------|-------|

No Gráfico abaixo é apresentado o comportamento da predição do modelo para a classe Residencial da AMPLA, considerando intervalos de confiança de 90% e de 95%:

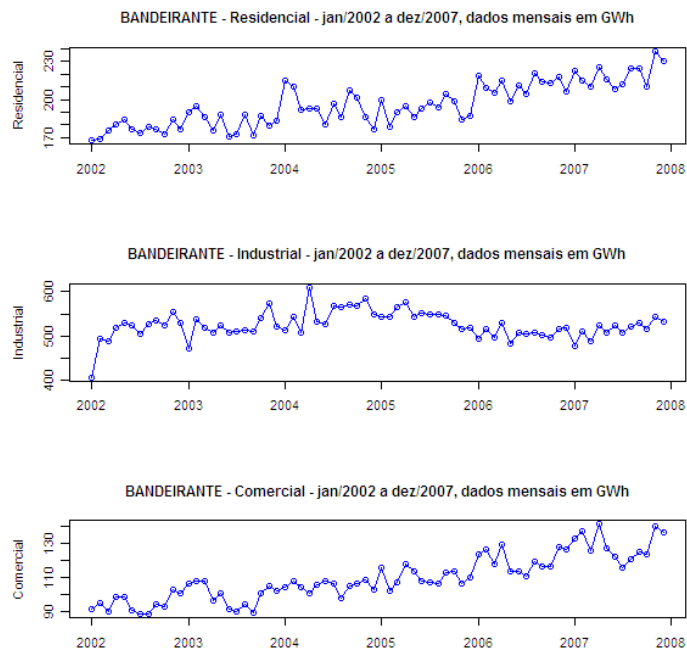
Gráfico 12.c – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado residencial da AMPLA para o biênio 2008-2009



Projeção de mercado da distribuidora BANDEIRANTE

A Bandeirante fornece energia para 28 municípios do Estado de São Paulo, dentre eles Guarulhos, São José dos Campos, Mogi das Cruzes, Taubaté, Suzano e Jacareí, com um fornecimento anual de cerca de 8.750GWh anuais, com a seguinte composição: 35,89% industrial, 33,25% residencial, 20,27% comercial, 9,69% demais classes, e 0,90% rural.

Gráfico 13 – Mercado de fornecimento da BANDEIRANTE entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Os modelos ARIMA abaixo foram utilizados e geraram séries estacionárias, e os menores índices de Akaike Information Criteria (AIC) dentre os modelos testados:

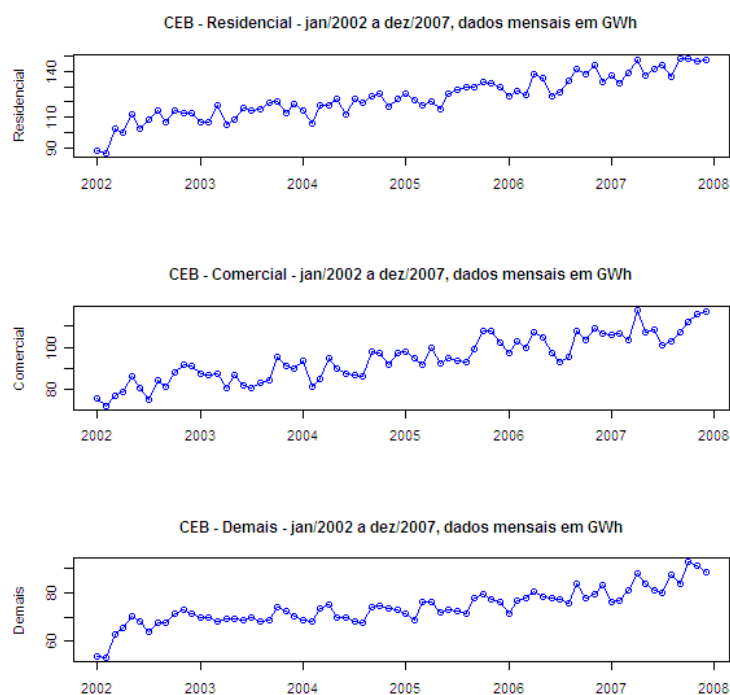
Tabela 7: Especificações SARIMA utilizadas para a BANDEIRANTE

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1) | 3.80% |
| Industrial | (0,1,1) | 2.49% |
| Comercial | (0,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 4.81% |

Projeção de mercado da distribuidora CEB

A CEB fornece energia para o Distrito Federal, com um fornecimento anual de cerca de 5.100GWh anuais, com a seguinte composição: 37,84% residencial, 30,58% comercial, 22,11% demais classes, 7,63% industrial, e 1,84% rural.

Gráfico 14 – Mercado de fornecimento da CEB entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

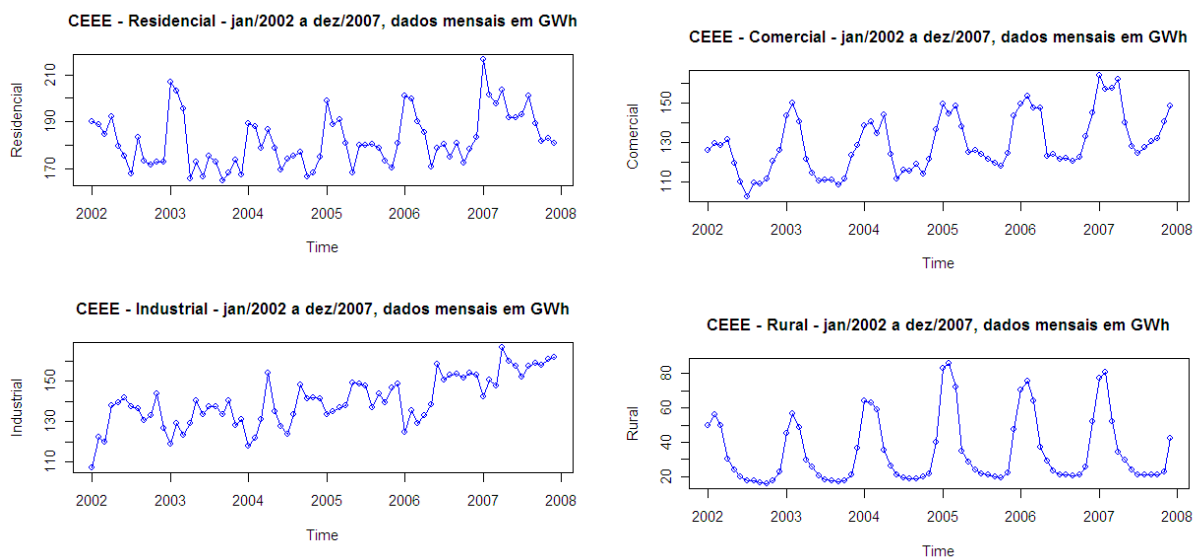
Tabela 8: Especificações SARIMA utilizadas para a CEB

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1) | 4.71% |
| Industrial | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 4.58% |
| Comercial | (1,1,0) | 7.79% |

Projeção de mercado da distribuidora CEEE

A CEEE fornece energia para 72 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, incluindo a capital do Estado, Porto Alegre, e Pelotas. O fornecimento anual de energia é de aproximadamente 7.050 GWh anuais, com a seguinte composição: 34,36% residencial, 27,75% comercial, 18,21% industrial, 10,36% rural, e 9,32% demais classes.

Gráfico 15.a – Mercado de fornecimento da CEEE entre jan/2002 e dez/2007



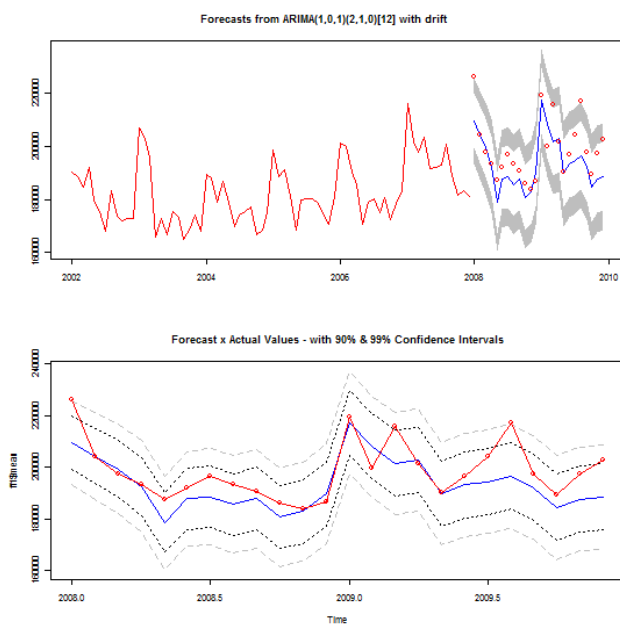
* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

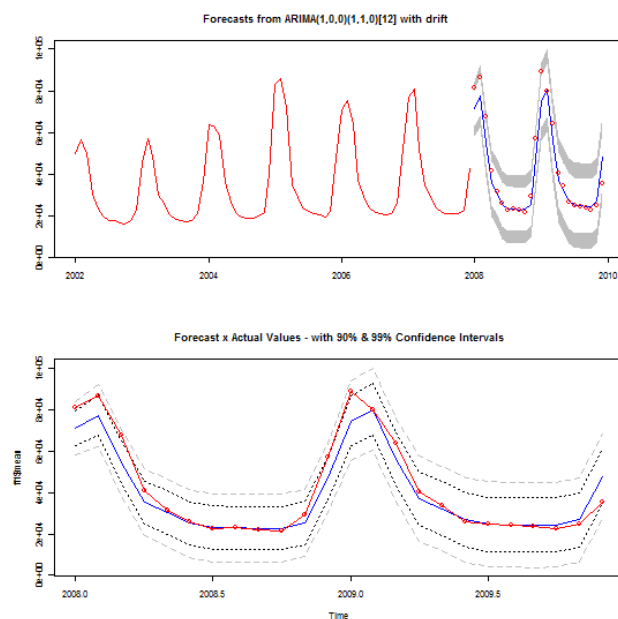
Pode-se observar no caso da CEEE um padrão bem determinado sazonal para o consumo da classe Rural, o que torna as previsões mais acuradas, como visto no gráfico abaixo, quando comparado a outro exemplo como o comportamento da classe Residencial, que neste caso torna as previsões relativamente menos acuradas:

Gráfico 15.b – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado residencial e rural da CEEE para o biênio 2008-2009

Residencial



Rural



Os modelos utilizados foram:

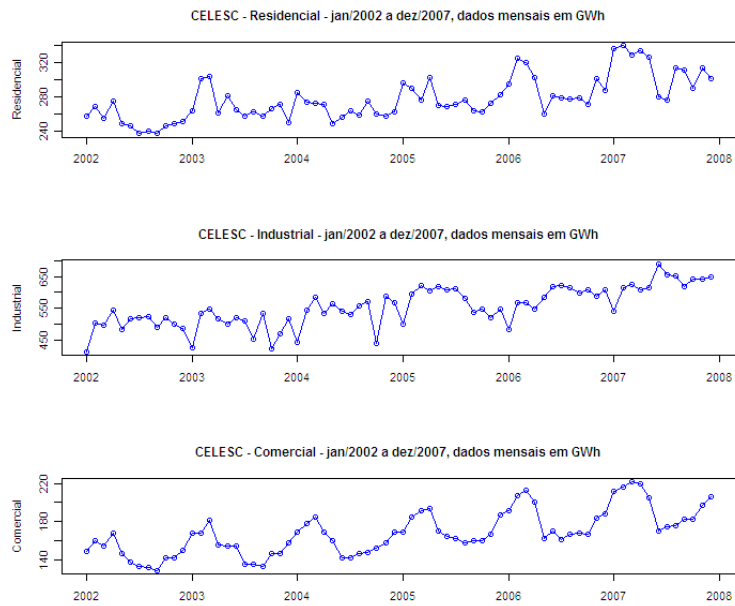
Tabela 9: Especificações SARIMA utilizadas para a CEEE

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,0,1)(2,1,0) ₁₂ | 0.54% |
| Industrial | (1,1,1)(0,0,1) ₁₂ | 2.72% |
| Comercial | (1,0,0)(2,1,0) ₁₂ | 2.47% |
| Rural | (1,0,0)(1,1,0) ₁₂ | 3.76% |

Projeção de mercado da distribuidora CELESC

A CELESC é principal distribuidora de energia no Estado de Santa Catarina, fornecendo energia inclusive para a capital Florianópolis, com um fornecimento anual de cerca de 15.000GWh anuais, com a seguinte composição: 36,94% industrial, 29,25% residencial, 19,61% comercial, 8,49% rural, e 5,71% demais classes.

Gráfico 16.a – Mercado de fornecimento da CELESC entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

O padrão de consumo da classe comercial foi, em particular, bem explicado pelo modelo, como pode-se observar no gráfico abaixo:

Gráfico 16.b - Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado comercial da CELESC para o biênio 2008-2009

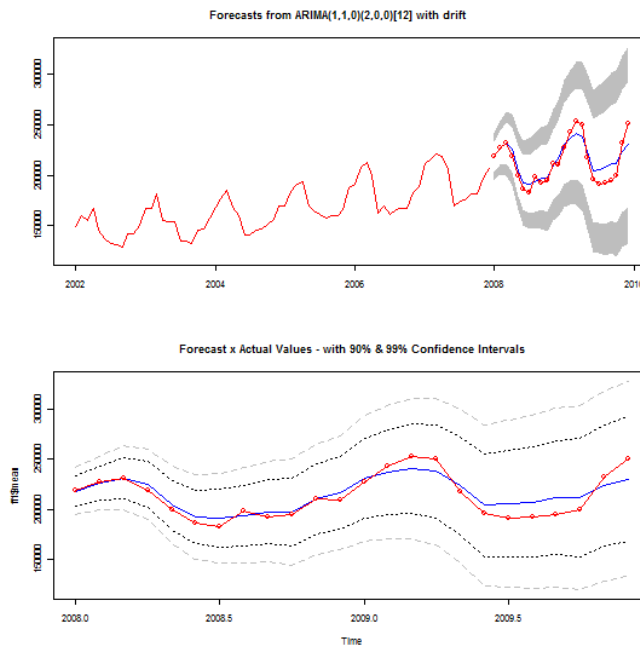


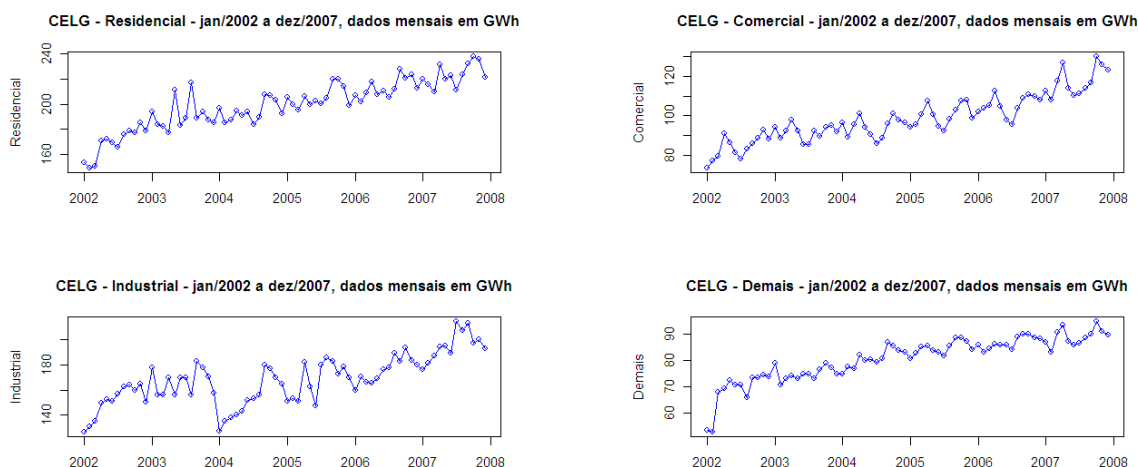
Tabela 10: Especificações SARIMA utilizadas para a CELESC

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,0,1)(2,1,0) ₁₂ | 2.33% |
| Industrial | (1,0,2)(2,1,0) ₁₂ | 4.15% |
| Comercial | (1,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 6.28% |

Projeção de mercado da distribuidora CELG

A CELG é principal distribuidora de energia no Estado de Goiás, fornecendo energia inclusive para a capital Goiânia, com um fornecimento anual de cerca de 8.450 GWh anuais, com a seguinte composição: 35,40% residencial, 22,53% industrial, 21,74% comercial, 13,23% demais classes, e 7,10% rural.

Gráfico 17.a – Mercado de fornecimento da CELG entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

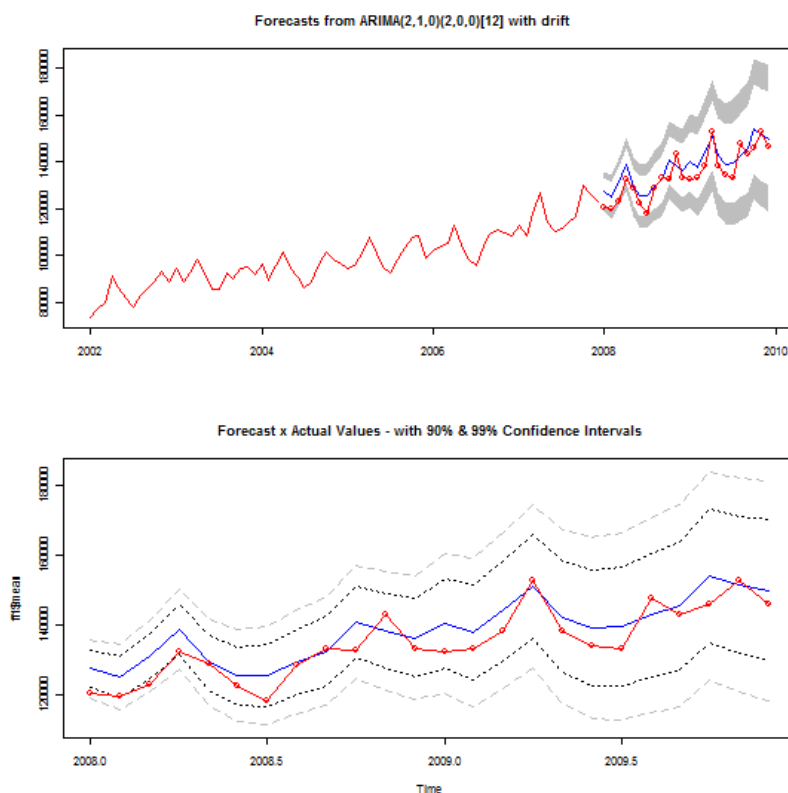
Os dados relativos ao consumo industrial da CELG para 2004 apresentaram uma queda expressiva sem que houvesse um correspondente aumento no consumo dos industriais livres, segundo dados da CCEE, o que leva a crer que a pode ter havido alguma migração para a Rede Básica de uma carga expressiva, ou então mudança dessa carga para outra área de concessão. Portanto as estimativas do consumo industrial baseadas nesse período devem ser vistos com cautela no presente caso.

Tabela 11: Especificações SARIMA utilizadas para a CELG

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 5.16% |
| Industrial | (1,0,1)(2,1,0) ₁₂ | 2.80% |
| Comercial | (2,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 11.03% |
| Demais | (1,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 3.56% |

É de destacar a alta taxa de crescimento previsto pelo modelo para a classe comercial, de 11,03%, sendo que o resultado efetivo no biênio 2008-2009 foi de 9,72%, sendo que as observações mensais ficam ficando dentro do intervalo de confiança do modelo preditivo, como visto no gráfico abaixo. Os valores previstos pela ANEEL e pela distribuidora (para períodos distintos, no caso da CELG, 4 anos a partir de agosto/2009), indicavam um crescimento médio 6,34%(estimativa ANEEL) e 4,49% (estimativa CELG), portanto muito abaixo dos percentuais calculados no presente estudo e do valor realizado no biênio 2009-2010.

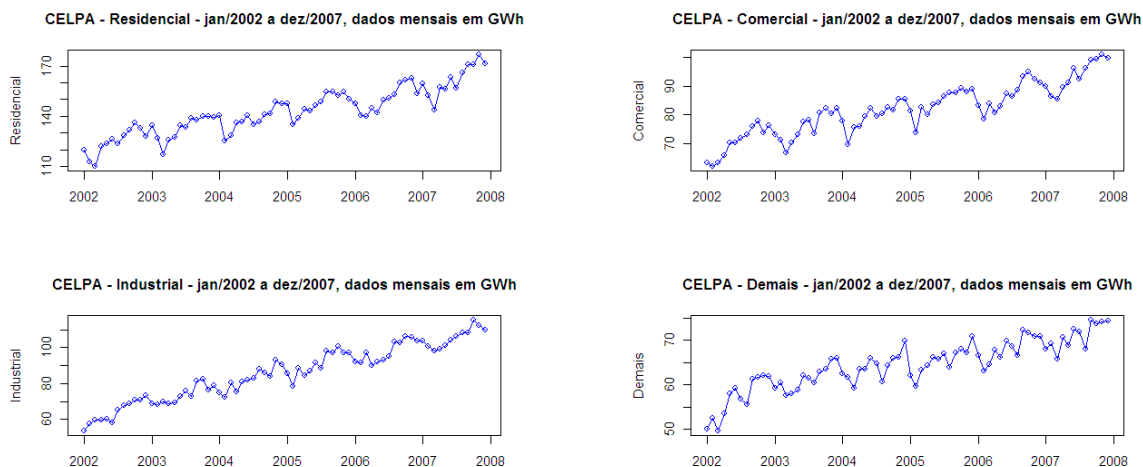
Gráfico 17.b – Intervalos de confiança para os valores previstos pelo modelo em relação ao mercado comercial da CELG para o biênio 2008-2009



Projeção de mercado da distribuidora CELPA

A CELPA fornece energia para todo o Estado do Pará, à exceção da área de concessão da Jari, com um fornecimento anual de cerca de 5.700 GWh anuais, com a seguinte composição: 38,45% residencial, 22,16% comercial, 22,10% industrial, 14,36% demais classes, e 2,93% rural.

Gráfico 18 – Mercado de fornecimento da CELPA entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

No caso da CELPA, destaca-se a alta previsão informada pela concessionária e adotada pela ANEEL, de 4,46%, para o consumo comercial. Tal percentual é compatível com o percentual calculado no presente estudo, de 4,03%, entretanto o valor observado no biênio 2008-2009 resultou muito abaixo desses percentuais, em 1,51%.

Os modelos ARIMA abaixo foram utilizados e geraram séries estacionárias, e os menores índices de Akaike Information Criteria (AIC) dentre os modelos testados para a CELPA:

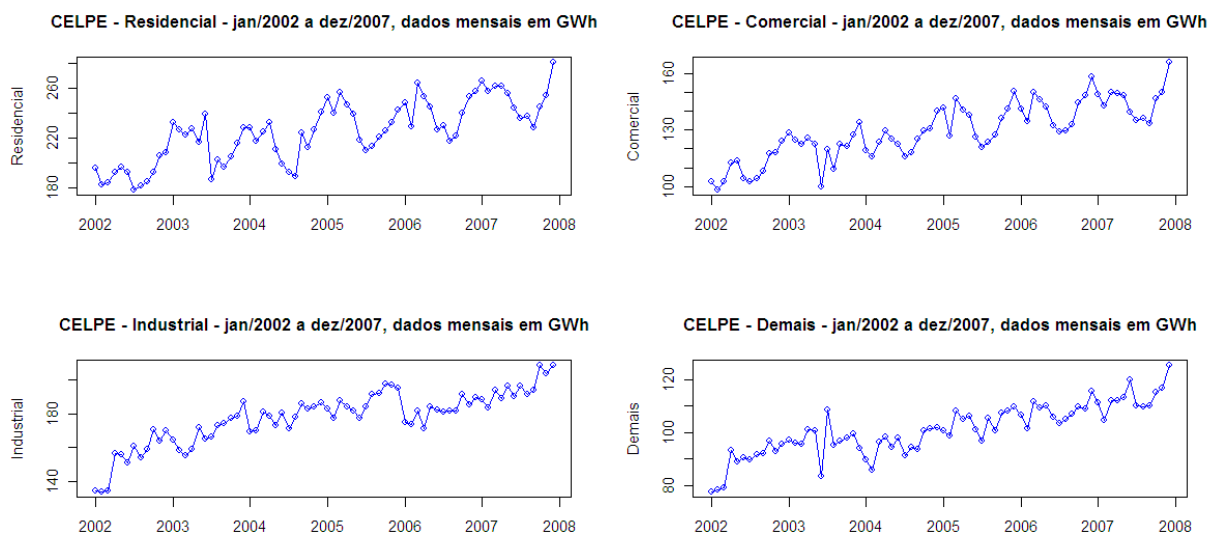
Tabela 12: Especificações SARIMA utilizadas para a CELPA

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (2,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 7.91% |
| Industrial | (2,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 7.72% |
| Comercial | (2,0,1)(2,1,0) ₁₂ | 4.89% |
| Demais Classes | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 4.03% |

Projeção de mercado da distribuidora CELPE

A CELPE fornece energia para todo o Estado de Pernambuco, com um fornecimento anual de cerca de 9.500 GWh anuais, com a seguinte composição: 40,32% residencial, 21,91% industrial, 21,49% comercial, 15,04% demais classes, e 1,24% rural.

Gráfico 19 – Mercado de fornecimento da CELPE entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

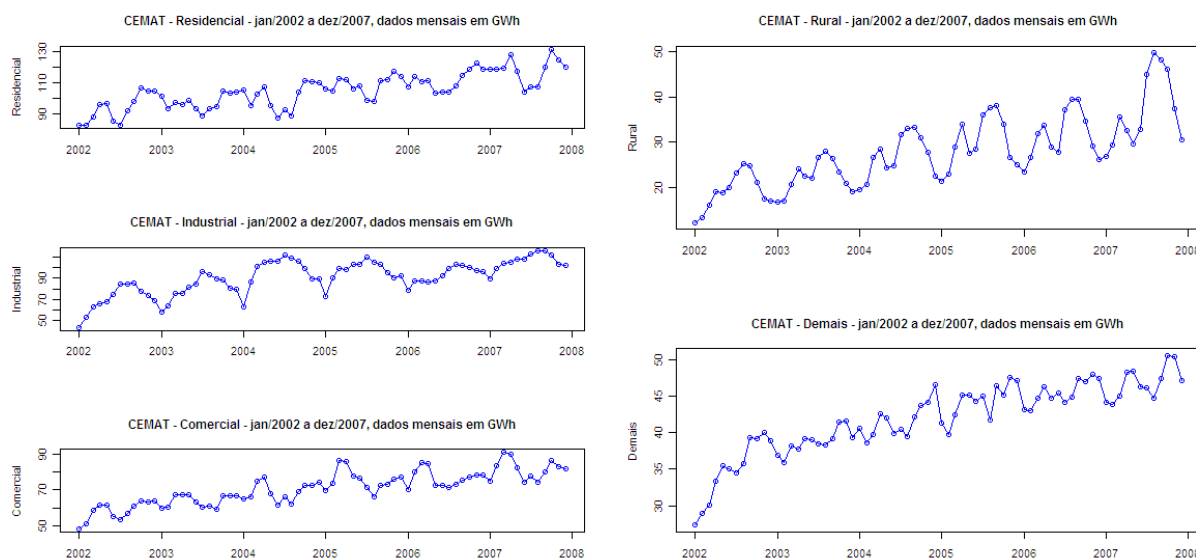
Tabela 13: Especificações SARIMA utilizadas para a CELPE

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 5.65% |
| Industrial | (2,1,2)(1,0,0) ₁₂ | 6.26% |
| Comercial | (1,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 5.54% |
| Demais Classes | (0,1,1) | 6.05% |

Projeção de mercado da distribuidora CEMAT

A CEMAT fornece energia para todo o Estado de Mato Grosso, com um fornecimento anual de cerca de 5.050 GWh anuais, com a seguinte composição: 33,29% residencial, 24,18% comercial, 19,24% industrial, 12,25% demais classes, e 11,04% rural.

Gráfico 20 – Mercado de fornecimento da CEMAT entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Tabela 14: Especificações SARIMA utilizadas para a CEMAT

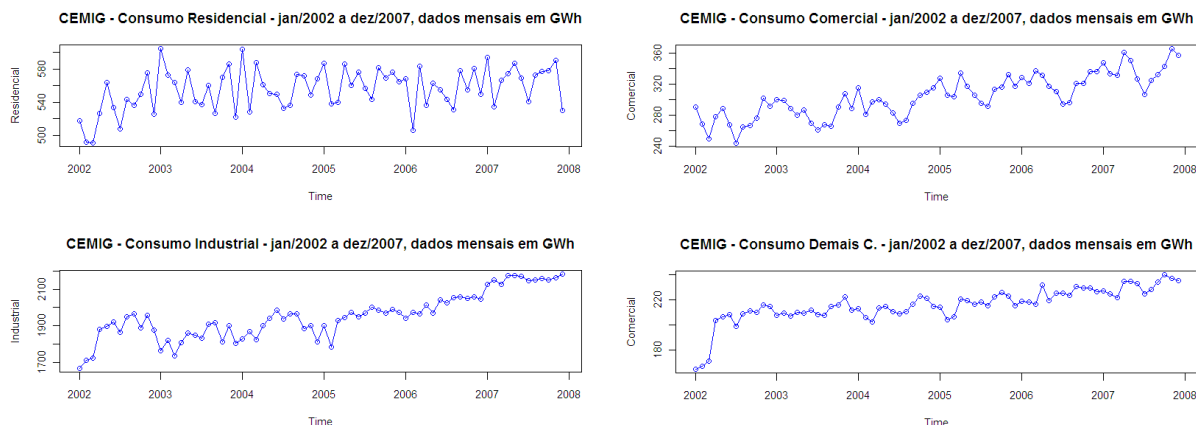
| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 3.82% |
| Industrial | (1,0,0)(0,1,1) ₁₂ | 6.44% |
| Comercial | (1,0,0)(2,1,0) ₁₂ | 5.76% |
| Rural | (1,0,0)(0,1,0) ₁₂ | 9.56% |
| Demais Classes | (2,1,1) | 6.17% |

Projeção de mercado da distribuidora CEMIG

A CEMIG atende 775 municípios no Estado de Minas Gerais, fornecendo energia para a capital do Estado, Belo Horizonte, e para outros municípios tais como Juiz de Fora, Uberlândia, Contagem, Betim, Montes Claros, Uberaba e Governador Valadares. A empresa fornece cerca de 21.950 GWh anuais, com a seguinte composição de mercado: 36,63% residencial, 22,71% comercial, 19,97% industrial, 13,21% rural, e 7,48% rural.

Na série “Demais Classes” foram retiradas da amostra as 3 primeiras observações, entre janeiro e março de 2002, uma vez que os dados sobre iluminação pública entre meados de 2001 e começo de 2002 apresentam informações muito abaixo dos valores históricos, como reflexo do racionamento (vide Gráfico 21.b).

Gráfico 21.a – Mercado de fornecimento da CEMIG entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Gráfico 21.b – Apuração de observações outliers no mercado da classe demais classes da CEMIG entre jan/2002 e dez/2007

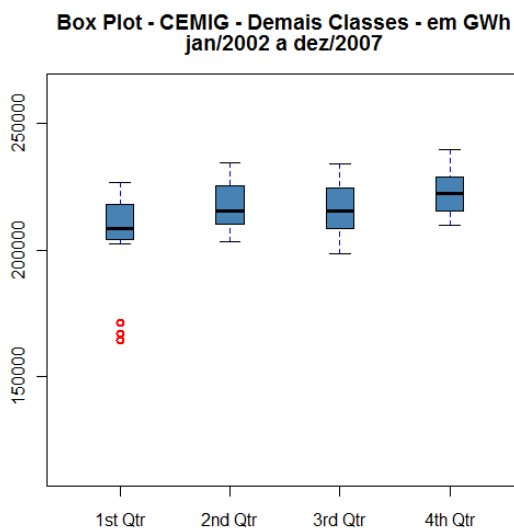


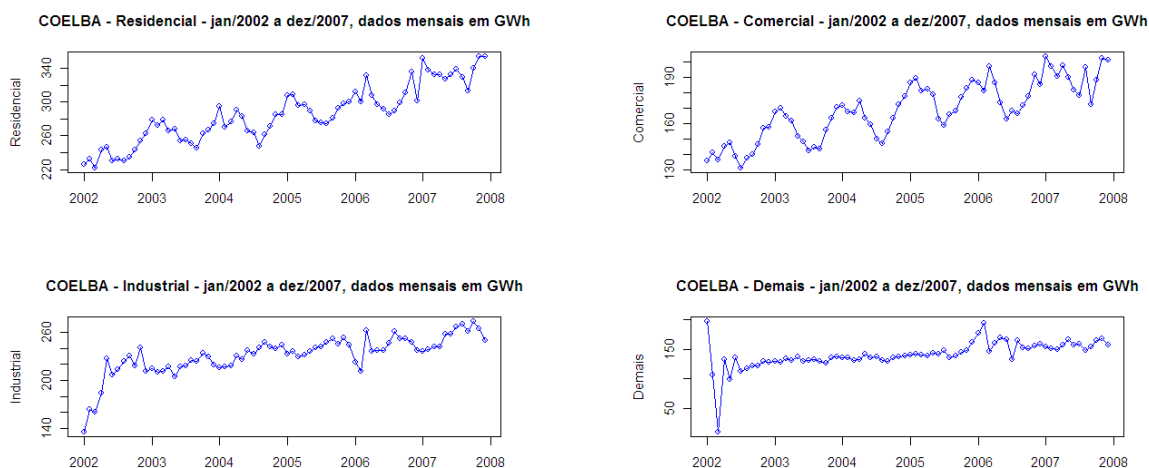
Tabela 15: Especificações SARIMA utilizadas para a CEMIG

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,0,1) | 0.97% |
| Industrial | (0,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 2.68% |
| Comercial | (0,0,0)(2,1,0) ₁₂ | 3.42% |
| Demais Classes | (1,0,2)(0,1,1) ₁₂ | 2.53% |

Projeção de mercado da distribuidora COELBA

A COELBA fornece energia para todo o Estado da Bahia, com um fornecimento anual de cerca de 13.550 GWh, com a seguinte composição de mercado: 37,40% residencial, 24,19% industrial, 21,02% comercial, 14,72% demais classes, e 2,67% rural.

Gráfico 22 – Mercado de fornecimento da COELBA entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Foram extraídas das séries as observações extremas vistas no começo das classes “Industrial” e “Demais Classes”.

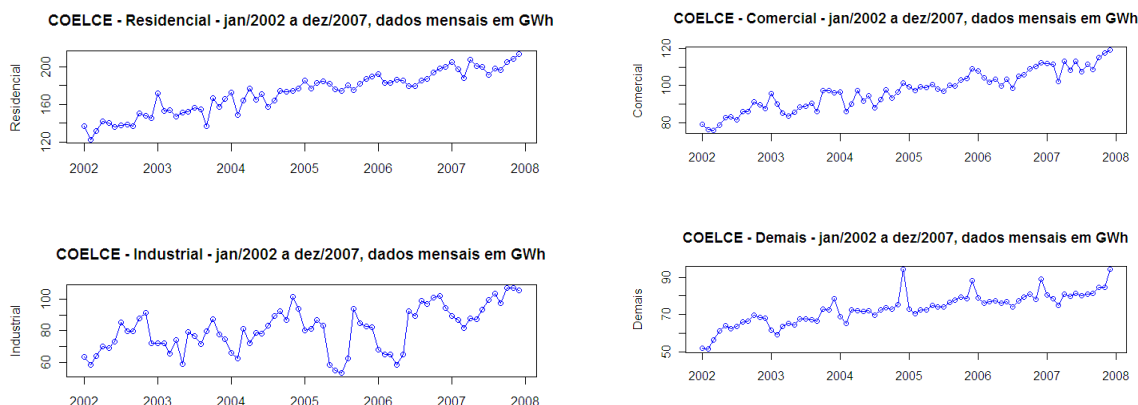
Tabela 16: Especificações SARIMA utilizadas para a COELBA

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,0,1)(1,1,1) ₁₂ | 5.65% |
| Industrial | (0,1,1)(0,0,1) ₁₂ | 3.97% |
| Comercial | (0,1,1)(2,0,0) ₁₂ | 3.52% |
| Demais Classes | (0,1,1) | 6.35% |

Projeção de mercado da distribuidora COELCE

A COELCE fornece energia para todo o Estado do Ceará, com um fornecimento anual de cerca de 7.300 GWh, com a seguinte composição de mercado: 38,77% residencial, 20,80% comercial, 18,69% industrial, 14,25% demais classes, e 7,49% rural.

Gráfico 23 – Mercado de fornecimento da COELCE entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Tabela 17: Especificações SARIMA utilizadas para a COELCE

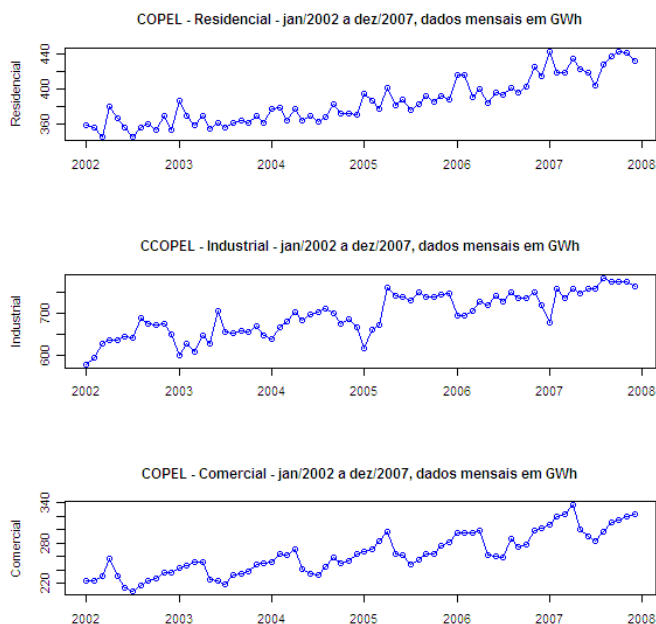
| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1)(1,0,2) ₁₂ | 5.27% |
| Industrial | (1,1,1) | 3.36% |
| Comercial | (0,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 3.41% |
| Demais Classes | (1,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 3.88% |

As estimativas para as 3 principais classes da COELBA, Residencial e Industrial resultaram próximas às da ANEEL, de 5,81% e 3,37%, respectivamente. Entretanto os valores observados no biênio 2008-2009 se concretizaram em valores muito acima do esperado, resultando nos percentuais de 9,49% e 14,50% no período.

Projeção de mercado da distribuidora COPEL

A COPEL fornece energia para 392 municípios do Estado do Paraná, incluindo a capital Curitiba, os municípios de Londrina e Foz do Iguaçu, com um fornecimento anual de cerca de 20.600 GWh, com a seguinte composição de mercado: 32,66% industrial, 26,79% residencial, 21,93% comercial, 9,49% demais classes, e 9,13% rural.

Gráfico 24 – Mercado de fornecimento da COPEL entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

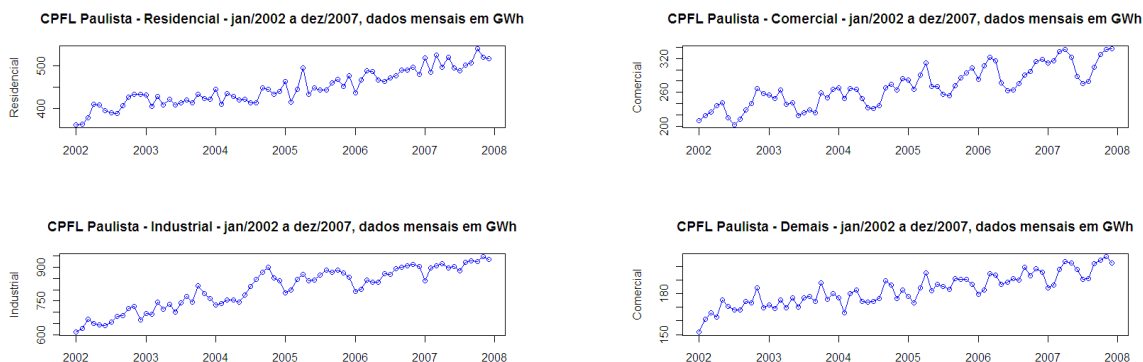
Tabela 18: Especificações SARIMA utilizadas para a COPEL

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,0,2)(1,1,0) ₁₂ | 2.86% |
| Industrial | (1,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 2.61% |
| Comercial | (1,0,0)(1,1,0) ₁₂ | 4.77% |

Projeção de mercado da distribuidora CPFL Paulista

A CPFL Paulista fornece energia para 234 municípios do Estado de São Paulo, incluindo Campinas, Piracicaba, Americana e Paulínia, com um fornecimento anual de cerca de 20.100 GWh, com a seguinte composição de mercado: 34,75% residencial, 26,89% industrial, 22,26% comercial, 12,33% demais classes, e 3,77% rural.

Gráfico 25 – Mercado de fornecimento da CPFL Paulista entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

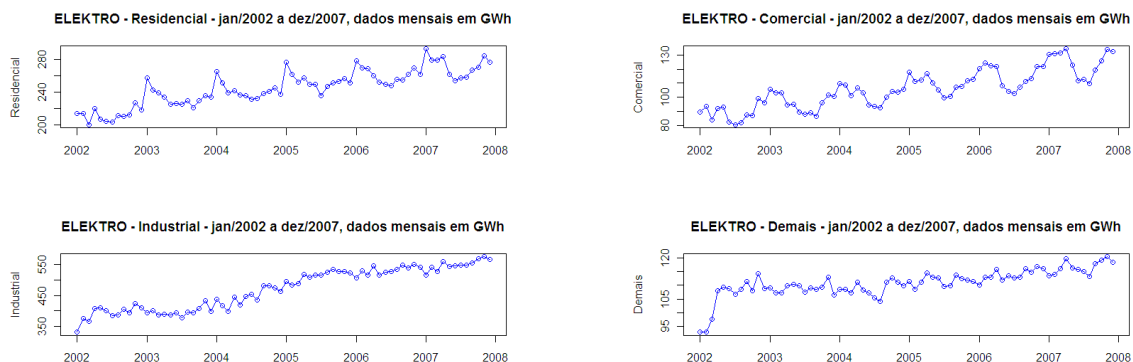
Tabela 19: Especificações SARIMA utilizadas para a CPFL Paulista

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,0,0)(1,1,0) ₁₂ | 3.86% |
| Industrial | (1,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 4.58% |
| Comercial | (0,1,2)(2,0,0) ₁₂ | 4.05% |
| Demais Classes | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 2.71% |

Projeção de mercado da distribuidora Elektro

A Elektro fornece energia para 223 municípios do Estado de São Paulo e 5 do Estado de Mato Grosso do Sul, em uma área de concessão que inclui os municípios de Itanhaém, Limeira e Guarujá, com um fornecimento anual de cerca de 11.250 GWh, com a seguinte composição de mercado: 34,33% industrial, 32,94% residencial, 16,56% comercial, 10,02% demais classes, e 6,15% rural.

Gráfico 26 – Mercado de fornecimento da Elektro entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

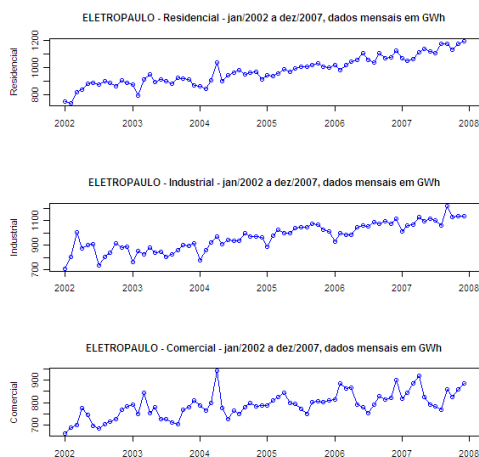
Tabela 20: Especificações SARIMA utilizadas para a ELEKTRO

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (2,1,0)(1,0,0) ₁₂ | 5.56% |
| Industrial | (2,1,1)(1,0,0) ₁₂ | 6.66% |
| Comercial | (0,0,1)(0,1,1) ₁₂ | 5.05% |
| Demais Classes | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 2.16% |

Projeção de mercado da distribuidora Eletropaulo

A Eletropaulo fornece energia para 24 municípios de São Paulo, incluindo a região metropolitana da cidade de São Paulo, com um fornecimento anual de cerca de 34.700 GWh, com a seguinte composição de mercado: 40,52% residencial, 33,41% comercial, 18,28% industrial, 7,75% demais classes, e 0,04% rural.

Gráfico 27 – Mercado de fornecimento da Eletropaulo entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

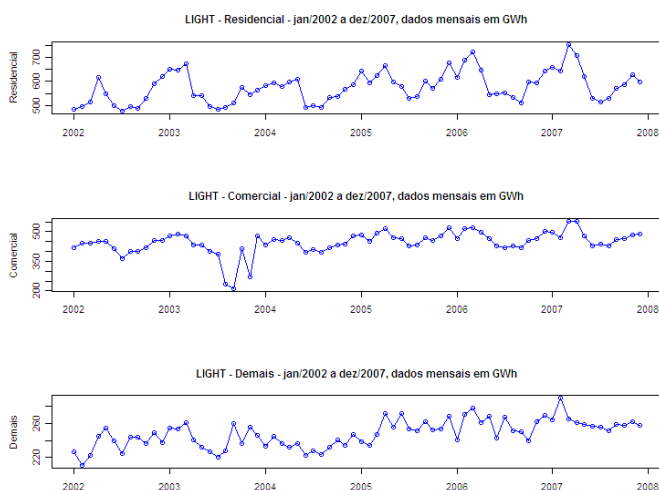
Tabela 21: Especificações SARIMA utilizadas para a ELETROPAULO

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (2,1,0)(1,0,0) ₁₂ | 7.05% |
| Industrial | (0,1,1)(1,0,1) ₁₂ | 3.66% |
| Comercial | (2,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 3.80% |

Projeção de mercado da distribuidora Light

A distribuidora Light fornece energia para 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, incluindo a região metropolitana do Rio de Janeiro, com um fornecimento anual de cerca de 19.500 GWh, com a seguinte composição de mercado: 43,94% residencial, 31,53% comercial, 15,89% demais classes, 8,39% industrial, e 0,25% rural.

Gráfico 28 – Mercado de fornecimento da Light entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

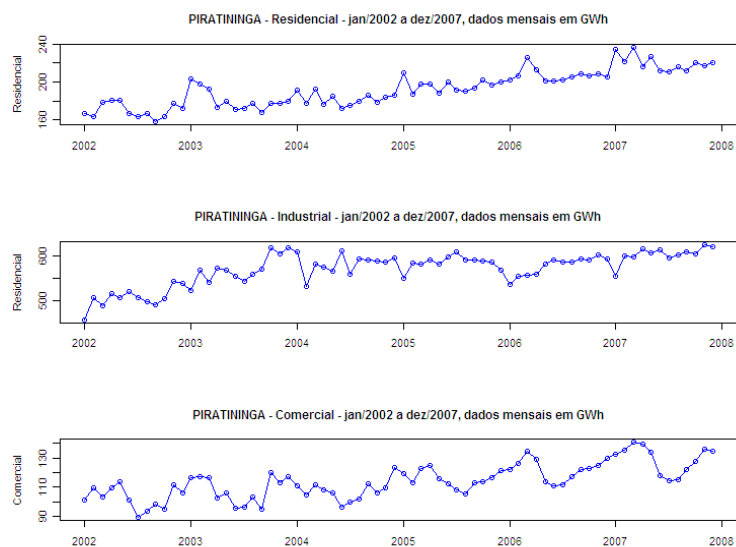
Tabela 22: Especificações SARIMA utilizadas para a LIGHT

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|----------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,0,0)(2,1,1) ₁₂ | 3.57% |
| Comercial | (1,1,0)(1,0,1) ₁₂ | -0.04% |
| Demais Classes | (0,1,1) | 1.23% |

Projeção de mercado da distribuidora CPFL - Piratininga

A CPFL-Piratininga fornece energia para 26 municípios do Estado de São Paulo, incluindo os municípios de Santos, Sorocaba e Jundiá, com um fornecimento anual de cerca de 8.500 GWh, com a seguinte composição de mercado: 36,41% residencial, 32,89% industrial, 21,20% comercial, 8,51% demais classes, e 0,99% rural.

Gráfico 29 – Mercado de fornecimento da Piratininga entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

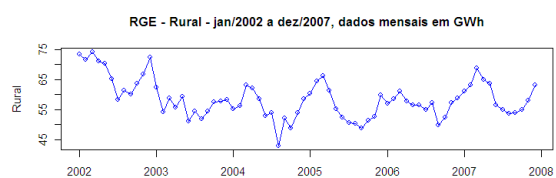
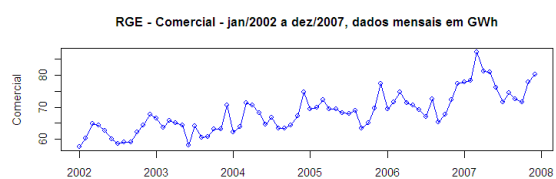
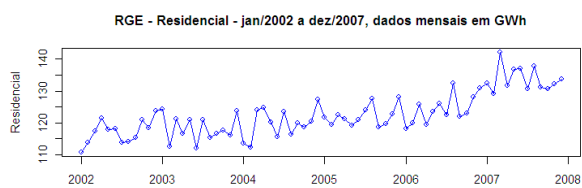
Tabela 23: Especificações SARIMA utilizadas para a Piratininga

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (1,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 4.00% |
| Industrial | (0,1,1) | 4.06% |
| Comercial | (1,0,0)(2,1,0) ₁₂ | 3.56% |

Projeção de mercado da distribuidora RGE

A RGE fornece energia para 254 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, incluindo os municípios de Passo Fundo e Caxias do Sul, com um fornecimento anual de cerca de 6.650 GWh, com a seguinte composição de mercado: 36,95% industrial, 26,40% residencial, 17,38% comercial, 11,32% rural, e 7,95% demais classes.

Gráfico 30 – Mercado de fornecimento da RGE entre jan/2002 e dez/2007



* classes com participação acima de 10% no mercado de consumo.

fonte: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado/ANEEL

Tabela 24: Especificações SARIMA utilizadas para a RGE

| Classe | ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) ₁₂ | Taxa de Cresc. Anual |
|-------------|-----------------------------------|----------------------|
| Residencial | (0,1,1) | 1.86% |
| Industrial | (2,1,0)(2,0,0) ₁₂ | 4.03% |
| Comercial | (1,1,0)(1,0,0) ₁₂ | 5.05% |
| Rural | (1,1,0)(1,0,1) ₁₂ | -2.31% |

4. Conclusão

A análise das séries de consumo de energia elétrica de distribuidoras brasileiras revelou alguns pontos importantes para a avaliação da metodologia que fora adotada para o cálculo do Fator X durante o 2º ciclo de revisões tarifárias, ou seja, entre 2007 e 2010.

Algumas classes de consumo apresentaram no estudo aplicado maior variância ao longo do tempo, revelando uma dificuldade intrínseca em tentar estimar os percentuais de crescimento no setor elétrico, tal como observado para o consumo da classe industrial, com a utilização apenas de modelos preditivos univariados, baseados em informações históricas da própria série.

Na avaliação feita tanto das estimativas a partir de métodos auto-regressivos com média móvel e efeitos sazonais (SARIMA) e modelos estruturais, no presente estudo as estimativas feitas para a classe industrial resultaram em desvios acima de 2% em relação ao crescimento realizado no biênio 2008-2009 na maioria dos casos (em 13 das 18 observações). Nas estimativas feitas pela Agência Reguladora os resultados foram similares, sendo que 15 das 18 observações resultaram em desvios acima de 2%. Há que se observar, entretanto, que o período de análise utilizado pela agência reguladora e pelas distribuidoras difere do período preditivo aqui utilizado, pois compreende normalmente 4 ou 5 anos após a data contratual de revisão tarifária, e as datas de aniversário contratual não coincidem com o início do ano civil.

Portanto, o primeiro ponto a se destacar é a dificuldade em se fazer estimativas para o consumo industrial a partir de modelos univariados de projeção. Este fato estimulou a avaliação de modelos multivariados que pudessem ser agregadas à análise conferindo-lhe maior robustez. Para tanto foi feita uma avaliação da relação entre o consumo de energia dessa classe e a produção industrial, revelando que na grande maioria dos casos parece existir uma relação de longo prazo, havendo cointegração entre as variáveis.

Isso indica a possibilidade de se utilizar complementarmente, como variável explicativa, a produção industrial e outras variáveis afins, tais como o PIB regional ou a taxa de emprego.

Entretanto, ao rodar um modelo autoregressivo com defasagens distribuídas ADL(1,1), os resultados *não melhoraram* a robustez do modelo conduzindo a predições que subavaliaram o comportamento do consumo de energia do segmento industrial. Explica-se tal fato porque: a) outras variáveis explicativas relevantes precisariam ser consideradas na análise; e b) houve no período um fenômeno exógeno, temporário e não antecipado (a crise financeira), que alterou o comportamento do consumo de energia industrial previsto em 2007.

Para a classe de consumo residencial cerca de metade (11 de 20) das estimativas de crescimento divergiram em mais de 2% em relação ao valor efetivamente observado no biênio 2008-2009.

Quanto ao consumo da classe comercial, ao contrário, foi possível realizar estimativas dentro do limite de 2% de desvio em relação ao crescimento realizado no biênio 2008-2009 na maioria dos casos, ficando a estimativa fora desse limite em apenas 6 de 20 observações. Para as Demais Classes isso ocorreu em 4 de 12 observações. Portanto, a utilização de modelos univariados parece uma alternativa razoável como forma de avaliar o consumo da classe comercial e para as 'demais classes', na maioria dos casos.

Diante desses fatos, chega-se à conclusão que a metodologia do Fator X esteve durante o 2º ciclo em certa medida sujeita ao tipo de crítica vista durante as discussões metodológicas da revisão tarifária daquele ciclo, particularmente quanto à incerteza acerca das projeções realizadas e do natural descasamento, em alguns casos, dessas em relação aos valores observados futuramente.

A questão subjacente é: o resultado de tal descasamento entre mercado previsto e realizado, para mais ou para menos, deve ser 1) arcado integralmente pela distribuidora, ou 2) deve ser repassado ao consumidor através de algum mecanismo tarifário.

A posição adotada pela ANEEL durante o 2º ciclo de revisões foi a de interpretar que o risco de tal descasamento deve correr por conta da distribuidora, ou seja, de que as variações de mercado são um risco de mercado, intrínseco ao negócio de distribuição de energia.

A partir do 3º ciclo, a proposição inicial da ANEEL, apresentada no âmbito da AP 040/2010, aberta em 10/09/2010 foi: *"Na definição dos ganhos de produtividade com distribuição de energia, deixa-se de utilizar a abordagem do Fluxo de Caixa Descontado – FCD e passa-se a adotar a Produtividade Total dos Fatores – PTF. As metodologias utilizam formas diferentes para atingir a mesma finalidade, ou seja, estimar os ganhos potenciais de produtividade.*

"Os ganhos de produtividade são medidos como a evolução da relação entre insumos e produtos. Como insumos foram considerados os custos operacionais e de capital, enquanto o produto considerado foi o mercado atendido pela distribuidora. Quanto maior o crescimento do mercado, maiores são os ganhos de produtividade. Logo, os níveis de produtividade serão definidos previamente, de acordo com o nível de crescimento do mercado. No reajuste tarifário será avaliado o crescimento efetivo do mercado a fim de definir o valor de Fator X a ser utilizado."

Portanto a agência sinaliza para uma solução distinta do ciclo anterior, deixando de considerar projeções e passando a considerar o *crescimento efetivo* de mercado que passará a ser compensado de acordo com o comportamento observado nos reajustes após as revisões.

Uma possível crítica pode ser antecipada nos casos em que o crescimento de mercado *efetivo* seja substancialmente diferente entre empresas localizadas em regiões próximas. Nesses casos, os consumidores das regiões que tenham crescido menos poderão argumentar contra a diferença em

relação ao Fator X considerado para uma região vizinha ou próxima (fala-se aqui apenas da componente "P" - *Produtividade*, na nova denominação proposta pela Agência).

Entretanto, as vantagens da nova metodologia são várias e parecem suplantar as possíveis críticas. Em primeiro lugar, evita-se o descasamento entre a cobertura tarifária e a receita observada quando eventos não antecipados alterarem significativamente o ambiente econômico. Com isso diminui-se consideravelmente a possibilidade de perdas e ganhos exorbitantes.

Além disso, o enfoque do Fator X que antes estava mais atrelado ao crescimento de mercado passa a se direcionar a objetivos regulatórios importantes tais como a comparação da eficiência relativa entre empresas, a diminuição da assimetria de informação, simplificação do método e a melhoria da qualidade do serviço prestado.

5. Bibliografia

- ANEEL (2004), Resolução Normativa nº 055/2004, 'Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.', <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004055.pdf>

- ___ (2006-A), Nota Técnica nº 168/2006-SRE/ANEEL, 'Proposta de metodologia de cálculo do Fator X para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica', http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Fator%20X.pdf

- ___ (2006-B), Resolução Normativa nº 234/2006, 'Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.', <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>

- ___ (2008-A), Nota Técnica nº 292/2008-SRE/ANEEL, 'Metodologia de Análise de Projeção de Mercado', em Detalhes da Audiência Pública 052/2007; <http://www.aneel.gov.br/>

- ___ (2008-B), Nota Técnica nº 293/2008-SRE/ANEEL, 'Aperfeiçoamento da Metodologia de Cálculo do Fator X a ser Aplicado no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica', em Detalhes da Audiência Pública 052/2007; <http://www.aneel.gov.br/>

- ___ (2008-C), Nota Técnica nº 340/2008-SRE/ANEEL, 'Aperfeiçoamento da Metodologia de Cálculo do Fator X a ser Aplicado no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Resultados Finais', em Resultados da Audiência Pública 052/2007; <http://www.aneel.gov.br/>

- Beesley, M.E. and Littlechild, S.C. (1989) "The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom." RAND Journal of Economics, 20(3): 454-472.

- Bernstein, J. e Sappington, D. (1999), 'Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans', Journal of Regulatory Economics, vol. 16, no. 1 / July, 1999, pp. 5-26.

- Davidson, J.E.H., D. F. Hendry, F. Srba, and S. Yeo, (1978), "Econometric modelling of the aggregate time series relationships between consumer's expenditure and income in the United Kingdom", Economic Journal 88, 661-92.

- Davidson, R e MacKinnon, J. (1993). "Estimation and Inference in Econometrics." New York: Oxford University Press.
- Engle, R e C.W.J. Granger(1987), "Cointegration and error correction: Representation, estimation and testing", *Econometrica* 55, 251-76.
- Granger, C.W.J. (1981), "Some properties of time series data and their use in econometric model specification", *Journal of Econometrics* 23, 121-130.
- Harvey, A.C. and N.G. Shephard (1993) "Estimation and testing of stochastic volatility models". STICERD Econometrics Discussion Paper EM/93/268, London School of Economics.
- Hunt, S. e Shuttleworth, G. (1996) 'Competition and Choice in Electricity.' John Wiley & Sons, 1996.
- IPART (1999), 'Regulation of electricity network service providers: incentives and principles for regulation', Independent Pricing and Regulatory Tribunal of New South Wales, Discussion Paper DP-32; <http://www.ipart.nsw.gov.au>.
- Jamasb, T. e Pollit, M. (2000), 'Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience' WP 01/2001 of the Faculty of Economics, University of Cambridge (UK), Dec. 2000 <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/wp0101.pdf>
- Weyman, Jones, T. (2001), 'Yardstick and Incentive Issues in UK Electricity Distribution Price Controls', *Fiscal Studies* (2001) vol. 22, no. 2, pp. 233–247.
- Laffont, J-J. e Jean Tirole (1994). 'A Theory of Incentives in Procurement and Regulation'. The MIT Press, 1994.
- Ofgem (1999), *Distribution Price Control Review Final Proposals*, London: Office of Gas and Electricity Markets; <http://www.open.gov.uk/offer>.
- Pindyck e Rubinfeld (1998), "Econometric Models and Economic Forecasts", 4th edition, McGraw-Hill International Editions, 1998.
- Pollit (2005), "The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: Ofgem's approach to benchmarking electricity networks", *Utilities Policy*, 13(2005): 279-288.

6. ANEXOS

6.1 Empresas Avaliadas

| COD. | Empresa | Região | Consumo Anual |
|---------|------------------|--------------|---------------|
| (I) | AES SUL | SUL | 6.797.667 |
| (II) | AMPLA | SUDESTE | 8.033.878 |
| (III) | BANDEIRANTE | SUDESTE | 8.566.377 |
| (IV) | CEB | CENTRO-OESTE | 5.033.475 |
| (V) | CEEE | SUL | 6.904.791 |
| (VI) | CELESC | SUL | 14.874.383 |
| (VII) | CELG | CENTRO-OESTE | 8.284.854 |
| (VIII) | CELPA | NORTE | 5.579.688 |
| (IX) | CELPE | NORDESTE | 9.340.666 |
| (X) | CEMAT | CENTRO-OESTE | 4.996.293 |
| (XI) | CEMIG | SUDESTE | 21.816.136 |
| (XII) | COELBA | NORDESTE | 13.507.533 |
| (XIII) | COELCE | NORDESTE | 7.128.933 |
| (XIV) | COPEL | SUL | 20.218.675 |
| (XV) | CPFL PAULISTA | SUDESTE | 19.842.029 |
| (XVI) | CPFL PIRATININGA | SUDESTE | 8.452.571 |
| (XVII) | ELEKTRO | SUDESTE | 11.003.042 |
| (XVIII) | ELETROPAULO | SUDESTE | 34.222.004 |
| (XIX) | LIGHT | SUDESTE | 19.101.055 |
| (XX) | RGE | SUL | 6.515.863 |

MWh em 2009

6.2. Funções e códigos de programação do R-CRAN utilizados na presente dissertação para rodar os modelos estatísticos/econométricos e para apresentação gráfica.

(Uma boa fonte de consulta sobre funções e algoritmos relacionados a séries temporais disponíveis no R-CRAN pode ser encontrada no endereço <http://cran.r-project.org/web/views/TimeSeries.html>)

```
> library(forecast) # para rodar os modelos Arima com drift, e previsão.

> extract_ts = function(series,st_dt=2002,end_dt=2008-(1/12))
{
# Esta função extrai os dados de uma série no formato ts deixando-a pronta para
# servir de input para rodar as funções da biblioteca forecast, Arima e STS
Res = window(series["Residencial"],start=st_dt,end=end_dt)
Ind = window(series["Industrial"], start=st_dt,end=end_dt)
Com = window(series["Comercial"], start=st_dt,end=end_dt)
Rur = window(series["Rural"], start=st_dt,end=end_dt)
DC = window(series["Demais"], start=st_dt,end=end_dt)
extract_ts=struct(list(Residencial=Res,Industrial=Ind,Comercial=Com,Rural=Rur,Demais=DC))
}

> arts = _
function(Arima_model,s2,st_obs_dt=2007,end_obs_dt=2008-(1/12),st_forecast_dt=2009,end_forecast_dt=2010-(1/12),n=2)
{
# Este código apresenta o crescimento anual estimado com base em um modelo StructTS
# ou Arima
v1=sum(window(forecast(Arima_model)$mean,start=st_forecast_dt,end=end_forecast_dt))
v2=sum(window(s2,start=st_obs_dt,end=end_obs_dt))
annual_growth_from_forecast = (v1/v2)^(1/(st_forecast_dt-st_obs_dt))
structure(list(forecast_qty = c(v1,st_forecast_dt), observed_qty = c(v2,st_obs_dt),
annual = annual_growth_from_forecast, Arima_model = Arima_model, forecasts =
forecast(Arima_model)$mean, observed_val = s2, diff_start_forecast_obs =
st_forecast_dt-st_obs_dt))
}

> sts = function(series)
{
# função que gera previsões para a função do Modelo Estrutural Básico (BSM), e
# informa a taxa de crescimento anual.
f1 = StructTS(series,type="trend")
ff1 = forecast(f1,h=24)
pred1 = sum(window(ff1$mean,start=2009,end=2010-(1/12)))
pred2 = sum(window(series,start=2007,end=2008-(1/12)))
structure = list(sts_anual = (pred1/pred2)^(1/2),forecast_val = ff1)
}

> myplot6 = function(f1,series,type="o")
{
# Plot de dois graficos com as series previstas a partir dos modelos Arima ou STS,
# bem como os respectivos intervalos de confianca delimitados pela variavel "level"
# da funcao. Type = "o" para linha ou "p" para pixels.
par(mfrow=c(2,1),cex=.50)
ff1 = forecast(f1,level=c(90,99),h=24)
myplot(f1,series,type)
min_plot_v = min(min(window(series,start=2008,end=2010-(1/12))),min(ff1$lower[,2]))
max_plot_v = max(max(window(series,start=2008,end=2010-(1/12))),max(ff1$upper[,2]))
plot(ff1$mean,col="blue",type="l",main="Forecast x Actual Values - with 90% & 99%
Confidence Intervals",ylim=c(0.995*min_plot_v,1.005*max_plot_v))
lines(ts(ff1$upper[,1],start=2008,frequency=12),col="black",type="l",lty="dotted")
lines(ts(ff1$upper[,2],start=2008,frequency=12),col="gray",type="l",lty="dashed")
lines(ts(ff1$lower[,1],start=2008,frequency=12),col="black",type="l",lty="dotted")
lines(ts(ff1$lower[,2],start=2008,frequency=12),col="gray",type="l",lty="dashed")
}
```



```

lines(window(series, start=2008, end=2010-(1/12)), col="red", type="o")
par(mfrow=c(1,1))
}

```

```

> quarter_annual = function(s, empresa="Box Plot - Empresa", rg=1.5)

```

```

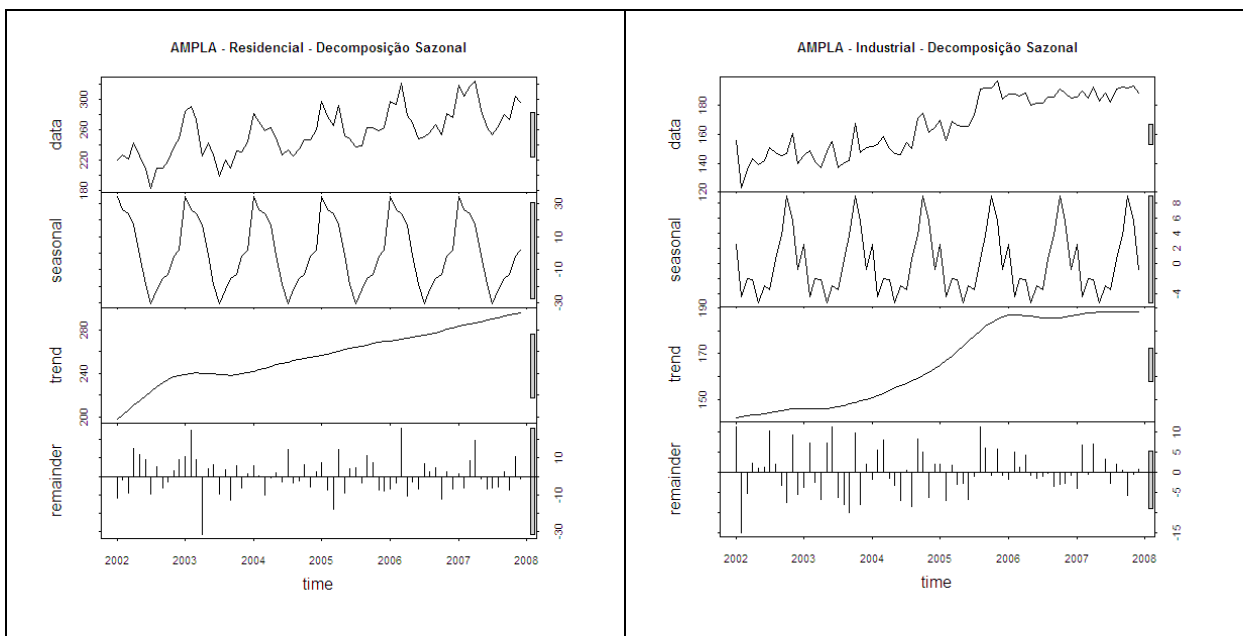
{
  s_4Q = c(s[((1:6)*12)], s[((1:6)*12-1)], s[((1:6)*12-2)])
  s_3Q = c(s[((1:6)*12-3)], s[((1:6)*12-4)], s[((1:6)*12-5)])
  s_2Q = c(s[((1:6)*12-6)], s[((1:6)*12-7)], s[((1:6)*12-8)])
  s_1Q = c(s[((1:6)*12-9)], s[((1:6)*12-10)], s[((1:6)*12-11)])
  boxplot(names = c("1st Qtr", "2nd Qtr", "3rd Qtr", "4th
Qtr"), s_1Q, s_2Q, s_3Q, s_4Q, pars = list(boxwex = 0.25, staplewex = 0.75, outwex =
0.5), main=c(empresa, "jan/2002
dez/2007"), whiskcol="blue", outcol="red", outlwd=2, range=rg, col="steelblue", ylim=c(2*
a
(min(s)-mean(s))+mean(s), 2*(max(s))-mean(s)))
}

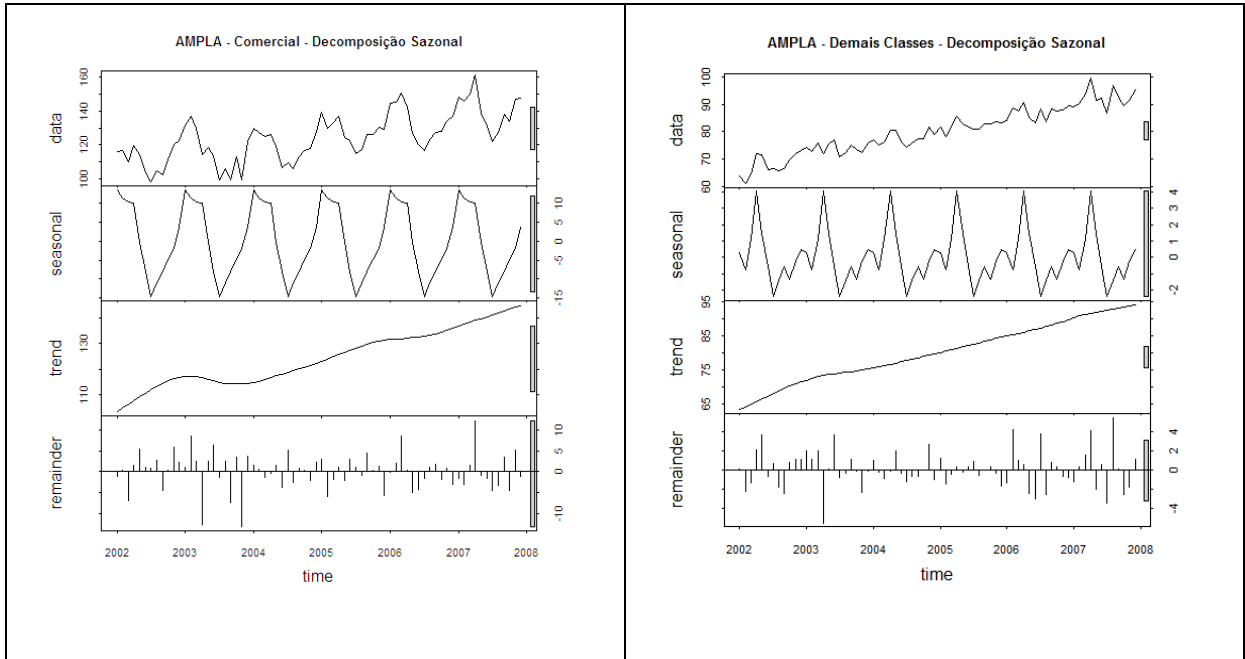
```

6.3. Exemplo de utilização do R-CRAN para rodar os modelos e gerar gráficos.

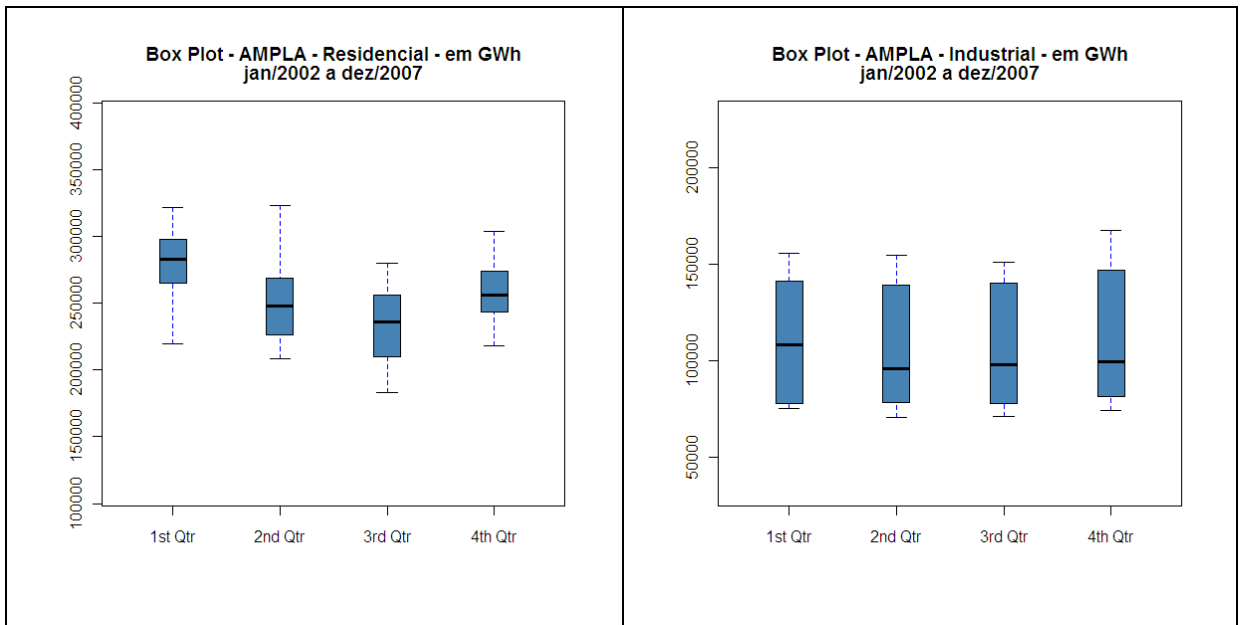
Exemplo:

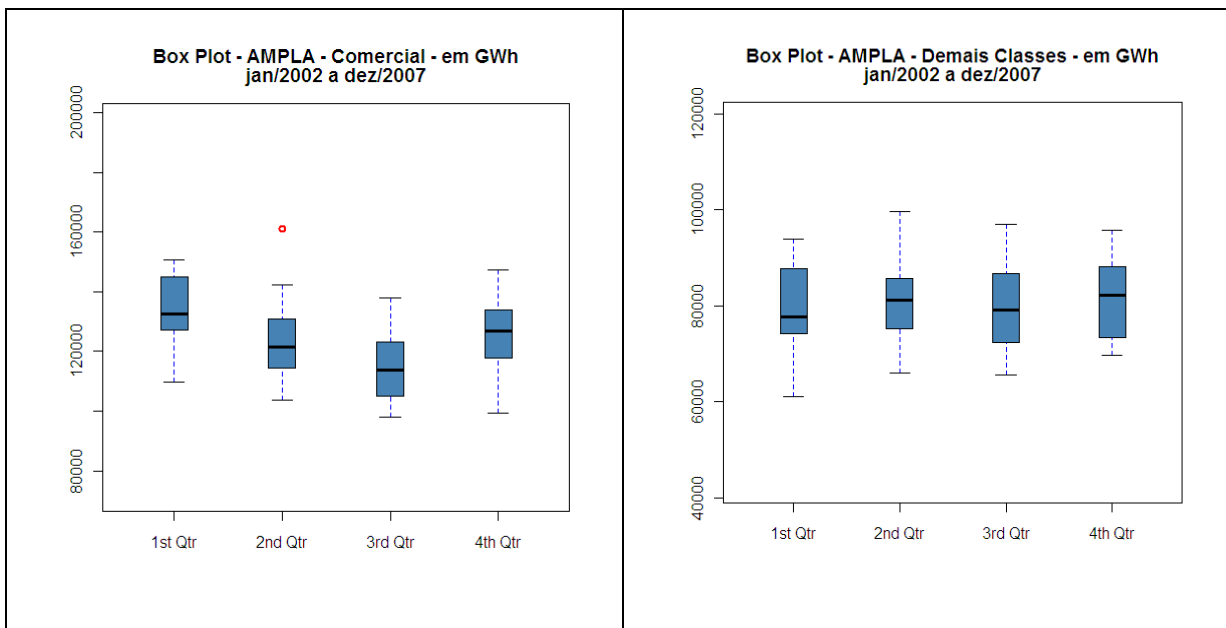
```
> plot(stl(window(AMPLA[, "Residencial"]/1000, 2002, 2008-(1/12)), s.window="periodic"),  
main="AMPLA - Residencial - Decomposição Sazonal") #  
> plot(stl(window(AMPLA[, "Comercial"]/1000, 2002, 2008-(1/12)), s.window="periodic"),  
main="AMPLA - Comercial - Decomposição Sazonal") #  
> plot(stl(window(AMPLA[, "Industrial"]/1000, 2002, 2008-(1/12)), s.window="periodic"),  
main="AMPLA - Industrial - Decomposição Sazonal") #  
> plot(stl(window(AMPLA[, "Demais"]/1000, 2002, 2008-(1/12)), s.window="periodic"),  
main="AMPLA - Demais Classes - Decomposição Sazonal") #
```





- > quarter_annual(AMPLA_R, "Box Plot - AES SUL - Residencial - em GWh",1.5)
- > quarter_annual(AMPLA_I, "Box Plot - AES SUL - Industrial - em GWh",1.5)
- > quarter_annual(AMPLA_C, "Box Plot - AES SUL - Comercial - em GWh",1.5)
- > quarter_annual(AMPLA_D, "Box Plot - AES SUL - Demais Classes - em GWh",1.5)





```

> library(forecast)

> acf(diff(AMPLA_R),lag=36)

> pacf(diff(AMPLA_R),lag=36)

> f1 = Arima(AMPLA_R,c(0,0,1),seasonal=list(order=c(0,0,1),seasonal=c(0,1,1)),include.
drift = TRUE)

> acf(f1$residuals,lag=36)

> pacf(f1$residuals,lag=36)

```

f1:

```

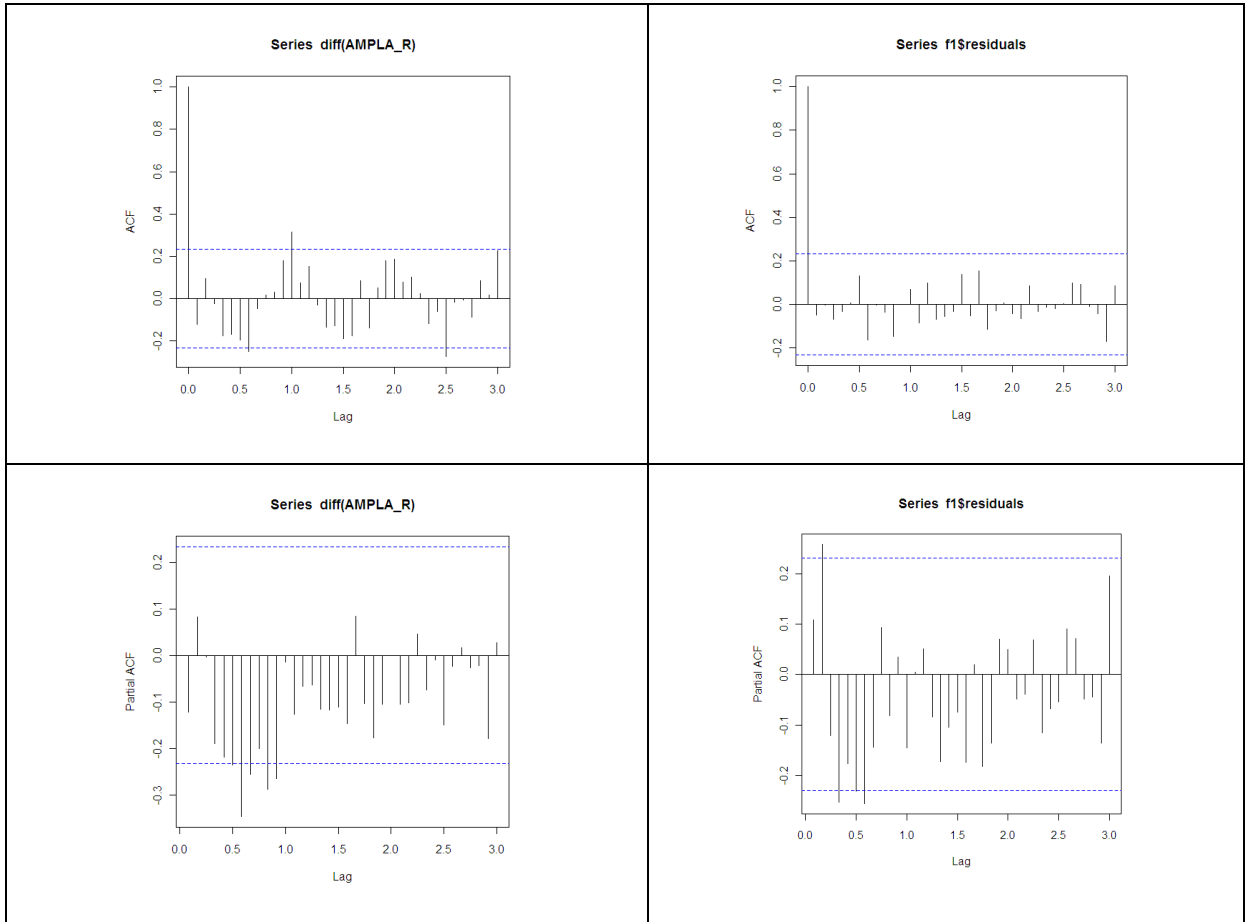
ARIMA(0,0,1)(0,1,1)[12] with drift

Call: Arima(x = AMPLA_R, order = c(0, 0, 1), seasonal = list(order = c(0, 1, 1), seasonal =
12), include.drift = TRUE)

Coefficients:
      ma1      sma1      drift
 0.1052 -0.9767 1104.3481
s.e. 0.1259 0.8440 76.7879

sigma^2 estimated as 149878118: log likelihood = -659.96
AIC = 1327.93 AICc = 1328.66 BIC = 1336.31

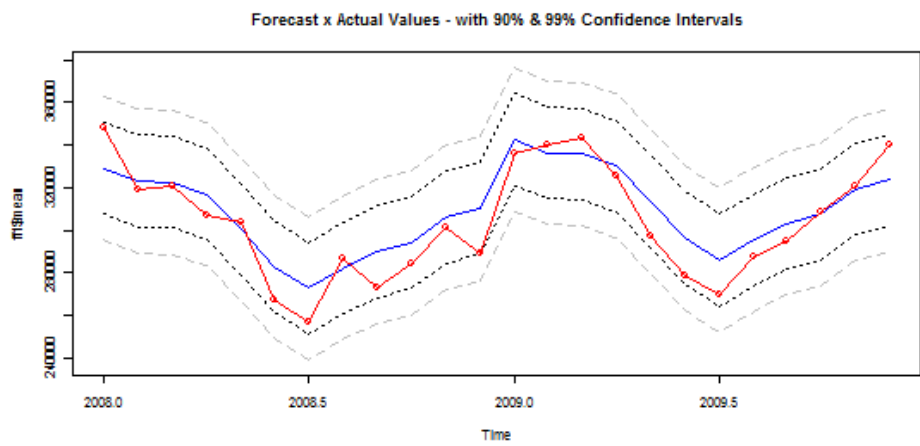
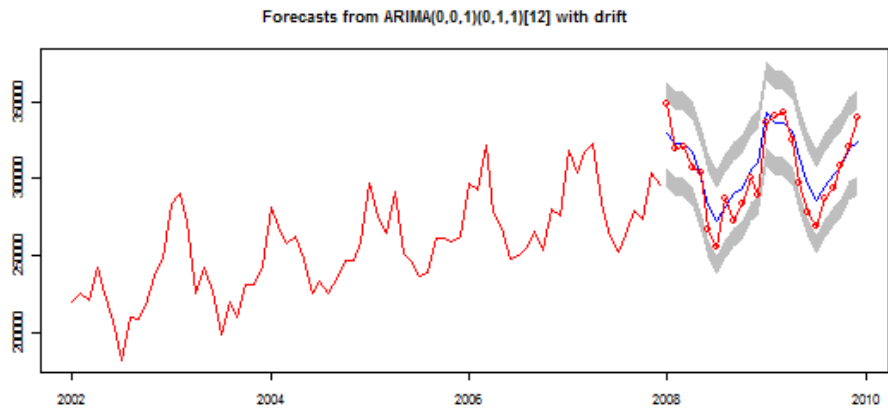
```



► forecast(f1, level=c(90, 99))

| | Point Forecast | Lo 90 | Hi 90 | Lo 99 | Hi 99 |
|----------|----------------|----------|----------|----------|----------|
| Jan 2008 | 329130.5 | 307618.9 | 350642.1 | 295443.5 | 362817.6 |
| Feb 2008 | 323090.8 | 301463.8 | 344717.8 | 289223.0 | 356958.5 |
| Mar 2008 | 322512.6 | 300885.7 | 344139.6 | 288644.9 | 356380.4 |
| Apr 2008 | 316948.0 | 295321.1 | 338575.0 | 283080.3 | 350815.8 |
| May 2008 | 300135.9 | 278508.9 | 321762.9 | 266268.1 | 334003.6 |
| Jun 2008 | 282954.3 | 261327.3 | 304581.3 | 249086.6 | 316822.0 |
| Jul 2008 | 272593.5 | 250966.5 | 294220.5 | 238725.8 | 306461.2 |
| Aug 2008 | 282124.6 | 260497.6 | 303751.6 | 248256.9 | 315992.3 |
| Sep 2008 | 289976.3 | 268349.3 | 311603.3 | 256108.6 | 323844.0 |
| Oct 2008 | 294107.4 | 272480.4 | 315734.4 | 260239.7 | 327975.1 |
| Nov 2008 | 306170.9 | 284543.9 | 327797.9 | 272303.2 | 340038.6 |
| Dec 2008 | 310324.1 | 288699.5 | 331948.8 | 276460.0 | 344188.2 |
| Jan 2009 | 342613.5 | 320983.7 | 364243.2 | 308741.4 | 376485.5 |
| Feb 2009 | 336342.9 | 314710.8 | 357975.1 | 302467.2 | 370218.7 |
| Mar 2009 | 335764.8 | 314132.7 | 357397.0 | 301889.0 | 369640.6 |
| Apr 2009 | 330200.2 | 308568.1 | 351832.4 | 296324.4 | 364076.0 |
| May 2009 | 313388.0 | 291755.9 | 335020.2 | 279512.3 | 347263.8 |
| Jun 2009 | 296206.5 | 274574.3 | 317838.6 | 262330.7 | 330082.3 |
| Jul 2009 | 285845.7 | 264213.5 | 307477.8 | 251969.9 | 319721.5 |
| Aug 2009 | 295376.8 | 273744.6 | 317008.9 | 261501.0 | 329252.6 |
| Sep 2009 | 303228.5 | 281596.3 | 324860.6 | 269352.7 | 337104.3 |
| Oct 2009 | 307359.6 | 285727.4 | 328991.7 | 273483.8 | 341235.4 |
| Nov 2009 | 319423.1 | 297790.9 | 341055.2 | 285547.3 | 353298.9 |
| Dec 2009 | 323576.3 | 301946.5 | 345206.1 | 289704.1 | 357448.4 |

```
> myplot6(f1,AMPLA[,"Residencial"];"o")
```



<END>

```
> acf(diff(CELESC_C),lag=36)
```

```
> pacf(diff(CELESC_C),lag=36)
```

```
> f3 = Arima(CELESC_C,c(1,1,0),seasonal=list(order=c(2,0,0),frequency=12),include.drift =  
TRUE)
```

```
> summary(f3)
```

```
> acf(f3$residuals,lag=36)
```

```
> pacf(f3$residuals,lag=36)
```

f3:

Series: CELESC_C
 ARIMA(1,1,0)(2,0,0)[12] with drift

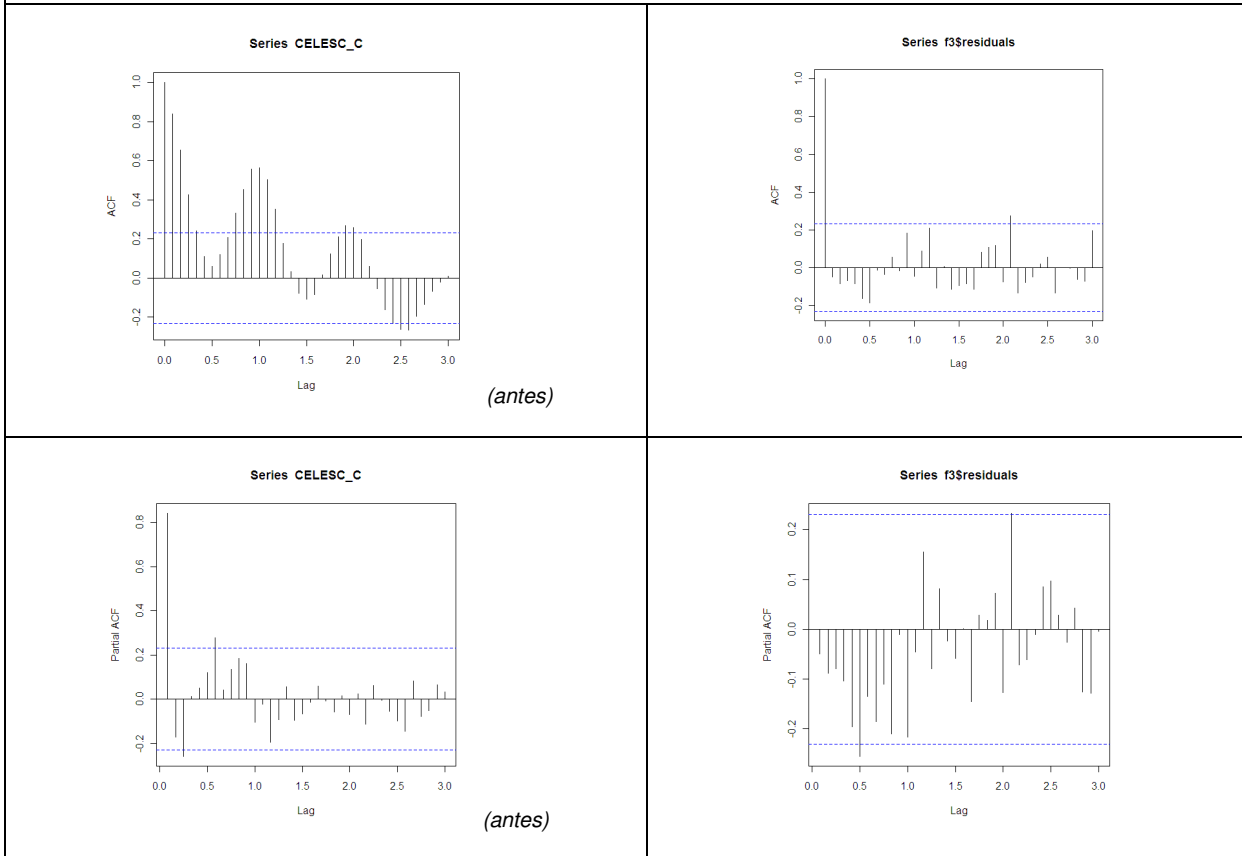
Call: Arima(x = CELESC_C, order = c(1, 1, 0), seasonal = list(order = c(2, 0, 0), frequency = 12), include.drift = TRUE)

Coefficients:
 ar1 sar1 sar2 drift
 -0.4770 0.4137 0.4167 936.6355
 s.e. 0.1155 0.1252 0.1452 2318.7710

sigma^2 estimated as 83258774: log likelihood = -754.79
 AIC = 1519.57 AICc = 1520.5 BIC = 1530.89

In-sample error measures:

| | ME | RMSE | MAE | MPE | MAPE | MASE |
|--|-------------|--------------|--------------|------------|-----------|-----------|
| | -24.9983058 | 9061.0543597 | 6703.6328615 | -0.2357632 | 4.0505888 | 0.7619289 |

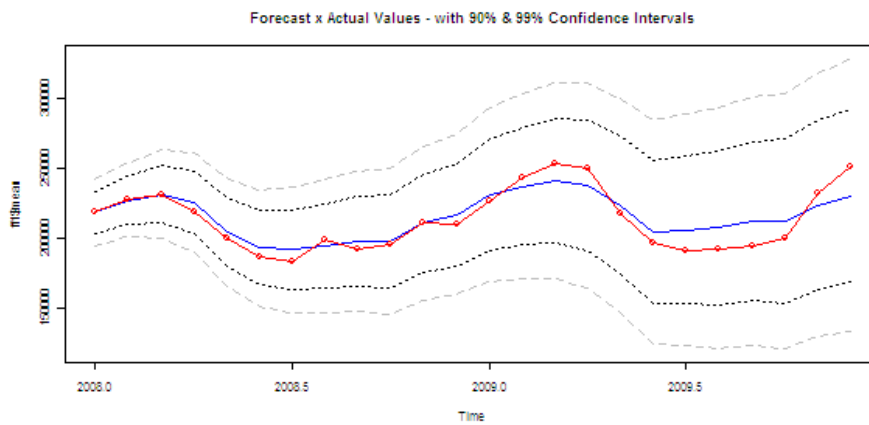
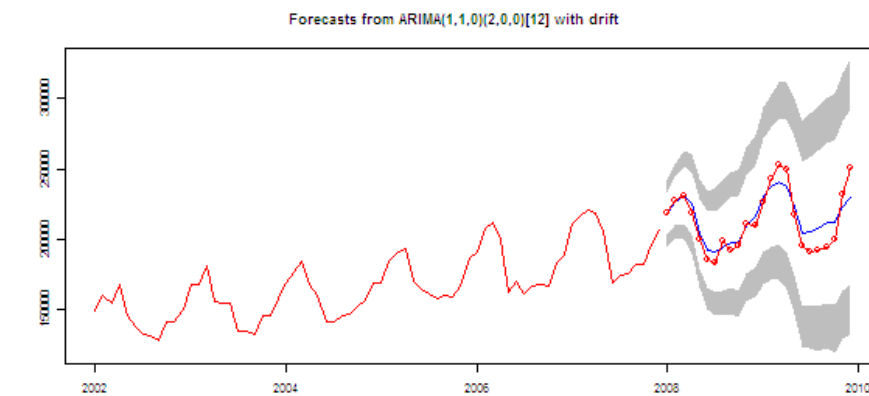


> forecast(f3, level=c(90,99))

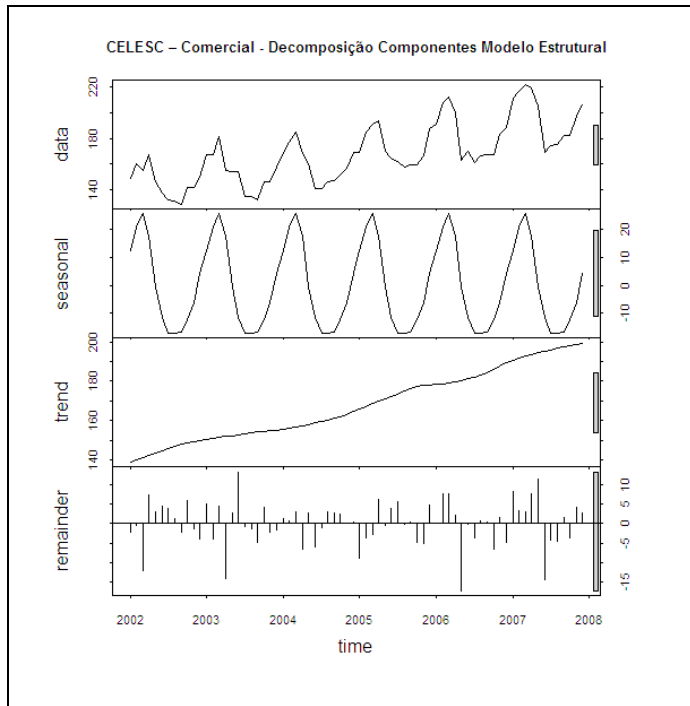
| | Point Forecast | Lo 90 | Hi 90 | Lo 99 | Hi 99 |
|----------|----------------|----------|----------|----------|----------|
| Jan 2008 | 218148.4 | 203139.8 | 233157.1 | 194644.9 | 241651.9 |
| Feb 2008 | 226890.1 | 209952.6 | 243827.5 | 200366.1 | 253414.0 |
| Mar 2008 | 231438.8 | 211097.6 | 251780.0 | 199584.6 | 263293.0 |
| Apr 2008 | 225332.7 | 202824.6 | 247840.7 | 190085.2 | 260580.1 |
| May 2008 | 204374.4 | 179574.6 | 229174.3 | 165538.0 | 243210.9 |
| Jun 2008 | 192641.3 | 165885.5 | 219397.1 | 150741.9 | 234540.8 |
| Jul 2008 | 191375.1 | 162734.3 | 220016.0 | 146523.8 | 236226.5 |
| Aug 2008 | 194062.0 | 163681.0 | 224443.0 | 146485.6 | 241638.4 |
| Sep 2008 | 197563.7 | 165524.3 | 229603.2 | 147390.1 | 247737.3 |

| | | | | | |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Oct 2008 | 197428.2 | 163817.8 | 231038.7 | 144794.5 | 250062.0 |
| Nov 2008 | 210373.2 | 175259.4 | 245487.0 | 155385.2 | 265361.2 |
| Dec 2008 | 216689.8 | 180135.6 | 253244.1 | 159446.2 | 273933.5 |
| Jan 2009 | 231173.6 | 191120.6 | 271226.7 | 168450.9 | 293896.4 |
| Feb 2009 | 236979.0 | 194741.1 | 279217.0 | 170834.7 | 303123.4 |
| Mar 2009 | 241239.4 | 196476.2 | 286002.5 | 171140.6 | 311338.1 |
| Apr 2009 | 237884.9 | 190939.1 | 284830.7 | 164368.1 | 311401.7 |
| May 2009 | 223657.2 | 174532.1 | 272782.4 | 146727.7 | 300586.8 |
| Jun 2009 | 204040.1 | 152871.4 | 255208.7 | 123910.3 | 284169.8 |
| Jul 2009 | 205806.3 | 152652.9 | 258959.7 | 122568.4 | 289044.2 |
| Aug 2009 | 207328.0 | 152270.5 | 262385.6 | 121108.3 | 293547.8 |
| Sep 2009 | 211829.8 | 154927.5 | 268732.0 | 122721.2 | 300938.3 |
| Oct 2009 | 211938.8 | 153251.8 | 270625.8 | 120035.4 | 303842.3 |
| Nov 2009 | 223599.4 | 163179.4 | 284019.4 | 128982.1 | 318216.7 |
| Dec 2009 | 230299.0 | 168194.8 | 292403.3 | 133044.3 | 327553.8 |

```
> myplot6(f3,CELESC[,"Comercial"]; "o")
```




```
> plot(stl(window(CELESC[, "Comercial"])/1000, 2002, 2008-(1/12)), s.window="periodic",
main="CELESC - Comercial - Decomposição Componentes Modelo Estrutural")
```



```
> ADL_RGE = window(ts.union(y = RGE_I + RGE_CL, ly = lag(RGE_I+RGE_CL, k=-1), x = PIndRS_obs2,
lx = lag(PIndRS_obs2, k=-1)), end=2008-(1/12))
> lm_ADL_RGE = lm(y ~ x + ly + lx, data=ADL_RGE)
> RGE_En_post = window(RGE[, "Industrial"]+RGE_CL[72], start=2008, end=2010-(1/12))
> PIndRS_post = ts(as.numeric(window(PIndRS, start=2008, end=2010-
(1/12))), frequency=12, start=2008)
> RGE_new_data = ts.union(x = PIndRS_post, lx = lag(PIndRS_post, k=-1), ly = lag(RGE_En_post, k=-
1))
> RGE_predict_ADL = predict(lm_ADL_RGE, newdata=RGE_new_data, n.ahead = 24)
> summary(lm_ADL_RGE)
```

Gera o modelo ADL(1,1) da distribuidora RGE representado abaixo:

```
-----
Call:
lm(formula = y ~ x + ly + lx, data = ADL_RGE)

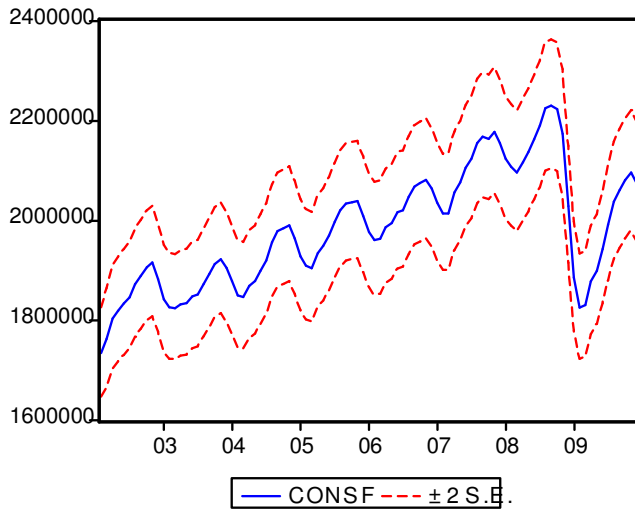
Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-50309.9 -10412.0   436.9  12352.2  46277.9

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -7.571e+03  3.297e+04  -0.230  0.81909
x             1.073e+03  3.153e+02   3.404  0.00113 **
ly            4.266e-01  9.759e-02   4.372  4.39e-05 ***
lx            3.084e+02  3.545e+02   0.870  0.38739
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 18320 on 67 degrees of freedom
(1 observation deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.5182,    Adjusted R-squared:  0.4966
F-statistic: 24.02 on 3 and 67 DF,  p-value: 1.147e-10
-----
```

Eviews:

Forecasts a partir do modelo ADL(1,1) para a distribuidora CEMIG representado abaixo (Eviews Output), nota-se claramente o efeito da produção industrial na previsão ao se incluir a variável produção industrial, em análise ex-post):



Forecast: CONS F
Actual: CONS
Sample: 2002:02 2009:12
Include observations: 71

Root Mean Squared Error 57493.11
Mean Absolute Error 44025.39
Mean Abs. Percent Error 2.266865
Theil Inequality Coefficient 0.014670
Bias Proportion 0.000123
Variance Proportion 0.077571
Covariance Proportion 0.922306