

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO**

**RELAÇÕES EXISTENTES NO CONSUMO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM CINCO REGIÕES
GEOGRÁFICAS BRASILEIRAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Márcio Marcelo Gross

**Santa Maria, RS, Brasil,
2014**

**RELAÇÕES EXISTENTES NO CONSUMO DE ENERGIA
ELÉTRICA EM CINCO REGIÕES GEOGRÁFICAS
BRASILEIRAS**

Márcio Marcelo Gross

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Área de Concentração em Gerência da Produção, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Dr. Adriano Mendonça Souza

**Santa Maria, RS, Brasil,
2014**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Gross, Márcio Marcelo
RELAÇÕES EXISTENTES NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
CINCO REGIÕES GEOGRÁFICAS BRASILEIRAS / Márcio Marcelo
Gross.-2014.
80 p. ; 30cm

Orientador: Adriano Mendonça Souza
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Produção, RS, 2014

1. Energia elétrica 2. Interações entre regiões 3.
Séries temporais 4. Econometria 5. Engenharia de Produção
I. Souza, Adriano Mendonça II. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO**

**A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação de
Mestrado**

**RELAÇÕES EXISTENTES NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA
EM CINCO REGIÕES GEOGRÁFICAS BRASILEIRAS**

elaborado por
Márcio Marcelo Gross

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia de Produção

COMISSÃO EXAMINADORA:

Adriano Mendonça Souza, Dr.
(Presidente/Orientador)

Claílton Ataídes de Freitas, Dr. (UFSM)

Wesley Vieira Da Silva, Dr. (PUCPR)

Santa Maria, 12 de setembro de 2014.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida, por sua graça, misericórdia, perdão e amor. Sem a Sua vontade eu simplesmente não existiria e sem a Sua presença em minha vida qual seria o sentido da vida? Nossa vida é como um vapor que aparece por um pouco e logo se desvanece (Tg. 4.14b). Agradeço a Ele pela sabedoria, força, disciplina, persistência, perseverança e tantos outros motivos mais que me acompanharam e fizeram chegar até este momento.

Agradeço ao professor orientador Adriano Mendonça Souza, pela orientação, pelo auxílio, pela imensa paciência que foi necessária para suportar tantas vezes minhas teimosias em realizar as alterações sugeridas às quais reconheço que não seriam admitidas pela maioria dos orientadores, mas acredito que foram construtivas e contribuíram para uma amizade mesmo nesse curto período de convivência.

Agradeço a minha família pelo apoio e incentivo, por terem oportunizado que chegasse até aqui, por acreditarem e confiarem em mim. Aos amigos por estarem presentes sempre que precisei de uma companhia para conversar ou apenas passar um tempo junto.

Agradeço a Pró-Reitoria de Planejamento (PROPLAN) da UFSM na pessoa de seus Pró-Reitores durante o período de meu mestrado, que me permitiram que desse continuidade aos meus estudos, mesmo que isso ocasionou minha ausência por certos períodos ao trabalho. Aos colegas de trabalho pela compreensão, apoio e incentivo nesse período.

Em especial ao meu chefe imediato, Sr. João Isaia Filho que foi imensamente compreensivo e incentivador para que eu concluísse esse mestrado, atitudes como essas demonstram seu apoio para meu crescimento profissional, mesmo que tal crescimento lhe custasse algo, meu muito obrigado.

Por fim agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, aos colegas de mestrado pelo período de convivência e amizades desenvolvidas além da oportunidade de crescimento ofertada.

*“Não se amoldem ao padrão deste mundo,
mas transformem-se pela renovação da sua mente,
para que sejam capazes de experimentar e comprovar a boa,
agradável e perfeita vontade de Deus.”*

Romanos 12:2

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção
Universidade Federal de Santa Maria

RELAÇÕES EXISTENTES NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CINCO REGIÕES GEOGRÁFICAS BRASILEIRAS

AUTOR: Márcio Marcelo Gross

ORIENTADOR: Adriano Mendonça Souza

Data e Local de Defesa: Santa Maria, 12 de setembro de 2014.

Esta pesquisa estuda as relações existentes no consumo de energia elétrica entre as cinco regiões geográficas do Brasil. O período de análise compreende dados agregados mensais de janeiro de 1979 até março de 2014 perfazendo um total de 423 observações para cada uma das cinco regiões do Brasil. Por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN) são possíveis as transmissões entre subsistemas de praticamente todo o país. O Brasil está entre os dez maiores consumidores de energia elétrica do mundo. As séries apresentaram ordem de integração igual a um com a presença de cointegração, assim, para mensurar essas influências foi utilizado um modelo de Vetor de Correção de Erros (VEC). Por meio da Função Impulso Resposta (FIR) e Análise de Decomposição da Variância (ADV) foi possível verificar como cada região se comporta a uma mudança abrupta no consumo das demais regiões, bem como qual a participação de cada região na explicação da variância de cada série, as regiões de menor consumo se mostraram mais vulneráveis às demais regiões. As conclusões foram de que há relações significativas entre as demandas de energia elétrica nas regiões pesquisadas, o comportamento delas depende basicamente da proximidade geográfica entre as mesmas e da sua participação no consumo nacional de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia elétrica. Interações entre regiões. Séries temporais.

ABSTRACT

Master Dissertation
Post Graduation Program in Production Engineering
Federal University of Santa Maria, RS, Brazil

EXISTING RELATIONS IN ENERGY CONSUMPTION OF FIVE BRAZILIAN GEOGRAPHICAL AREAS

AUTHOR: Márcio Marcelo Gross
ADVISOR: Adriano Mendonça Souza
Santa Maria, 12 de setembro de 2014

This research studies the existing relations of electrical energy consumption among the five geographic regions of Brazil. The period analysed comprehends monthly aggregated data from January, 1979 to March, 2014, with a total number of 423 observations for each one of the five regions of Brazil. By means of SIN (National Interconnected System) the transmissions among subsystems from almost the whole country are possible. Brazil is among the ten most electrical energy consuming countries of the world. The series presented an integration order equal to one with cointegration, so, to measure these influences a VEC (Vector Error Correction) model was used. Throughout the Impulse Response Function (FIR) and Variance Decomposition Analysis (ADV) it was possible to verify how each region behaves to an abrupt change in the consumption of the other regions, as well as what is the participation of each region in the variance explanation of each series, the regions with minor consumption showed more vulnerable than the others. The conclusions were that there are significant relationships between the demands of electricity in the regions surveyed, their behavior depends basically on the geographic proximity between them and its participation on the national electrical energy consumption.

Keywords: Electrical Energy. Interactions between regions. Temporal series.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Percentual de consumo de Energia Elétrica no mundo, para os 10 maiores consumidores em 2010.....	15
Figura 2 – Participação de cada região do Brasil no PIB do país em 2011 em milhões de R\$ - %.....	21
Figura 3 – Dados relativos a contribuição das regiões brasileiras em 2012 no consumo de energia elétrica - GWh.....	22
Figura 4 – Geração de energia elétrica por região no Brasil em 2012 – Participação em GWh - %.....	23
Figura 5 - Intercâmbios entre subsistemas do Sistema Interligado Nacional em 2012 (MWmédio).	24
Figura 6 – Fornecimento de energia elétrica nas cinco regiões do Brasil em GWh.....	38
Figura 7 – Resposta da região Sudeste a choques nas demais regiões.....	44
Figura 8 – Resposta da região Sul a choques nas demais regiões.	45
Figura 9 – Resposta da região Nordeste a choques nas demais regiões.	46
Figura 10 – Resposta da região Centro-Oeste a choques nas demais regiões.....	47
Figura 11 – Resposta da região Norte a choques nas demais regiões.	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais informações energéticas das regiões geográficas do Brasil em 2012.....	20
Tabela 2 – Teste de estacionariedade para as cinco regiões em nível.....	39
Tabela 3 – Testes de estacionariedade para as cinco regiões.....	40
Tabela 4 – Escolha da ordem de defasagem.....	41
Tabela 5 - Estatísticas traço e autovalor máximo.....	42
Tabela 6 – ADV da região Sudeste.....	49
Tabela 7 – ADV da região Sul.....	50
Tabela 8 – ADV da região Nordeste.....	50
Tabela 9 – ADV da região Centro-Oeste.....	51
Tabela 10 – ADV da região Nordeste.....	51

LISTA DE REDUÇÕES

ACL - Ambiente de Contratação Livre.....	24
ADF - Dickey-Fuller Aumentado.....	27
ADV – Análise de Decomposição da Variância.....	34
AIC - Akaike's Information Criterion.....	31
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.....	14
BIC - Bayesian Information Criterion.....	27
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.....	14
EPE - Empresa de Pesquisa Energética.....	14
FAC - Função de Autocorrelação Amostral.....	26
FACP - Função de Autocorrelação Parcial.....	27
FIR- Função Impulso Resposta.....	33
IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.....	35
MCE - Modelo de Correção de Erro.....	31
MME - Ministério de Minas e Energia.....	14
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	14
PIB – Produto Interno Bruto.....	15
SIN - Sistema Interligado Nacional.....	14
VAR - Vetor Auto-regressivo.....	26
VEC - Vetor de Correção de Erro.....	31

LISTA DE APÊNDICES

Apêndice A – FAC e FACP da região Sudeste em nível.....	64
Apêndice B – FAC e FACP da região Sudeste em primeira diferença.....	64
Apêndice C – FAC e FACP da região Sul em nível.....	65
Apêndice D – FAC e FACP da região Sul em primeira diferença.....	65
Apêndice E – FAC e FACP da região Nordeste em nível.....	65
Apêndice F – FAC e FACP da região Nordeste em primeira diferença.....	66
Apêndice G – FAC e FACP da região Centro-Oeste em nível.....	66
Apêndice H – FAC e FACP da região Centro-Oeste em primeira diferença.....	66
Apêndice I – FAC e FACP da região Norte em nível.....	67
Apêndice J – FAC e FACP da região Norte em primeira diferença.....	67
Apêndice L – Estatística LM.....	67
Apêndice M – Círculo Unitário.....	68
Apêndice N – Vetor de cointegração.....	69
Apêndice O – Parâmetros do modelo VEC.....	70
Apêndice P1 – FAC e FACP da região Sudeste em nível.....	71
Apêndice P2 – FAC e FACP da região Sudeste em primeira diferença.....	72
Apêndice Q1 – FAC e FACP da região Sul em nível.....	72
Apêndice Q2 – FAC e FACP da região Sul em primeira diferença.....	73
Apêndice R1 – FAC e FACP da região Nordeste em nível.....	73
Apêndice R2 – FAC e FACP da região Nordeste em primeira diferença.....	74
Apêndice S1 – FAC e FACP da região Centro-Oeste em nível.....	74
Apêndice S2 – FAC e FACP da região Centro-Oeste em primeira diferença.....	75
Apêndice T1 – FAC e FACP da região Norte em nível.....	75
Apêndice T2 – FAC e FACP da região Norte em primeira diferença.....	76
Apêndice U1 – FAC e FACP do PIB em nível.....	76
Apêndice U2 – FAC e FACP do PIB em primeira diferença.....	77
Apêndice V – Teste de cointegração para o modelo com o PIB.....	77
Apêndice W – Teste de autocorrelação para o modelo com o PIB.....	77
Apêndice X – Círculo unitário para o modelo com o PIB.....	78
Apêndice Y – Vetor de cointegração para o modelo com o PIB.....	79
Apêndice Z – Parâmetro do modelo com o PIB.....	80

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	8
LISTA DE TABELAS.....	9
LISTA DE REDUÇÕES.....	10
LISTA DE APÊNDICES.....	11
1 INTRODUÇÃO.....	13
1.2 Tema da pesquisa.....	16
1.3 Objetivos.....	16
1.3.1 Objetivo Geral.....	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 Importância da pesquisa.....	17
2 REFERENCIAL TEÓRICO-EMPÍRICO.....	19
2.1 A demanda e oferta de energia elétrica no Brasil.....	19
2.2 Principais modelos econométricos de energia elétrica.....	25
2.2.1 Modelo Vetor Auto-Regressivo (VAR).....	28
2.2.2 Análise de cointegração.....	29
2.2.3 Modelo Vetor de Correção de Erros (VEC).....	31
2.2.4 Função Impulso-Resposta (FIR).....	33
2.2.5 Análise de Decomposição da Variância (ADV).....	34
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	35
3.1 Descrição dos dados.....	35
4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS.....	37
4.1 Análise exploratória dos dados.....	37
4.2 Análise da estacionaridade das séries temporais.....	39
4.3 Escolha da ordem de defasagem do modelo.....	40
4.4 Teste de cointegração de Johansen.....	41
4.5 Análise dos resíduos.....	42
4.6 Modelo VEC.....	43
4.7 FIR do modelo VEC.....	43
4.8 ADV do modelo VEC.....	48
4.9 Modelo com o PIB.....	52
5 CONCLUSÃO.....	55
REFERÊNCIAS.....	57
APÊNDICES.....	64

1 INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica é um setor do qual nos tornamos muito dependentes. Desde que o homem iniciou a explorar esse tipo de energia o seu uso e aplicações só têm aumentado. O tempo todo se usa de um modo ou de outro a energia elétrica, enquanto dormimos com um ar condicionado ligado, ou quando estamos acordados nas mais diversas aplicações, televisores, celulares, computadores, iluminação artificial... Enfim, aplicações é que não faltam para ela.

Porém essa energia que mudou tanto o modo como vivemos possui algumas peculiaridades. Ela não pode ser armazenada por grandes períodos de tempo em grandes quantidades. A regra é ser consumida logo após ser gerada. Desta forma, conhecer o comportamento da demanda de energia elétrica é de suma importância, em especial as relações entre as demandas que podem existir. Esta pesquisa estuda as relações existentes entre a demanda de energia elétrica das cinco regiões geográficas brasileiras, buscando identificar qual o comportamento de cada região em relação a demanda de outra região.

O desenvolvimento econômico está muito atrelado a sua disponibilidade e ao aumento de seu consumo. É um recurso que está na pauta de todo governo. Conhecer o seu comportamento contribui para diminuir riscos no setor, realizar planejamentos mais precisos que atendam as demandas crescentes. A energia elétrica já se tornou um recurso tão importante como os alimentos. Ela contribui para a produção de quase todos os bens e serviços de uma economia. Desde as irrigações em largas escalas, mobilidade urbana, telecomunicações, indústrias de base, leves e pesadas. Ela está presente em todas as áreas e etapas de uma economia moderna.

No início dos anos 1990 o setor energético brasileiro se encontrava com vários problemas, obras de construções de hidrelétricas paradas, a manutenção do sistema ficava cada vez mais ultrapassada, havia um setor que era usado para controle de preços e uma demanda crescente por energia. Sendo um setor crucial ao crescimento de qualquer país, a partir de 1995, novas medidas foram tomadas como a criação de novos órgãos no setor (HIROTA, 2006).

Várias companhias foram privatizadas nessa época, por exemplo, a CEEE-d2-AES, CEEE-d3-RGE, Escelsa, Enersul, Light, dentre tantas outras, intensificando a iniciativa

privado no setor. Essas privatizações não se devem unicamente a ineficiência do Estado na gestão do setor, mas contemplam também toda uma política mais liberal de desestatização, na qual o Estado se concentra em deter a função reguladora e fiscalizadora permitindo maior liberdade ao mercado em atender sua demanda futura (GREMAUD et al., 2009). De acordo com a Constituição de 1988, em seus artigos 21º e 175º, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica (BRASIL, 1988). Assim, com a Lei nº 9.427 de dezembro de 1996 foi criada a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), vinculada diretamente ao Ministério de Minas e Energia (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar todas as fazes do setor elétrico nacional (BRASIL, 1996).

Para aperfeiçoar o sistema, foi criado em 1998 o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma pessoa jurídica de direito privado sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, órgão responsável pela coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL¹.

O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2013). Com o SIN, busca-se diminuir o risco do sistema como um todo, pois no caso de um dos subsistemas estar passando por dificuldades, o outro poderá suprir as necessidades de forma a aperfeiçoar a oferta de energia elétrica, lembrando que esta não pode ser armazenada em larga escala, sendo que toda energia produzida em determinado tempo também precisa ser consumida no mesmo tempo.

O setor energético ainda conta com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Criada em 2004 pela lei nº 10.847, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, sendo também uma das principais fontes de informações do setor (BRASIL, 2004b). Há também o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) vinculado ao MME, que foi criado pela lei 10.848 de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (MME, 2014).

Segundo dados do Banco Mundial, o Brasil em 2012 possuía um Produto Interno

¹ O ONS foi criado em 27 de maio de 1998, pela Lei nº 9.648/98 (BRASIL, 1998), com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 (BRASIL, 2004c) e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04 (BRASIL, 2004a).

Bruto (PIB) de US\$ 2,233 trilhões se configurando como a sétima maior economia mundial. No período de 2003 à 2011 a pobreza caiu de 26,7% da população para 12,6% e a extrema pobreza diminuiu de 11,2% para 5,4% no mesmo período. Apesar da queda na pobreza o país ainda é um dos mais desiguais do mundo, com um Índice de Gini de 0,519 em 2011, o mais baixo nos últimos 50 anos (BM, 2014).

Com esse perfil o Brasil é o nono maior consumidor de energia elétrica do mundo. Na figura 1 tem-se a participação dos dez maiores consumidores mundiais, o Brasil consumiu em 2010, sozinho 2,5% de toda energia elétrica mundial (EPE, 2013).

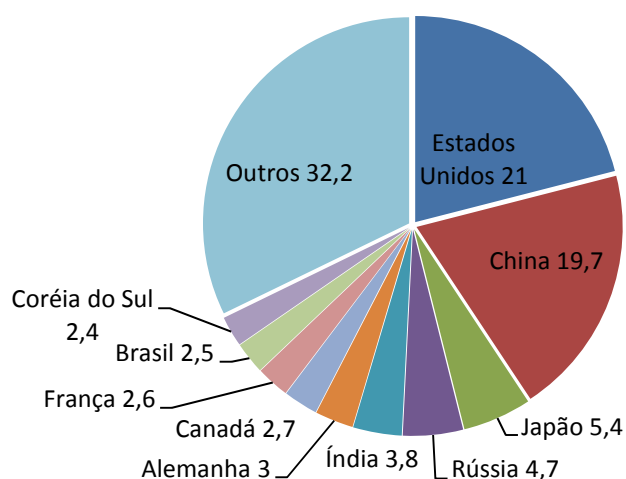


Figura 1 – Percentual de consumo de Energia Elétrica no mundo, para os 10 maiores consumidores em 2010.

Fonte: EPE (2013).

Constata-se que a participação do Brasil no consumo mundial de energia é relevante e significativa. Ao comparar com a participação dos Estados Unidos ou da China que são os maiores consumidores individuais do mundo esse consumo é relativamente pequeno, mas considerando que o Brasil faz parte dos dez maiores consumidores mundiais esse dado mostra um pouco da dimensão de consumo do país em relação aos demais países do mundo. Assim, pesquisar as relações existentes na demanda de energia elétrica nas regiões geográficas do Brasil é pesquisar essas relações em um dos dez maiores consumidores mundiais de energia

elétrica.

1.1 Tema da Pesquisa

O tema desta pesquisa é a análise da demanda de energia elétrica nas cinco regiões brasileiras por meio de modelagem econométrica multivariada de vetores autorregressivos e modelos de correção de erros.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Estabelecer as relações existentes no consumo de energia elétrica fornecida no Brasil nas cinco regiões geográficas utilizando modelos econométricos multivariados.

1.2.2 Objetivos Específicos

Realizar uma análise exploratória das séries temporais avaliadas.

Analisar a estacionaridade das séries temporais.

Escolher a ordem de defasagem do modelo.

Testar a presença de cointegração entre as séries temporais.

Analisar os resíduos.

Estimar os parâmetros dos vetores autorregressivos para séries temporais pesquisadas.

Determinar as Funções Impulso Resposta.

Determinar a Análise de Decomposição da Variância.

Realizar os mesmos objetivos anteriores incluindo o PIB no modelo.

1.3 Importância da pesquisa e delimitações

A análise específica da relação entre as demandas por energia entre as regiões do Brasil é um tema pouco explorado, se desconhecendo estudos que pesquisaram o tema com uma abordagem econométrica, havendo espaço para estudos empíricos que venham a colaborar para um melhor conhecimento e domínio destas relações.

Conhecer estas relações contribui para um planejamento mais preciso a um dos setores que é uma das principais fontes de energia para quase toda a economia do país. Estabelecer estas relações entre as regiões auxilia os governantes a identificar quais regiões são mais sensíveis a mudanças e quais são mais estáveis.

Este estudo inova ao utilizar técnicas de análise multivariada para verificar as interações entre as cinco regiões brasileiras, numa base mensal, por meio da função impulso de resposta e decomposição da variância. Ainda, com a periodicidade mensal, busca-se melhor a capacidade de captação das possíveis volatilidades do setor. Assim, o problema desta pesquisa é quais as relações existentes entre as demandas de energia elétrica entre as cinco regiões geográficas brasileiras?

Defronte aos pontos levantados, propõem-se responder as seguintes perguntas de pesquisa: Há um relacionamento de curto e longo prazo entre as cinco empresas fornecedoras de energia elétricas brasileiras? Mudanças ocorridas no nível de fornecimento de uma ou mais regiões afetam as demais regiões? E em que situações e por quanto tempo?

As respostas destas perguntas poderá contribuir para o diagnóstico das estratégias de maior eficiência tanto para os produtores de energia, quanto para os órgãos competentes do setor na tomada de decisão baseada em métodos quantitativos.

A delimitação da pesquisa é o espaço temporal já citado e o espaço geográfico que envolve as cinco regiões brasileiras, analisando desta forma as possíveis interações em todo o país entre as suas regiões.

Sendo o PIB utilizado para ilustrar e caracterizar o fornecimento de energia nas cinco regiões na Revisão de Literatura desta pesquisa, o mesmo será inserido como variável

exógena num segundo modelo, pois não havia dados disponíveis para todo o período de análise, assim, a sua inserção ocasionaria a perda de muitas observações. Optou-se por inseri-lo num segundo modelo ajustado com um espaço temporal de análise menor em que os dados estavam disponíveis.

2 REFERENCIAL TEÓRICO-EMPÍRICO

Neste capítulo é caracterizado o setor de demanda de energia elétrica nas cinco regiões brasileiras e os principais modelos econométricos usados na demanda de energia elétrica.

2.1 A demanda e oferta de energia elétrica no Brasil

É importante caracterizar cada região geográfica brasileira em relação aos seus dados de energia, permitindo identificar semelhanças entre as regiões e possíveis relações entre elas. Assim, a Tabela 1 sintetiza esses dados, ao analisá-la se percebe que a região Nordeste é a que apresenta o menor consumo per capita (1.397 KWh/ano) entre as regiões apesar de possuir o segundo maior número de clientes totais (18.971 mil), em comparação com a região Sul, a região Nordeste apesar de possuir quase o dobro da população que a região Sul apresenta o menor consumo total médio de todas as regiões (332,2 KWh/mês), isso pode ser explicado pelo clima das regiões envolvidas. Como na região Nordeste as temperaturas permanecem aquecidas durante todo o ano, na região Sul, no inverno com a queda das temperaturas o consumo de energia elétrica tende a aumentar pelo uso mais intensivo de aquecedores e chuveiros dentre outros aparatos para aquecer o ambiente.

A região Sudeste apresenta os maiores índices, com a maior população, também é a que mais consome energia elétrica. As regiões Norte e Centro-Oeste apresentam desempenho semelhante, com a região Norte (565,5 KWh/mês) com um consumo total médio maior que a região Centro-Oeste (660,8 KWh/mês).

Tabela 1 – Principais informações energéticas das regiões geográficas do Brasil em 2012.

	População (mil)	Consumo per capita (KWh/ano)	Clientes totais (mil)	Consumo total médio (KWh/ano)
Norte	16.335	1.778	4.284	565,5
Centro-Oeste	14.482	2.121	5.555	460,8
Nordeste	54.134	1.397	18.971	332,2
Sul	27.849	2.783	10.920	591,5
Sudeste	81.884	2.873	32.646	600,5

Fonte: EPE (2013).

Na figura 2 tem-se a porcentagem de participação cada região do Brasil no PIB do país em 2011, em comparação com o consumo de energia elétrica de cada região em 2012. A região Sudeste responde sozinha por mais da metade do PIB da nação, isso vai ao encontro das informações da figura 3 que mostra a mesma região como a que consome mais da metade da energia elétrica do país. Verifica-se ao analisar a figura 2 uma estreita relação entre o consumo de energia elétrica por região com PIB de cada região. As regiões Norte e Nordeste são as que menos consomem energia elétrica ao mesmo tempo em que são as com menor participação no PIB nacional.

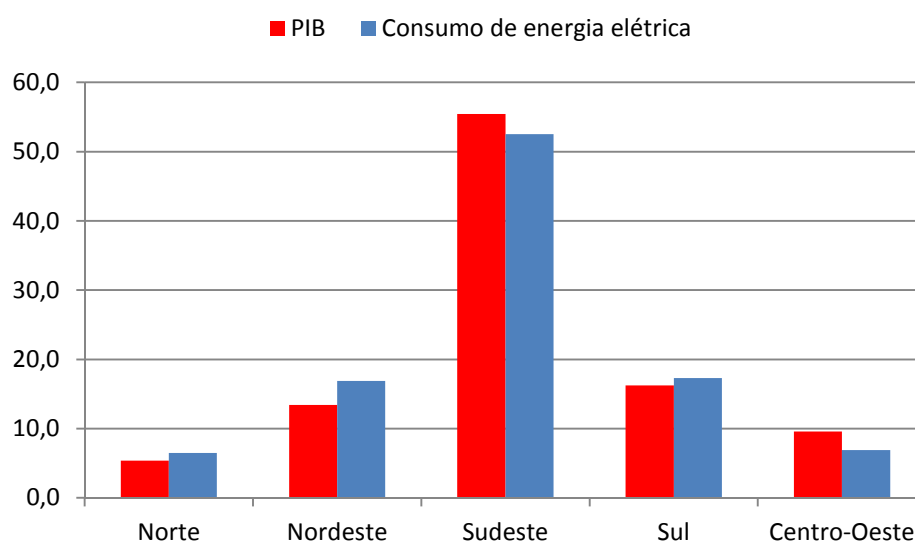


Figura 2 – Participação de cada região do Brasil no PIB (2011) e no consumo de energia elétrica (2012) do país em %.

Fonte: IBGE (2011) e EPE(2011).

Na figura 3 tem-se a quantidade de energia que em 2012 cada região do Brasil consumiu de energia elétrica, ela revela que a região Sudeste (52,5%) consumiu sozinha em 2012 mais da metade de toda produção de energia elétrica do país, seguida pela região Sul (17,3%) e Nordeste (16,9%) que apresentaram praticamente o mesmo consumo e as regiões Norte (6,5%) e Centro-Oeste (6,9%) também apresentaram praticamente o mesmo consumo. Esses dados revelam a grande desigualdade existente entre as regiões geográficas brasileiras (EPE, 2013).

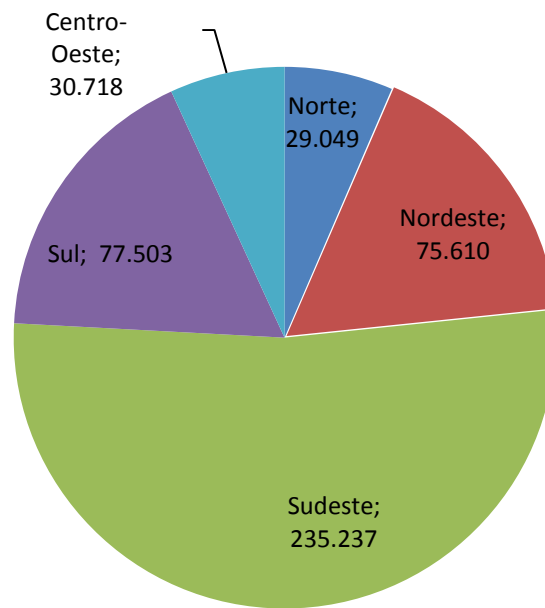


Figura 3 – Dados relativos a contribuição das regiões brasileiras em 2012 no consumo de energia elétrica - GWh.

Fonte: EPE (2013).

Na figura 4 tem-se a geração de energia elétrica por cada região do Brasil em 2012. Percebe-se que apesar de a região Sudeste ser também a maior geradora de energia elétrica do país, sua geração não supre seu consumo, necessitando do excedente gerado em outras regiões. Nessas diferenças entre geração e consumo que entra o SIN permitindo o abastecimento ininterrupto das redes de consumo.

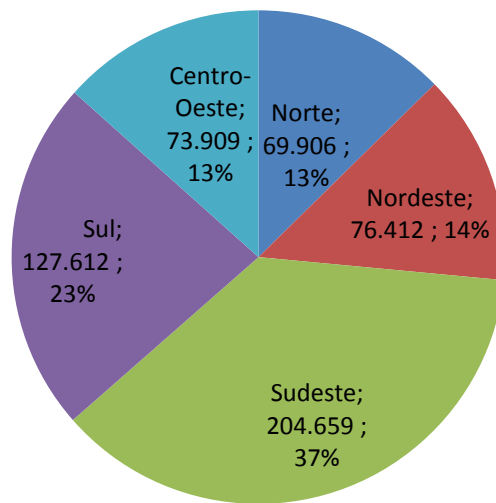


Figura 4 – Geração de energia elétrica por região no Brasil em 2012 – Participação em GWh - %.

Fonte: EPE (2013).

Na figura 5 é apresentado o resultado dos intercâmbios de energia elétrica entre as regiões brasileiras por meio do Sistema Interligado Nacional em 2012. Esses fluxos se devem não somente pela demanda divergente e oscilante entre as regiões, mas também por causa muitas vezes das distâncias das fontes geradoras de energia em relação aos mercados consumidores. Isso pode ser percebido pela região Nordeste, que sendo a terceira maior consumidora nacional recebeu por intercâmbio mais de 15.000 MW e a região Sul mais de 30.000 MW.



Figura 5 - Intercâmbios entre subsistemas do Sistema Interligado Nacional em 2012 (MW médio).

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013. Intercâmbio de Energia Elétrica, pág. 73, EPE (2013).

Comparando-se respectivamente as figuras 3, 4 e 5 verificam-se dados importantes como o fato de a região sul gerar mais energia do que consome, e mesmo assim necessitar de intercâmbios de energia pelo SIN. Isso se deve ao fato de mesmo gerando mais energia no total do que a consumida, o excedente não pode ser armazenado, e se num momento futuro, o consumo superar a geração será necessário acionar o SIN para suprir a demanda.

Apesar de nos intercâmbio a unidade de medida estar em MWh e na geração e consumo em GWh, os intercâmbios são essenciais para garantir a segurança e o abastecimento uniforme de todas as regiões do país. Além de maximizar a energia gerada, a qual por não poder ser armazenada em grandes quantidades, será consumida nas demais regiões com gerações deficitárias.

Por meio do SIN e do Ambiente de Contratação Livre (ACL), as empresas

estabelecem entre si contratos bilaterais de compra e venda de energia com preços e quantidades livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Mesmo que cada empresa possua uma concessão determinada, é possível existir a inter-relação entre elas; no caso de transmissão de uma estar deficitária, permitindo que essa deficiência seja suprida por outra empresa.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2022 prevê que haverá a ampliação entre 2012 e 2022 da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 119,53 para 183,05 GW (PDE, 2013). Frente a essas informações entender as interações entre as regiões do Brasil se torna de extrema importância para a tomada de decisões.

2.2 Principais modelos econométricos de energia elétrica

Modelos de Vetor de Correção de Erros (VEC) são muito utilizados para análise da interdependência, dentre os autores que já o utilizaram com essa finalidade se pode citar Lamounier, Nogueira & Pinheiro (2006) ao analisar a interdependência no mercado financeiro. Fernandes e Toro (2005) utilizaram a cointegração para estudar o mecanismo de transmissão monetária na economia brasileira pós-Plano Real. Pereira e Meurer (2005) ao analisarem a influência do ambiente externo no risco operacional das instituições financeiras também utilizaram modelos VEC. Esses modelos são ainda frequentemente usados pelos Bancos Centrais nas análises macroeconômicas (BACEN, 2014). Como nesta pesquisa os dados estão em forma de séries temporais o uso de técnicas econométricas são as mais utilizadas por diferentes autores, como Souza, et al. (2011) e Souza, Souza & Menezes (2013) que estudaram o comportamento do número de consumidores e o consumo de energia elétrica no Rio Grande do Sul, através de previsões lineares e não-lineares.

Em toda revisão de literatura realizada sobre o tema de consumo de energia elétrica, todos os estudos encontrados se concentram ou na previsão da demanda ou na estimação das elasticidades, mudando apenas os métodos e período de análise de cada um, o que revela a importância desta pesquisa em estudar as relações da demanda de energia elétrica e não apenas as previsões e elasticidades desta. Schmidt e Lima (2004), Siqueira e Hollanda (2005), Mattos (2005), IrfiI. et al. (2009), analisaram e estimaram as elasticidades da demanda por

energia elétrica no setor industrial, residencial e comercial no Nordeste brasileiro ou no Brasil. Prado, Safadi e Silva (2014) utilizaram modelos SARIMA previram a demanda para 2014 de energia elétrica da Universidade Federal de Lavras.

Menezes et al. (2014) com técnicas não-paramétricas também fizeram previsões de energia elétrica. Fernandes (2014) utilizou redes neurais artificiais para prever a produção de energia eólica. Nascimento (2013) utilizando a análise de componentes principais combinando previsões para o planejamento de mercado de uma distribuidora em específico. Lin e Ouyang (2014) estudaram os determinantes da demanda setorial de energia elétrica na China com previsão do consumo de energia elétrica por meio de um modelo usando a metodologia de cointegração de Johansen.

Outros estudos convergentes com a temática proposta foram: Lim, Ye Lim e Yoo (2014) em relação à Coreia do Sul, também examinaram a função de demanda de energia elétrica no setor de serviços coreano usando os dados anuais de 1970-2011. Castro e Rosental (2008) estimaram as elasticidades para o Brasil de forma agregada. Leite (2006) e EPE (2011) projetaram a demanda anual de forma agregada para o Brasil. Kale e Pohekar (2014) fizeram previsões de longo prazo para 2030, para o estado de Maharashtra na Índia.

Uma pesquisa semelhante foi a de Sheng, Shi e Zhang (2014) que utilizando dados de painel de 27 províncias, entre 1978 e 2008, por meio de uma regressão instrumental propôs examinar a relação entre o crescimento econômico, a demanda de energia/produção e as políticas relacionadas na China. Percebe-se, que os estudos se concentram na previsão da demanda ou na análise de suas elasticidades de cada setor, mas não se detém nas possíveis relações entre as demandas das regiões brasileiras, o que é o caso desta pesquisa.

Na aplicação de modelagens de Vetor Auto-regressivo (VAR) é condição que as séries sejam estacionárias, ou seja, não apresentem tendência ou sazonalidade, com média e variância constante ao longo do tempo, e o valor da covariância entre dois períodos de tempo depender apenas da distância ou defasagem entre os dois períodos, e não do período de tempo efetivo em que a covariância é calculada (MADDALA, 2003).

Por meio da Função de Autocorrelação Amostral (FAC) com defasagem k , denotada por $\hat{\rho}_k$, é definida como:

$$\hat{\rho}_k = \frac{\hat{Y}_k}{\hat{Y}_0} = \frac{\text{Covariância com defasagem } k}{\text{Variância}} \quad (1)$$

Em que,

$$\hat{Y}_k = \frac{\sum(Y_t - \bar{Y})(Y_{t+k} - \bar{Y})}{n} \quad (2)$$

$$\hat{Y}_0 = \frac{\sum(Y_t - \bar{Y})^2}{n} \quad (3)$$

Assim, desde que a covariância e a variância sejam mensuradas na mesma unidade de medida, ρ_k , é um número puro, situado entre -1 e +1. Colocando ρ_k , contra k , obtemos o correlograma amostral. Esse correlograma auxilia na identificação de uma série estacionária, pois num processo de ruído puramente branco, a autocorrelação gira em torno de zero em várias defasagens.

Já a Função de Autocorrelação Parcial (FACP), $\hat{\rho}_{kk}$, permite filtrar as correlações que estão separadas por k períodos, de forma a manter a correlação somente entre duas observações eliminando as correlações implícitas entre as observações. A FACP gera também um correlograma com k defasagens e auxilia a identificar se a série é estacionária. Tanto a FAC quanto a FACP sinalizam a presença de sazonalidade nas séries, quando há por períodos de tempos iguais picos de $\hat{\rho}_k$, e $\hat{\rho}_{kk}$ significativos, a sazonalidade deve estar presente. Caso a sazonalidade seja encontrada, o seu efeito será excluído por meio de métodos de médias móveis, permitindo a análise dos dados sem os efeitos sazonais.

A estacionariedade pode ser identificada pelo teste DF-GLS sendo esta a versão generalizada do tradicional teste de Dickey-Fuller Aumentado (ADF) desenvolvido por Dickey e Fuller (1981). O DF-GLS é preferível ao ADF devido ao baixo poder do ADF, ou seja, tem dificuldade em rejeitar a hipótese nula quando esta é falsa. Elliott, Rothenberg & Stock (1996) propuseram que o poder do ADF pode ser aumentado se os termos determinísticos forem expurgados da regressão do teste ADF, sugeriram assim modificações no ADF rebatizando-o de DF-GLS².

Para realizar o teste o número de defasagem é escolhido com base no critério de informação BIC. O teste apresenta as seguintes hipóteses:

H₀: a série não é estacionária; $\delta = (\rho - 1) = 0$; $\rho = 1$; tem-se uma raiz unitária;

H₁: a série é estacionária; $\delta = (\rho - 1) < 0$; $\rho < 1$;

Pela condição de estabilidade se requer que $|\rho| < 1$, logo, $\delta = (\rho - 1)$ nunca será positivo, pois mesmo possível na teoria, isso significaria que a série seria explosiva devendo o

² A formalização e aprofundamento do teste podem ser encontrados em (BUENO, 2011) Econometria de Séries Temporais. 2ª Edição, São Paulo, CENGAGE Learning, pág. 135.

modelo ser rejeitado. O valor do teste deve ser comparado com a estatística $\hat{\tau}_\mu^{GLS}$ (tau), se o $|\hat{\tau}_\mu^{GLS}|$ calculado $>$ que o $|\tau_\mu^{GLS}|$ crítico de Dickey-Fuller, rejeita-se H_0 . Se $|\hat{\tau}_\mu^{GLS}|$ calculado $<$ que $|\tau_\mu^{GLS}|$ crítico de Dickey-Fuller, não se rejeita H_0 .

Será utilizado também o teste KPSS idealizado por Kwiatkowski et al. (1992). O teste KPSS segue a literatura de modelos estruturais cuja preocupação é dar uma interpretação econômica aos vários componentes de uma série temporal (BUENO, 2011). O KPSS possui as seguintes hipóteses³:

H_0 : a série é I(0);

H_1 : a série é I(1);

A regressão de uma série não estacionária com outra não estacionária pode produzir uma regressão espúria. Caso as séries possuam raiz unitária, será necessário verificar a cointegração entre as mesmas, caso o resíduo da regressão seja estacionário se pode afirmar que a série cointegra, ou seja, há uma relação de longo prazo, ou de equilíbrio entre elas. Mesmo sendo individualmente as séries não estacionárias, caso em conjunto elas cointegrem, a combinação linear elimina a tendência estocástica das séries.

2.2.1 Modelo de Vetor Auto-Regressivo (VAR)

O uso de modelos VAR é adequado para atender aos objetivos desta pesquisa, pois por meio desses modelos é possível ver as relações existentes entre uma determinada variável e as demais, ou seja, permite analisar a dinâmica existente entre as variáveis, no caso desta pesquisa, esse modelo será usado para quantificar as possíveis relações existentes entre o consumo de energia elétrica entre as cinco regiões geográficas do Brasil. Nos modelos VAR cada variável endógena é explicada por seus valores defasados e pelos valores defasados de todas as outras variáveis endógenas do modelo, normalmente não há variáveis exógenas no modelo (ENDERS, 2009). Pode ser matematicamente representado por:

³ A formalização e aprofundamento do teste podem ser encontrados em (BUENO, 2011) Econometria de Séries Temporais. 2ª Edição, São Paulo, CENGAGE Learning, pág. 129.

$$Ax_t = A_0 + \sum_{i=1}^p A_i x_{t-i} + B\varepsilon_t \quad (4)$$

Em que A é uma matriz $n \times n$, x_t é um vetor de variáveis endógenas, A_0 é um vetor de interceptos, A_i são matrizes $n \times n$, B é uma matriz diagonal $n \times n$ de desvios-padrão e e_t é um vetor de perturbações aleatórias utilizando-se das pressuposições usuais. Um choque na $i^{\text{ésima}}$ variável não afeta apenas diretamente a $i^{\text{ésima}}$ variável do modelo, mas também é transmitido para as demais variáveis endógenas por meio da estrutura dinâmica do VAR. Os choques em ε_t são chamados de choques estruturais, porque afeta individualmente cada uma das variáveis endógenas, esses choques são considerados independentes entre si porque as inter-relações entre um choque e outro são captadas indiretamente pela matriz A . Essa é uma das grandes vantagens dos modelos VAR, que permite a inclusão de diversas variáveis conectadas entre si.

O VAR além de ser usado para previsões, seu papel fundamental é responder qual a trajetória da série, revelando o que acontece com a série quando recebe um choque estrutural, esses choques são da dimensão de 1 desvio padrão da série, se ela muda de patamar ou não, para que patamar vai, entre outras informações.

2.2.2 Análise de cointegração

Sendo as séries não estacionários e da mesma ordem de integração é feito o teste de cointegração de Johansen⁴ que tem por trás a estatística multivariada, pela complexidade dos cálculos e por não ser o objetivo desta pesquisa a derivação matemático do teste não será exposta aqui, mas indica-se aos interessados as referências citadas nas referências. O teste desenvolvido por Johansen (1988) e explicado detalhadamente em Johansen e Juselius (1990) permite a detecção de um ou mais vetores de cointegração, por meio das estatísticas *traço* e *auto-valor*. Este teste é preferível a outros testes como o teste de Engle-Granger, pois, permite a identificação de mais de um vetor de cointegração, caso exista.

⁴ A formalização e aprofundamento do teste podem ser encontrados em (MORETTIN, 2011) *Econometria Financeira: um curso em séries temporais financeiras*. 2ª Edição, São Paulo: Blucher, 2011, pág. 310.

É necessário que as séries possuam a mesma ordem de integração para a realização deste teste. Se duas variáveis têm ordens de integração diferentes, qualquer combinação linear entre elas resultará em uma variável cuja ordem de integração será a de maior ordem. Assim, a ordem de integração da variável de maior ordem domina a de menor ordem. Já em um modelo em que o número de variáveis endógenas for maior que 2, nem todas as variáveis precisam ser da mesma ordem de integração para existir cointegração, basta que haja pelo menos duas variáveis integradas da mesma ordem na ordem máxima de integração entre todas as variáveis para que exista cointegração. Logo, é possível testar também a cointegração na relação entre variáveis estacionárias e não estacionárias.

A cointegração identifica se existe pelo menos uma combinação linear estacionária. Mesmo as séries individualmente sendo não estacionárias, no caso de haver pelo menos um vetor de cointegração, significa que no longo prazo essas séries andam juntas na mesma direção, havendo relação de longo prazo entre as séries, ou seja, há tendência estocástica análogas entre as séries (BUENO, 2011). Assim, as análises de cointegração têm por objetivo identificar a relação de longo prazo entre as séries e rejeitar possíveis tendências comuns que levam a uma relação espúria entre as variáveis. Enquanto a correlação se refere a medida de relação entre duas variáveis, a cointegração se refere a estacionaridade das séries temporais, tem relação com a ordem de integração das séries temporais e suas relações no longo prazo.

Para a determinação do número de vetores de cointegração é necessário conhecer o posto ou rank (r) da matriz. Podendo esse posto ser completo, no caso em que qualquer combinação linear entre as variáveis é estacionária, estando assim as séries em nível. Se o posto for nulo, não havendo cointegração, as séries devem ser diferenciadas para a modelagem. Se o posto for reduzido, há pelo menos um vetor de cointegração, e as séries são modeladas em nível. Abaixo, as hipóteses do número de vetores de cointegração.

Hipóteses da estatística *traço*:

$$H_0: r = 0;$$

$$H_1: r > 0;$$

Hipóteses da estatística *auto-valor*:

$$H_0: r = 0;$$

$$H_1: r + 1 = 0 + 1 = 1$$

Após se testar a existência de nenhum vetor de cointegração, passa-se a testar a existência de 1 vetor de cointegração, e assim por diante.

Hipóteses da estatística *traço*:

$$H_0: r = 1;$$

$$H_1: r > 1;$$

Hipóteses da estatística *auto-valor*:

$$H_0: r = 1$$

$$H_1: r + 1 = 1 + 1 = 2$$

Antes de utilizar o modelo de Johansen, é preciso determinar a ordem do VAR, ou seja, o número de defasagens a ser adotado no modelo. Esse número de defasagens será determinado com base nos critérios AIC(m) (critério de informação de Akaike) Equação 5 e BIC (critério de informação bayesiano) Equação 6, divergindo os critérios entre si se opta pelo BIC(m), seguindo orientação de Bueno (2011):

$$\ln|\widehat{\Gamma}_0(m)| + \left(\frac{2}{T}\right)mn^2 \quad (5)$$

$$\ln|\widehat{\Gamma}_0(m)| + \left(\frac{\ln T}{T}\right)mn^2 \quad (6)$$

Em que:

$$\widehat{\Gamma}_0(m) = \frac{\widehat{\sum_{t=J+1}^T \widehat{e}_t \widehat{e}'_{t-J}}}{T};$$

T = número de observações;

mn^2 = número total de parâmetros estimados em cada equação;

Caso se verifique algum vetor de cointegração, haverá relação de longo prazo, recomendando a utilização de um modelo de Vetor de Correção de Erro (VEC). Esse modelo permite determinar a velocidade com que a série converge para o equilíbrio no longo prazo, ao inserir tanto elementos de longo quanto de curto prazo. Os elementos de longo prazo são captados pelas defasagens do resíduo da equação de cointegração.

2.2.3 Modelo Vetor de Correção de Erros (VEC)

O VEC analisa se o modelo está em equilíbrio também no curto prazo além de incorporar informações do longo prazo. Havendo cointegração entre as variáveis se incorpora o Mecanismo de Correção de Erros (MCE) a fim de se verificar as relações de curto prazo entre as variáveis. O MCE desses desvios do equilíbrio mantém a relação entre as variáveis ao longo do tempo (ENGLE; GRANGER, 1987). O MCE mede a

distância entre as variáveis em relação ao seu equilíbrio de longo prazo. Assim, o MCE indica a velocidade segundo a qual as variáveis convergem para uma situação de equilíbrio de longo prazo (VENÂNCIO et al. 2013). O MCE faz com que desvios do equilíbrio de longo prazo entre as séries sejam gradualmente corrigidos por ajustes parciais de curto prazo (PEREIRA, 2004). Se o coeficiente do MCE for significativo, o modelo, não está em equilíbrio no curto prazo, se não for significativo, então se está em equilíbrio no curto prazo (WOOLDRIDGE, 2010).

O modelo VEC é uma versão mais completa do modelo VAR. O entendimento é que o modelo VAR com variáveis não estacionárias, mas diferenciadas, omite informações relevantes como os próprios vetores de correção de erros, e, portanto as estimativas do parâmetro podem sofrer uma tendência de variáveis omitidas. Havendo cointegração, sempre é possível associar ao VAR a correção de erros (MELO, 2012).

Resumindo, se as séries são estacionárias, se estima um VAR. Se as séries não são estacionárias e não possuem vetores de cointegração, se diferencia as séries e se estima um VAR com as séries diferenciadas. Agora, se as séries não são estacionárias, mas possuem pelo menos um vetor de cointegração, deve-se, sob o risco de caso contrário cometer os erros do parágrafo anterior se estimar um modelo VEC evitando a perda de informações relevantes com as séries em nível. O modelo VEC pode ser assim representado:

$$\Delta x_t = A_0 + \pi x_{t-1} + A_1 \Delta x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (7)$$

Onde, $\pi = \alpha\beta'$, a matriz β é a matriz dos parâmetros cointegrados e α é a matriz dos pesos de cada vetor de cointegração tem nas n equações do VAR, sendo também a matriz de velocidade de ajustamento dos parâmetros. Quanto maior for o coeficiente da correção de erros, maior será a velocidade de ajustamento quando o modelo sai de sua trajetória de longo prazo. Mais efeito terá o coeficiente no sentido de reajustar o modelo em direção ao seu equilíbrio de longo prazo (BUENO, 2011, p. 253).

É importante ressaltar a possibilidade de multicointegração que pode existir no modelo. A multicointegração está associada a situações em que combinações lineares de variáveis I(2) com variáveis I(1) são estacionárias. É possível que num sistema bivariado I(1) exista mais do que um vetor de cointegração. Assim, a multicointegração é um caso especial de cointegração polinomial que captura a relação das variáveis de fluxo e variáveis de estoque (BUENO, 2011).

A abordam Granger e Lee (1989) e Engsted e Haldrup (1999). Na

multicointegração o sistema é caracterizado por uma complexa relação de equilíbrio entre o fluxo e o estoque, pois há duas forças de equilíbrio e não apenas uma como nos sistemas convencionais de cointegração, é mais utilizada em análises macroeconômicas, em especial em relação à política fiscal como o fluxo das receitas, gastos e estoque da dívida.

2.2.4 Função impulso-resposta (FIR)

A FIR indica como a variância de determinada variável reage a um impulso de uma unidade na variância de outra variável ou da própria variável. Isso é útil pois os coeficientes individuais nos modelos estimados VAR/VEC são frequentemente difíceis de interpretar. Por meio da estrutura dinâmica (defasagens) do modelo que esses choques são transmitidos (SIQUEIRA, 2007).

Essa metodologia foi proposta pelo economista Sims (1980) por meio de uma maneira triangular de decompor os resíduos, a qual ficou conhecida como *decomposição de Cholesky*. Esse método impõem as restrições necessárias para as análises. Cuidado deve ser tomado na ordenação das variáveis, o que é arbitrário e mesmo por motivos econômicos, pois a ordenação afeta as restrições. A FIR⁵ também pode ser usada para identificar variáveis exógenas, pois caso o erro de uma variável z não explique nada da variância do erro de uma variável y , pode-se dizer que esta última é exógena: pois, y evolui independentemente de choques dos erros de z .

Esta análise será utilizada para verificar com que intensidade e de que forma a demanda por energia de uma das regiões reage a choques (mudança de um desvio-padrão) nas variáveis explicativas do modelo. Assim como, verificar após quantos períodos, passado o choque, a demanda da região se estabiliza novamente.

Como a FIR é calculada mediante coeficientes estimados, há também um intervalo de confiança para a FIR. Esse intervalo de confiança pode ser calculado pelo método analítico (o qual será usado nesta pesquisa), mas também pode ser calculado o

⁵ A formalização dos cálculos da FIR podem ser encontrados em (MORETTIN, 2011) *Econometria Financeira: um curso em séries temporais financeiras*. 2ª Edição, São Paulo: Blucher, 2011, pág. 215.

intervalo de confiança por meio de experimentos de Monte Carlo⁶, sendo que os dois métodos apresentam resultados muito semelhantes não havendo diferenças relevantes entre os resultados dos dois.

2.2.5 Análise de Decomposição da Variância (ADV)

Complementando a análise da FIR, a decomposição da variância⁷ permite verificar em quais proporções a variância de determinada variável é explicada por choques nela própria e por choques em outras variáveis no decorrer dos períodos. Esta análise mostra quais regiões são mais explicativas da demanda de uma região em específico. Assim como a FIR ela também é influenciada pela ordem pelas quais aparecem as variáveis no modelo, cabendo ao pesquisador definir essa ordem.

Trata-se de uma maneira de dizer que a porcentagem da variância do erro de previsão decorre de cada variável endógena ao longo do horizonte temporal de previsão. Em outras palavras, enquanto que as FIR's traçam os efeitos de um choque de uma variável endógena sobre as restantes variáveis no VAR/VEC para descrever a dinâmica do sistema, a decomposição da variância atribui a variação de uma variável endógena em termos das perturbações ortogonais no sistema VAR/VEC. Medindo assim a importância relativa de cada perturbação aleatória para todas as variáveis endógenas do modelo.

⁶ Uma rotina para calcular o intervalo de confiança da FIR por Monte Carlo pode ser encontrada em (BUENO, 2011) *Econometria de Séries Temporais*. 2ª Edição, São Paulo, CENGAGE Learning, pág. 219.

⁷ A formalização do cálculo da decomposição da variância pode ser encontrada em (BUENO, 2011) *Econometria de Séries Temporais*. 2ª Edição, São Paulo, CENGAGE Learning, pág. 219.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Neste capítulo, são apresentadas as técnicas que foram utilizadas na pesquisa e os procedimentos para atingir os objetivos propostos, além das variáveis e da base de dados.

3.1 Descrição dos dados

A natureza da pesquisa é quantitativa, onde se utilizou de técnicas econométrica para se atingir os objetivos. Os dados utilizados na presente pesquisa estão disponíveis no site do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). A base de dados é mensal e compreende o período de janeiro de 1979 até março de 2014, representando o consumo agregado de energia elétrica em cada região geográfica do Brasil, sendo a unidade dos dados expressa em GWh.

A seguir são apresentados os passos que foram seguidos no desenvolvimento da pesquisa:

- 1) Diagnóstico por meio da FAC e FACP das cinco variáveis representativas de cada região com o intuito de identificar se as variáveis apresentam sazonalidade aditiva ou multiplicativa, na presença de sazonalidade, a qual se houver será extraída por médias móveis simples.
- 2) Testar a estacionariedade das séries pelo teste de raiz unitária DF-GLS que possui um poder maior que o tradicional teste de Dick-Fuller Aumentado, também será usado o teste de KPSS para confirmar os resultados do DF-GLS.
- 3) Depois de verificado a estacionariedade das séries, passa-se a modelagem econométrica, primeiramente será ajustado um modelo VAR para selecionar o número de defasagens pelos critérios de informação AIC e BIC.
- 4) Caso as séries não sejam estacionárias em nível, será realizado o teste de cointegração de Johansen com o número de defasagens escolhido no passo anterior.

- 5) Havendo cointegração, será ajustado um modelo VEC, não havendo, será ajustado um modelo VAR com as séries estacionárias, por meio de diferenciações caso necessário.
- 6) Após estimar o modelo VAR ou VEC se realiza a FIR, com um desvio padrão o que permite interpretar a dinâmica do modelo entre as variáveis e o comportamento de cada uma.
- 7) Prosseguindo na interpretação dos resultados do modelo estimado, é feita a ADV que irá revelar qual a participação de cada região na explicação da variância da variável em análise.
- 8) Por último, é executado os passos anteriores incluindo o PIB no modelo.

Estas etapas metodológicas serão os passos necessários para se estabelecer as relações entre as cinco regiões brasileiras, assim como o comportamento de cada região dado um choque em uma região em específico.

Podem ser matematicamente representados por:

$$Ax_t = A_0 + \sum_{i=1}^p SE_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^p SU_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^p NE_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^p CO_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^p NO_i x_{t-i} + B\varepsilon_t \quad (8)$$

Em que A é uma matriz $n \times n$, x_t é um vetor de variáveis endógenas, A_0 é um vetor de interceptos, SE_i , SU_i , NE_i , CO_i , NO_i são matrizes $n \times n$ respectivamente das regiões Sudeste, Sul, Nordeste, Centro-Oeste e Norte, B é uma matriz diagonal $n \times n$ de desvios-padrão e ε_t é um vetor de perturbações aleatórias utilizando-se das pressuposições usuais.

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS

Neste capítulo são apresentados os principais resultados encontrados aplicando a metodologia citada no capítulo anterior para as séries temporais em análise buscando-se atingir os objetivos traçados.

4.1 Análise exploratória dos dados

Na figura 6 tem-se o gráfico dos dados das cinco séries temporais a serem analisadas. No eixo secundário está a série da região Sudeste, para facilitar a visualização, pois o consumo desta região é muito superior ao das demais. Percebe-se pelo comportamento das séries, que realmente não são estacionárias em nível além de que as regiões Sul e Nordeste assim como a Norte e Centro-Oeste aparentam apresentar as mesmas oscilações e tendências, indicando a existência de cointegração entre elas.

A figura 6 também indica a presença de uma tendência determinística, motivo pelo qual foi incluído uma tendência nos modelos estimado, para evitar erro de especificação do modelo.

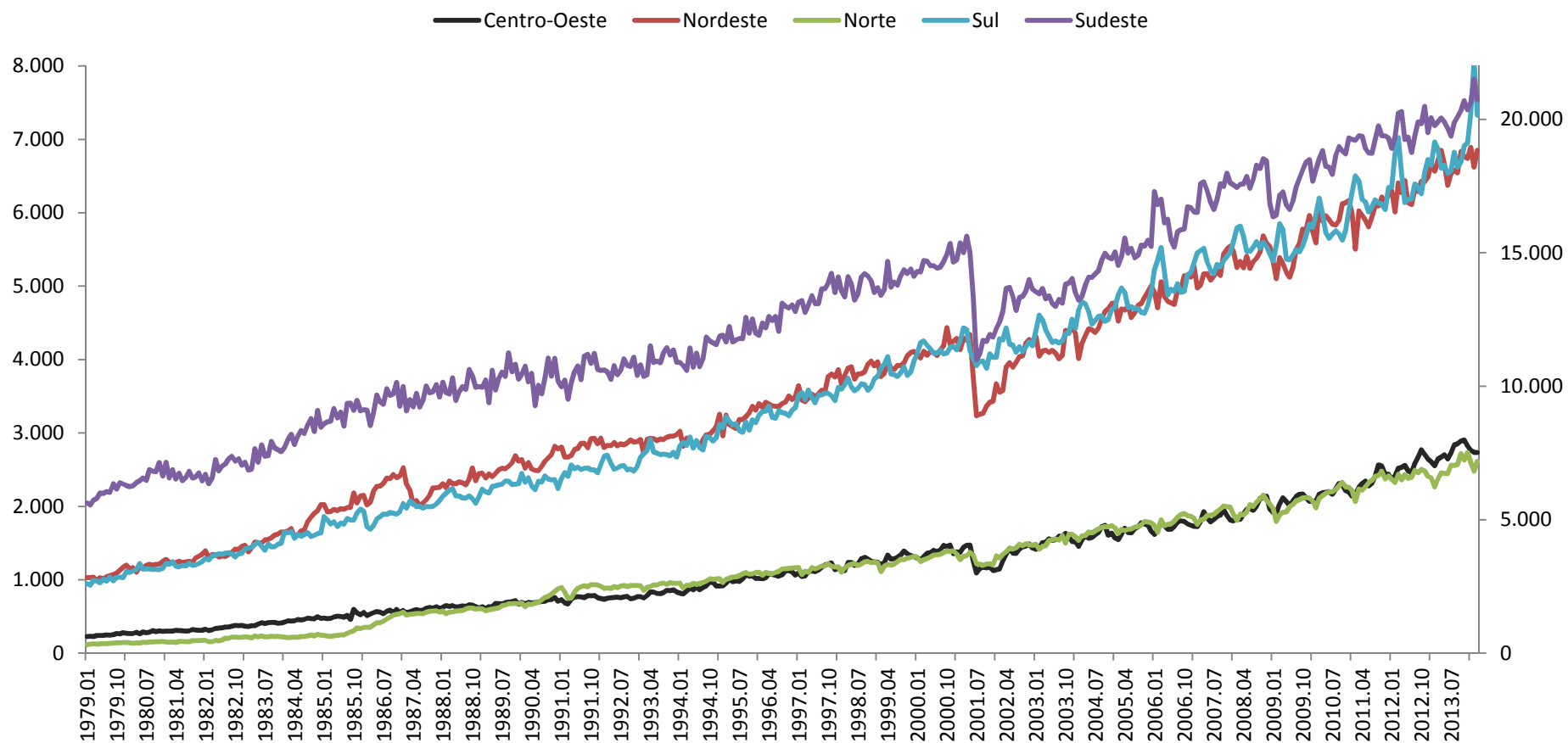


Figura 6 – Fornecimento de energia elétrica nas cinco regiões do Brasil em GWh.

Fonte: IPEADATA (2014).

Os correlogramas das cinco regiões em nível não permitiram identificar a presença de sazonalidade (Apêndices A, C, E, G e I), já em primeira diferença (Apêndices B, D, F, H e J) foi identificada uma sazonalidade aditiva de doze em doze períodos. Sendo assim, o efeito da sazonalidade foi extraído das séries por meio do método de média móvel aditivo, permitindo analisá-las sem os efeitos sazonais.

4.2 Análise da estacionariedade das séries temporais

Na Tabela 2, se encontra os resultados do teste DF-GLS de estacionariedade para as variáveis em nível. Os resultados mostraram que a série da região Sul é explosiva, apresentando um ρ positivo, assim, todas as séries sofreram uma transformação logarítmica com o objetivo de expurgar o efeito explosivo da região Sul e permitir a análise da série, bem como algumas séries que têm tendência, pode ocorrer um acréscimo da variância à medida que o tempo passa, sendo adequada a transformação logarítmica nesses casos também.

Tabela 2 – Teste de estacionariedade para as cinco regiões em nível.

Variável*	DF-GLS**
Sudeste(1)	-3,57
Sul(12)	0,29
Nordeste(0)	-3,49
Centro-Oeste(4)	-0,12
Norte(4)	-1,23

* O número entre parênteses significa o número de defasagens utilizado no teste DF-GLS pelo critério de BIC.

** Valor crítico da versão com tendência e constante de Elliot, Rothenberg e Stock (1996) a 5% de significância de -2,89.

(d) significa que foi dada uma diferença na série.

Fonte: resultados da pesquisa.

Na Tabela 3 tem-se os testes DF-GLS e KPSS para as séries logarítmicas agora. Os resultados mostram que nenhuma das séries é estacionárias em nível. Em primeira diferença todas as séries se mostraram estacionárias, as séries do Nordeste e do Centro-Oeste pelo teste de DF-GLS ainda não seriam estacionárias, mas devido ao baixo poder dos testes de raiz unitária e o teste de KPSS indicar que a série é estacionária, se aceita que todas as séries são integradas de ordem 1.

Tabela 3 – Testes de estacionariedade para as cinco regiões.

Variável*	DF-GLS**	KPSS***
Sudeste(1)	-2,1	0,28
Sul(12)	-0,08	0,57
Nordeste(1)	-1,2	0,44
Centro-Oeste(13)	-1,25	0,44
Norte(12)	-0,96	0,54
(d)Sudeste(0)	-29,33	0,06
(d)Sul(14)	-3,27	0,12
(d)Nordeste(11)	-2,06	0,08
(d)Centro-Oeste(12)	-1,42	0,18
(d)Norte(14)	-3,33	0,08

* O número entre parênteses significa o número de defasagens utilizado no teste DF-GLS pelo critério de BIC.

** Valor crítico da versão com tendência e constante de Elliot, Rothenberg e Stock (1996) a 5% de significância de -2,89.

*** Valor crítico da versão com tendência e constante de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992, Table 1) a 5% de significância de 0,14.

(d) significa que foi dada uma diferença na série.

Fonte: resultados da pesquisa.

4.3 Escolha da ordem de defasagem do modelo

A seguir com base nos critérios de informação AIC e BIC foram escolhidas a ordem de defasagem dos modelos, os resultados estão na Tabela 4. Com base no princípio da parcimônia foram feitas comparações entre modelos com até três

defasagens, sendo que tanto pelo critério de AIC quanto pelo BIC o melhor número de defasagens para o modelo segundo os critérios é o com três defasagens.

Tabela 4 – Escolha da ordem de defasagem

Defasagens	AIC	BIC
0	-8,457	-8,409
1	-19,915	-19,626
2	-20,505	-19,979
3	-20,933	-20,163

Fonte: resultados da pesquisa.

4.4 Teste de cointegração de Johansen

Após escolhida a ordem de defasagem foi realizado o teste de cointegração de Johansen, pois as séries não eram estacionárias em nível. Os resultados do teste estão na Tabela 5, se verificou que existe pelo menos um vetor de cointegração, o teste traço indicou que existem dois vetores de cointegração, porém o teste de autovalor indicou que existe um; assim se pode afirmar em termos estatísticos que pelo menos um vetor de cointegração há no modelo.

Tabela 5 - Estatísticas traço e autovalor máximo

Vetores de cointegração	Teste do Traço	Vetores de cointegração	Teste do autovalor
Nenhum	222,49	$r = 0$	138,923
Pelo menos 1 integração	83,567	$r = 1$	36,527*
Pelo menos 2 integrações	47,04*	$r = 2$	20,155

* Valor crítico com constante e com tendência a 1% de significância maior que o valor calculado com base em MacKinnon, Haug & Michelis (1999).

Fonte: resultados da pesquisa.

4.5 Análise dos resíduos

Com a ordem do modelo definida, bem como a identificação do número de cointegrações foi realizada a análise dos resíduos cujos testes se encontram no Apêndice L. Os resíduos não apresentaram autocorrelação e a normalidade dos resíduos é pressuposta nesta pesquisa com base no Teorema do Limite Central. Pois segundo esse teorema, a distribuição da média dos dados converge para a distribuição Normal conforme o tamanho da amostra aumenta, considerando que nesta pesquisa tem-se mais de 400 observações, a mesma é considerada uma amostra grande, logo, com distribuição normal (LOPES e LIMA, 1995). É oportuno mencionar que a análise de cointegração é robusta mesmo na presença de excesso de curtose (GOZALO, 1994; SILVAPULLE e PODIVINSKY, 2000; RAHBEK, HANSEN e DENNIS, 2002).

A estabilidade do sistema (LÜTKEPOHL, 1991) foi verificada pelas raízes inversas do polinômio característico, que pertencem todas ao círculo unitário (Apêndice M). Indicando que o modelo não é explosivo, ou seja, ele não cresce indefinidamente, permitindo que seja feita uma modelagem das variáveis.

4.6 Modelo VEC

O vetor de cointegração com os respectivos coeficientes de ajustamento de cada região encontra-se no Apêndice N. Todos os vetores de cointegração se mostraram significativos a 5% de significância, assim como os coeficientes de ajustamento, apenas o coeficiente da região Sudeste não se mostrou significativo, indicando que esta região já está em equilíbrio inclusive no curto prazo. As demais regiões vão a cada período realizando ajustes, que no longo prazo convergem para o equilíbrio. O modelo foi estimado com uma tendência pois os dados apresentavam uma tendência determinística.

O resultado detalhado do modelo VEC pode ser encontrado no Apêndice O, pois com três defasagens tem-se 15 parâmetros a serem interpretados mais a constante, isso para cada uma das cinco regiões. Por esse motivo, pela grande quantidade e às vezes dificuldade em se interpretar os parâmetros do VEC que Sims (1980) desenvolveu a FIR para facilitar na interpretação, assim como a decomposição da variância, as quais são apresentadas na sequência.

4.7 FIR do modelo VEC

Na figura 7 tem-se a resposta da região Sudeste a choques em cada uma das demais regiões. Verifica-se que a região Sudeste interage com todas as demais regiões, menos com a região Norte, o que é plausível se considerar a distância geográfica entre as duas. Em relação à região Sul e Nordeste, a região Sudeste tem um aumento no seu consumo nos primeiros meses, caindo logo em seguida e retornando ao equilíbrio a partir do quarto mês. Em relação ao Centro-Oeste a região Sudeste tem um leve aumento no segundo mês, caindo em seguida até o mês quatro a partir do qual inicia um período de aumento, ficando acima do equilíbrio inicial.

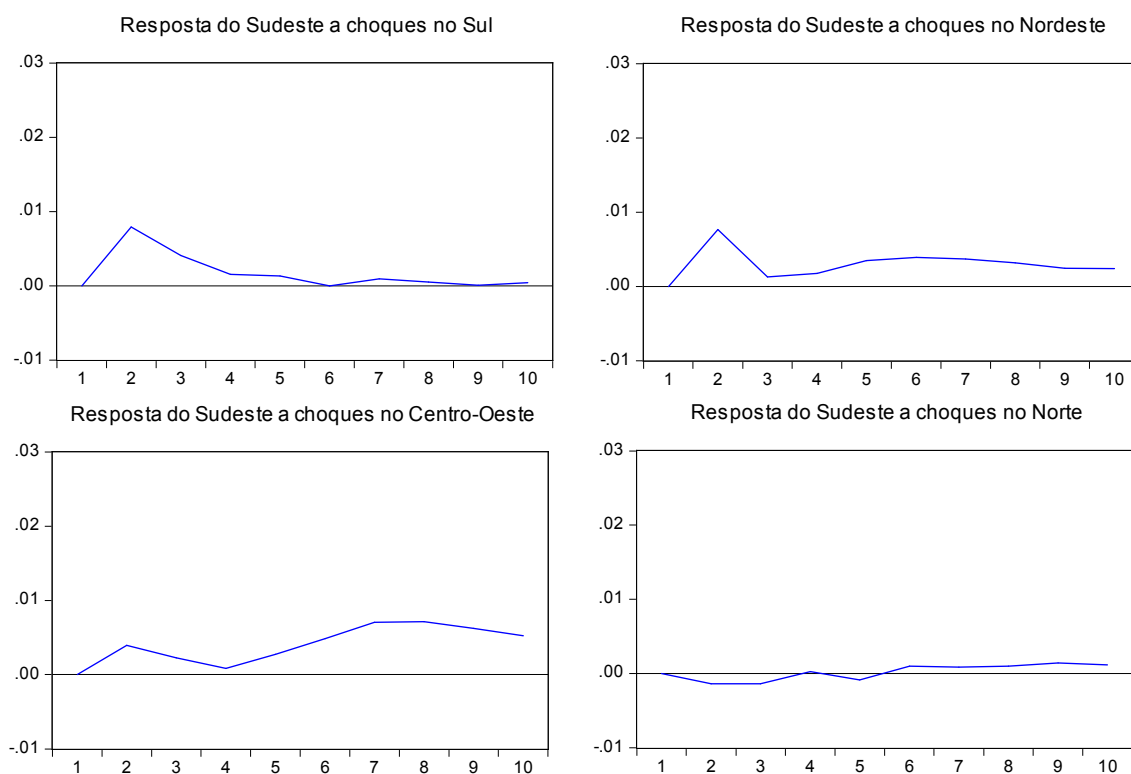


Figura 7 – Resposta da região Sudeste a choques nas demais regiões.

Em relação a região Sul, os resultados estão na figura 8. Mantidas constantes as demais regiões a região Sul sofre isoladamente influencias de choques das regiões Sudeste e Centro-Oeste. Em relação à região Sudeste, a região Sul fica acima do equilíbrio durante todo o período, já em relação a região Centro-Oeste, a Região Sul tem uma queda até o terceiro mês, onde inicia um crescimento até o sétimo mês onde aparenta se estabilizar. As regiões Norte e Nordeste não exercem influência significativa na região Sul, o que é esperado considerando a distância geográfica que separa as mesmas.

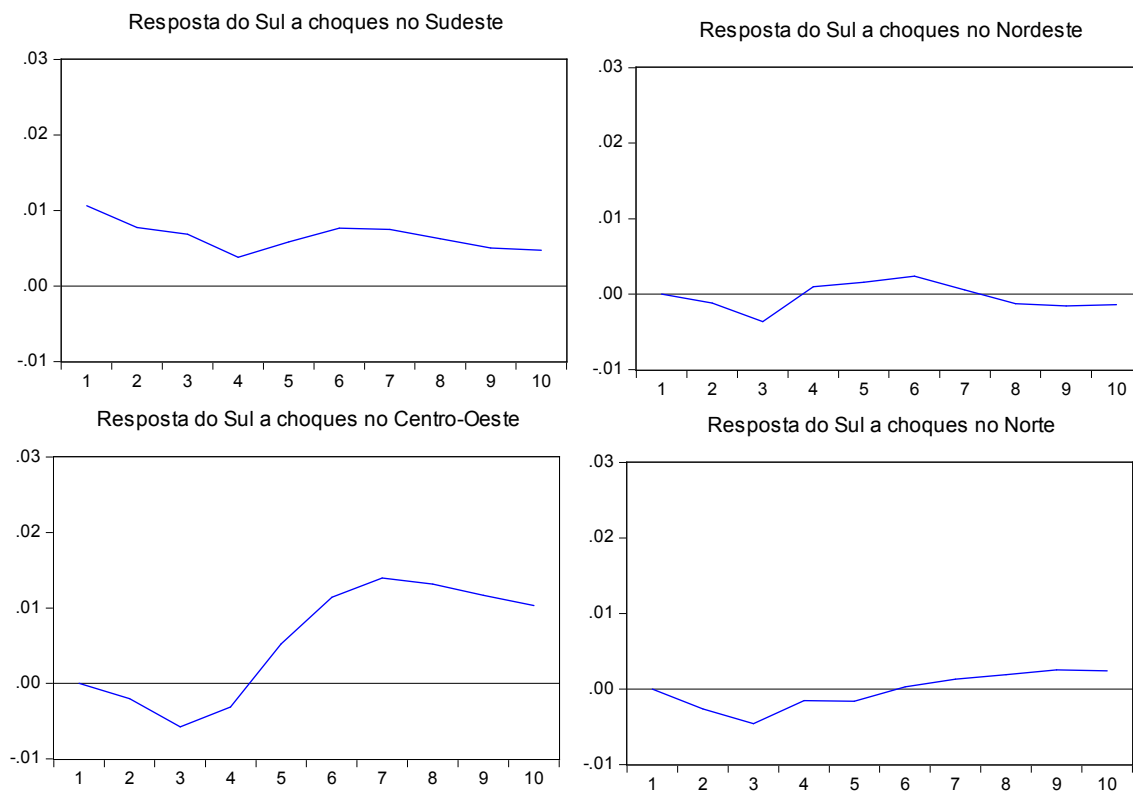


Figura 8 – Resposta da região Sul a choques nas demais regiões.

A região Nordeste tem o resultado na figura 9. Se percebe a grande influência que a região Sudeste pode exercer na Nordeste, os choques de desvio-padrão na região Sudeste causam um aumento do consumo na região Nordeste, aumento este que permanece durante todo o período. A região Centro-Oeste também tem uma relação positiva com o Nordeste, permanecendo este acima do equilíbrio, mas não na proporção da região Sudeste. A região Sul não exerce influência significativa sobre a região Nordeste, o que também era esperado pela longa distância geográfica que as separa. A região Norte, assim como a região Sul, não influencia significativamente o Nordeste, talvez pela participação pequena no consumo de energia elétrica da região Norte.

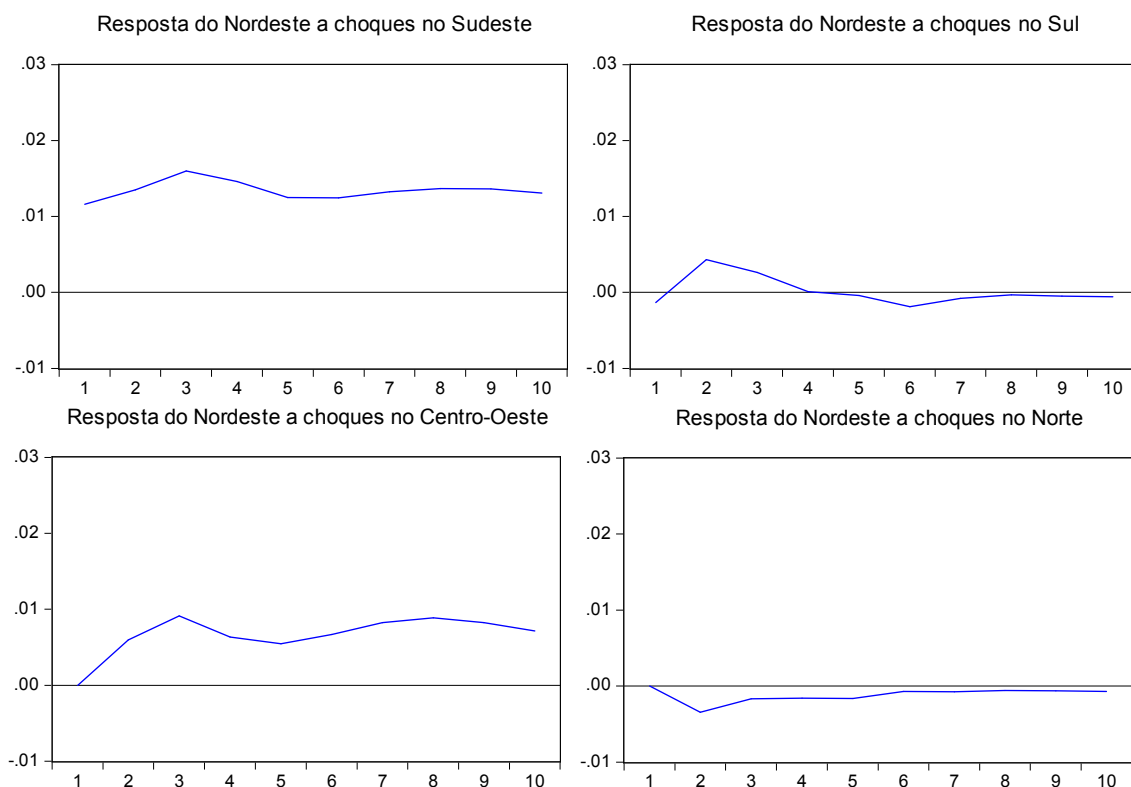


Figura 9 – Resposta da região Nordeste a choques nas demais regiões.

Na figura 10 tem-se as respostas da região Centro-Oeste a choques nas demais regiões. Verifica-se que o Centro-Oeste sofre influencias de todas as regiões, com exceção da região Norte, isso é coerente, pois a região Centro-Oeste é a única região do país que possui contato geográfico com todas as demais, o que facilita o intercâmbio de energia. Ao mesmo tempo, a região Norte é a que menos consome energia no Brasil não exercendo influencia sobre nenhuma das demais regiões do país. O Sudeste é a região que mais influencia o Centro-Oeste, o deixando acima do equilíbrio, seguido pela região Sul em menor proporção. A região Nordeste exerce uma influencia relevante apenas nos dois primeiros meses, se estabilizado logo em seguida o consumo no Centro-Oeste.

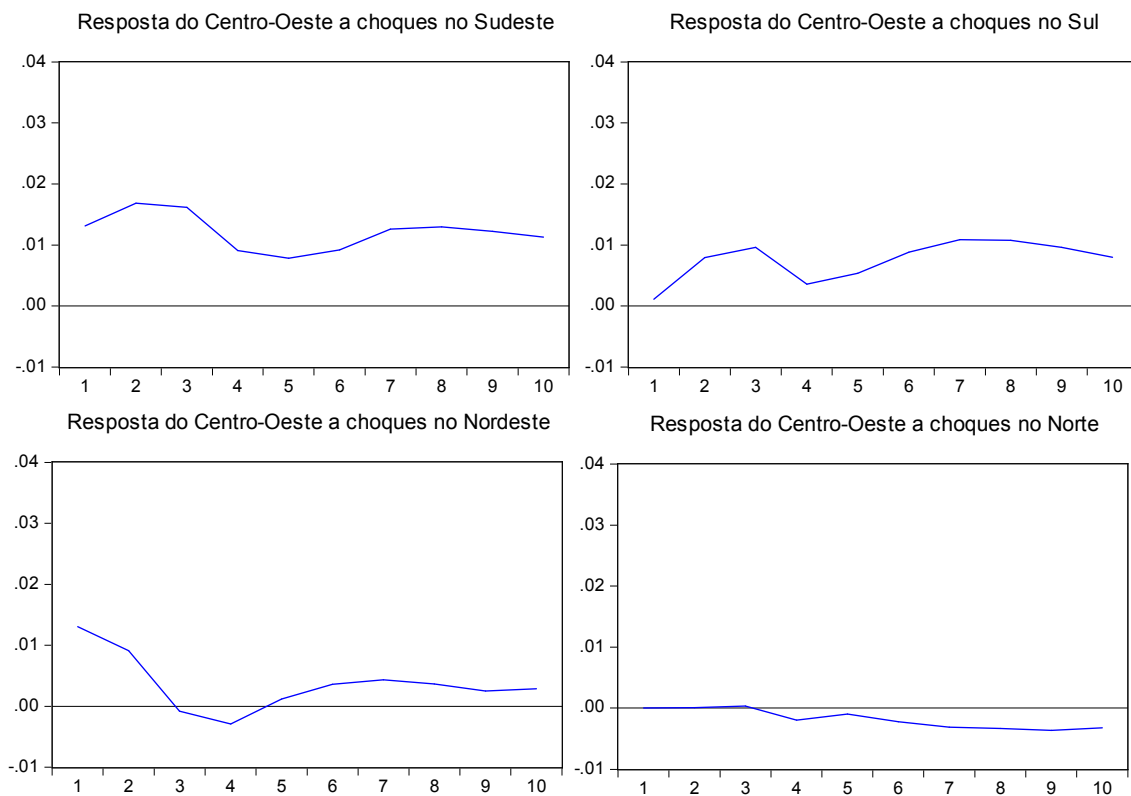


Figura 10 – Resposta da região Centro-Oeste a choques nas demais regiões.

Por último têm-se as repostas da região Norte a choques nas demais regiões na figura 11. A região Norte sofre influência de todas as demais regiões, uma influência que a deixa acima do equilíbrio durante todo o período da região Sudeste e Nordeste. A região Sul mesmo, geograficamente longe, exerce influencia relevante na região Norte a partir do sexto mês, a qual logo se estabiliza acima do equilíbrio. O Centro-Oeste influencia positivamente apenas nos primeiros meses o Norte, a partir do terceiro mês o Norte já inicia a retomada ao equilíbrio, mas perdurando a partir do sétimo mês um pouco a baixo do equilíbrio inicial.

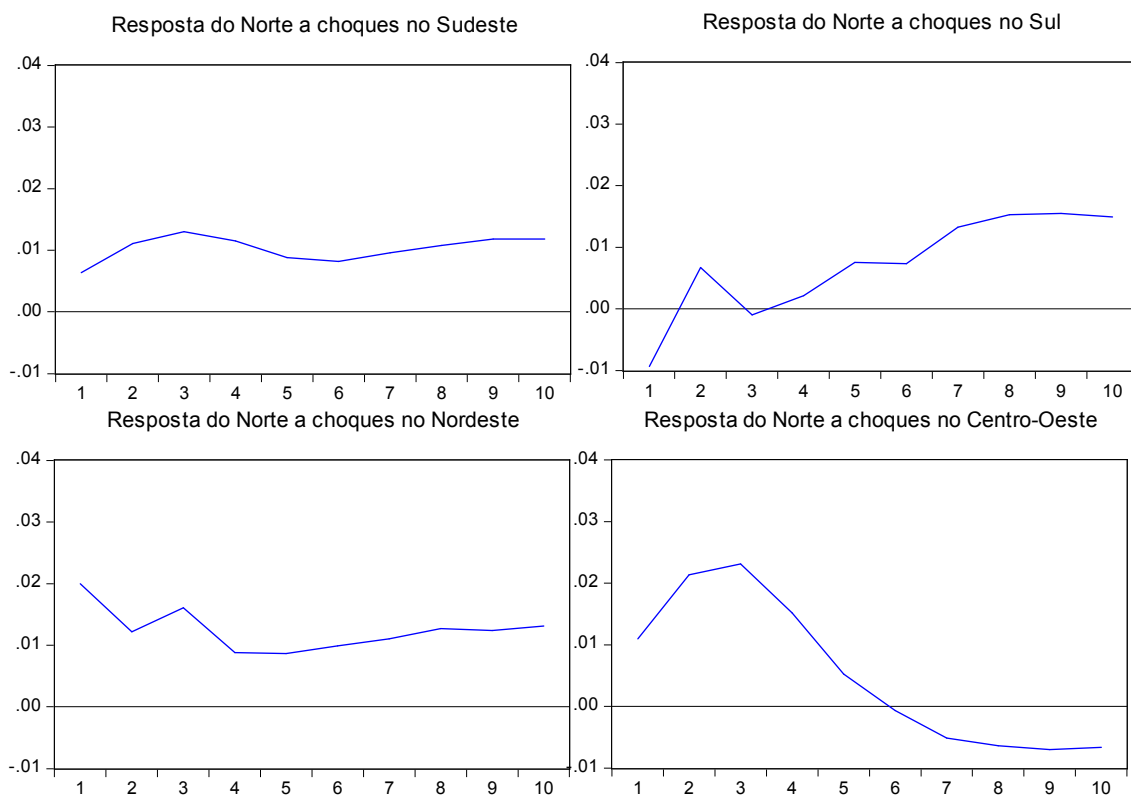


Figura 11 – Resposta da região Norte a choques nas demais regiões.

A FIR permitiu analisar como cada região reage com choques nas demais regiões. Algumas FIR se estabilizaram acima ou abaixo do estado inicial, o que corrobora com outras pesquisas como a de Carvalho, Alves da Silve e Maciel da Silva (2013). O comportamento de cada região dependeu basicamente de qual região que estava sofrendo o choque, da proximidade dessa região e do porte da mesma. Regiões mais distantes e menores apresentaram menos impacto que as regiões maiores e mais próximas geograficamente.

4.8 ADV do modelo VEC

Prosseguindo na interpretação dos resultados do modelo VEC estimado, foi realizada a ADV. A ADV auxilia na compreensão das relações existentes entre as variáveis endógenas do modelo, pois revela o percentual de participação de cada

variável na explicação da variância de uma determinada variável ao longo do horizonte temporal.

A ADV é apresentada a seguir, na Tabela 6 tem-se a decomposição para a região Sudeste. No momento inicial o consumo do Sudeste não sofre a influência de nenhuma outra região, indicando a sua preeminência sobre as demais regiões, isso é coerente ao lembrarmos que a região Sudeste é a maior consumidora de energia elétrica do país. No segundo período, a região Sul e a Nordeste juntas, já influenciam um pouco mais de 8%, o que ainda é percentual muito baixo. No décimo período a região Centro-Oeste passa a influenciar 4%, mas é a própria região Sudeste que explica a sua variância em praticamente todo período de análise, mais uma vez reforçando sua autonomia em relação às demais regiões.

Tabela 6 – ADV da região Sudeste

Período	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
1	100.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
2	89.39871	4.790158	4.467535	1.200239	0.143362
5	93.10222	2.996597	2.695387	1.039763	0.166032
10	91.76538	1.588933	2.346108	4.098929	0.200652

Na Tabela 7 tem-se a ADV para a região Sul. O Sul já no primeiro período recebe influência do Sudeste, que já explica 15% da variância do Sul. Com o passar do tempo as demais regiões também passam a ser relevantes, com exceção do Norte e Nordeste que em todos os períodos não exerceram influência relevante, o que é esperado, pela grande distância geográfica que separa essas regiões, e que no caso de haver transmissão de energia entre elas, haveria muitas perdas no caminho de energia. O destaque vem da região Centro-Oeste que no décimo período influencia 28% da variância da região Sul, influenciando mais que a região Sudeste, que perder relevância com o passar do tempo.

Tabela 7 – ADV da região Sul

Período	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
1	15.43010	84.56990	0.000000	0.000000	0.000000
2	14.81157	84.12316	0.120819	0.354652	0.589801
5	15.70153	76.96340	1.061198	4.344436	1.929438
10	16.54184	51.97654	1.056908	28.65584	1.768866

A região Nordeste no primeiro período já é influenciada em sua variância em 18% pelo Sudeste, os resultados estão na Tabela 8. As regiões Norte e Sul, assim como na FIR, não exercem influencia relevante em nenhum período sobre o Nordeste, no caso da região Sul isso é esperado pela distância entre as regiões, e em relação à região Norte isso pode ser explicado pelo pequeno peso relativo que essa região representa em relação as demais regiões em relação ao consumo de energia elétrica. A participação do Centro-Oeste e Sudeste aumenta com o passar do tempo, no décimo período o Centro-Oeste responde com 10% da variância do Nordeste e o Sudeste com 36%.

Tabela 8 – ADV da região Nordeste

Período	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
1	18.77431	0.251102	80.97459	0.000000	0.000000
2	25.59365	1.638394	68.96241	2.855411	0.950133
5	35.33300	1.028670	55.82564	7.070930	0.741766
10	36.59044	0.647919	52.29165	10.02724	0.442743

A ADV da região Centro-Oeste está na Tabela 9. No primeiro período o Sudeste e o Nordeste já influenciam em 12% cada um a região Centro-Oeste. O Norte não exerce influencia significativa sobre o Centro-Oeste, também se acredita que aqui esse resultado se deva ao pequeno percentual de participação da região Norte no consumo de

energia elétrica. A participação da região Sudeste aumenta com o passar do tempo, ficando em 27% no décimo período, enquanto que a região Nordeste diminui sua influência sobre o Centro-Oeste.

Tabela 9 – ADV da região Centro-Oeste

Período	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
1	12.26540	0.092085	12.04137	75.60115	0.000000
2	17.72386	2.497442	9.773373	70.00505	0.000277
5	22.34492	5.124899	6.799317	65.59838	0.132490
10	27.43823	11.76697	5.691617	54.14145	0.961726

O Norte desde o primeiro período já recebe influência de todas as demais regiões, confirmando os resultados da FIR, na Tabela 10 estão os resultados. O Nordeste é a região que mais influencia no primeiro período, com 21%, essa participação cai ao longo do tempo, pelo crescimento da participação das demais regiões. Inclusive a região Sul, longe geograficamente consegue exercer uma influência significativa sobre a região Norte, chegando a 9% no décimo mês. No décimo período apenas 54% da variância é explicada pela própria região Norte, os demais 46% são distribuídos entre as demais regiões.

Tabela 10 – ADV da região Nordeste

Período	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
1	2.160062	4.623412	21.09232	6.360055	65.76415
2	5.412792	4.388356	18.06887	19.01069	53.11929
5	7.730394	2.771699	13.60179	19.42929	56.46682
10	9.127829	9.336459	13.86768	12.71854	54.94949

A ADV de todas as regiões mostrou que seus resultados dependem principalmente do porte da região e da proximidade geográfica entre elas. Se verificou que as regiões mais próximas tendem a exercer mais influência que as mais distantes, assim como as regiões maiores a serem mais relevantes que as mais pequenas.

4.9 Modelo com o PIB

Devido à limitação de observações do PIB, as quais não abrangeram todo o período de análise desta pesquisa, foi estimado um modelo em separado para o período com observações disponíveis do PIB. Esse período compreende janeiro de 1990 até março de 2014. Os valores do PIB são mensais em milhões de dólares americanos, a fonte dos dados é o Banco Central do Brasil – Departamento Econômico. Desta forma, foi repetido os passos citados na metodologia de um à sete, mas agora com o PIB no modelo como variável exógena.

O diagnóstico pela FAC e FACP das cinco regiões e do PIB com as variáveis em nível não permitiu identificar a presença da sazonalidade (Apêndices P1, Q1, R1, S1, T1 e U1). Com as variáveis em primeira diferença se verificou a presença de sazonalidade aditiva de periodicidade doze (Apêndices P2, Q2, R2, S2, T2 e U2) a qual foi excluída por médias móveis simples.

Na Tabela 11 é apresentado os testes de estacionaridade, os quais mostraram que todas as variáveis não são estacionárias em nível, mas sim em primeira diferença. A região Sudeste pelo teste DF-GLS seria estacionária em nível já, mas não pelo teste de KPSS, já em primeira diferença os dois testes afirmam que a série é estacionária. A região Sul se mostrou estacionária em primeira diferença apenas pelo teste KPSS. Assim, todas as séries são de ordem de integração um.

Tabela 11 – Teste de estacionaridade do modelo com o PIB

Variável*	DF-GLS**	KPSS***
Sudeste(0)	-3,47	0,25
Sul(4)	-1,34	0,34
Nordeste(0)	-2,91	0,33
Centro-Oeste(0)	-1,72	0,37
Norte(1)	-2,15	0,44
PIB(0)	-1,04	0,4
(d)Sudeste(0)	-16,97	0,04
(d)Sul(14)	-1,51	0,1
(d)Nordeste(11)	-7,62	0,02
(d)Centro-Oeste(0)	-17,14	0,04
(d)Norte(2)	-6,78	0,05
(d)PIB(0)	-15,44	0,06

* O número entre parênteses significa o número de defasagens utilizado no teste DF-GLS pelo critério de BIC.

** Valor crítico da versão com tendência e constante de Elliot, Rothenberg e Stock (1996) a 1% de significância de -3,46.

*** Valor crítico da versão com tendência e constante de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992, Table 1) a 5% de significância de 0,14.

(d) significa que foi dada uma diferença na série.

Fonte: resultados da pesquisa.

Na Tabela 12 tem-se os critérios de informação para escolha da ordem de defasagem do modelo. O critério AIC indicou um modelo com três defasagens enquanto que o critério BIC indicou uma defasagem, pelo princípio da parcimônia e pelo critério BIC ser mais rigoroso a ordem do modelo escolhido foi de uma defasagem.

Tabela 12 – Escolha da ordem de defasagem do modelo com o PIB

Defasagens	AIC	BIC
0	65,781	65,909
1	58,084	58,529
2	57,884	58,647
3	57,769	58,850

Fonte: resultados da pesquisa.

O teste de cointegração de Johansen identificou a presença de cointegração entre as variáveis (Apêndice V) assim o modelo estimado foi um VEC. A ausência de autocorrelação é comprovada pelo teste LM (Apêndice W), a normalidade dos resíduos é pressuposta neste modelo pelos motivos explicados anteriormente e a estabilidade do modelo foi comprovada pelo círculo unitário (Apêndice X).

O vetor de cointegração com os respectivos coeficientes de ajustamento de cada região encontra-se no Apêndice Y. Todos os vetores de cointegração se mostraram significativos a 5% de significância, assim como os coeficientes de ajustamento, apenas o coeficiente da região Sul não se mostrou significativo, indicando que esta região já está em equilíbrio inclusive no curto prazo.

O resultado detalhado do modelo VEC com o PIB que foi estimado com tendência e com constante, pois os dados apresentavam uma tendência determinística, pode ser encontrado no Apêndice Z. Os resultados mostraram que como no modelo sem o PIB, existem relações significativas entre as demandas de energia elétrica das cinco regiões brasileiras o que foi comprovado pela significância estatística dos parâmetros do modelo VEC com o PIB.

As FIR's e ADV's do modelo com o PIB são muito semelhantes as do modelo sem o PIB, pois como o PIB entra no modelo apenas como uma variável exógena ele não afeta diretamente as FIR's e ADV's. Assim, a diferença com o modelo sem o PIB seria apenas o período menor de análise do modelo com o PIB, por esse motivo não foram analisadas as FIR's e ADV's do modelo com o PIB.

5 CONCLUSÃO

Diante dos objetivos desta pesquisa que buscou estudar as possíveis relações existentes no consumo de energia elétrica entre as cinco regiões brasileiras se pode concluir que as relações existem e são significativas.

Por meio dos testes realizados se verificou a ordem de integração das séries, sendo todas de ordem um. Pelo teste de cointegração de Johansen foi identificada a presença de pelo menos um vetor de cointegração, assim o modelo VEC foi apropriado para a análise onde se constatou a relação de equilíbrio de longo prazo existente entre as variáveis além de se estimar o MCE de curto prazo do modelo.

Por meio da FIR se pode verificar como cada região reage a mudanças nas demais regiões. Os resultados foram adequados aos esperados, respeitando as especificidades de cada região.

A decomposição de variância revelou qual a participação de cada região na explicação da variância no decorrer do tempo, seus resultados corroboraram os resultados da FIR. Cada região apresentou um comportamento na ADV, a região Sudeste se mostrou mais autônoma, o que se justifica por ser a maior consumidora do país, já a região Norte se mostrou como a mais dependente e sensível a mudanças em relação às demais regiões.

O modelo com o PIB apresentou resultados muito semelhantes do modelo sem o PIB, estabilidade do modelo, robustez nos resíduos, mesma ordem de integração e presença de cointegração. Apesar do período de análise ser menor para o modelo com o PIB os resultados foram satisfatórios e também comprovaram a existência de relações entre as demandas de energia elétrica das cinco regiões geográficas do Brasil.

Por fim, se conclui que a metodologia foi adequada para atingir os objetivos propostos, os quais foram atingidos. Identificou-se que há influências relevantes entre todas as regiões, o que foi detalhado pela FIR e ADV. Como sugestão para futuras pesquisas sugere-se o mesmo estudo por meio de um modelo Near-VAR/VEC e VAR/VEC-Bayesiano. Ainda se a disponibilidade de dados permitir, seria interessante acrescentar o PIB como variável exógena ao modelo para analisar o impacto que o crescimento da economia causa no modelo, tal variável não pode ser inclusa nesta

pesquisa devido ao pequeno período temporal para o qual os dados do PIB estavam disponíveis, sendo que sua inclusão causaria a perda de muitas observações.

REFERÊNCIAS

BACEN. **Banco Central do Brasil**. Relatório de Estabilidade Financeira – Março/2014. Brasília-DF, 2014. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/htms/estabilidade/2014_03/refCM.pdf>. Acesso em: 31 mai. 2014.

BM. **The World Bank**. Brasil: aspectos gerais. Washington, EUA, 2014. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/pt/country/brazil/overview>>. Acesso em: 26 mai. 2014.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil (1988)**, art. 21 e 175. Brasília, DF, 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004a. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 17 de mai. de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004b. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 de mar. de 2004. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004c. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 de mar. de 2004. p. 2. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 26 de dez. de 1996. p. 28653. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 de mai. de 1998. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em: 10 abr. 2014.

BUENO, R. DE L. DA S. **Econometria de Séries Temporais**. 2ª Edição, São Paulo: CENGAGE Learning, 2011.

CARVALHO, D. B.; ALVES DA SILVA, M. E.; MACIEL DA SILVA, I. E. **Efeitos dos Choques Fiscais Sobre o Mercado de Trabalho Brasileiro**. RBE Rio de Janeiro v. 67 n. 2 / p. 177–200 Abr-Jun 2013.

CASTRO, N. J. DE; ROSENTAL, R. **Nova tendência para a Elasticidade-Renda da Demanda de Energia Elétrica no Brasil**. IFE – Informativo Eletrônico do Setor Elétrico – n.º 2.215 de 3 de mar. 2008.

DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. **Likelihood ratio statistics for autoregressive time series with a unit root**. *Econometrica*, v. *Econometrica* 49, 1981.

ELLIOTT, G.; ROTHENBERG, T. J.; STOCK, J. H. **Efficient tests for an autoregressive unit root**. *Econometrica*, v. 64, n. 4, 1996.

ENDERS, W. **Applied Econometric Time Series**. John Wiley & Sons, Inc., 2009.

ENGLE, R. F.; GRANGER, C. W. J. **Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing**. *Econometrica*, v. *Econometrica* 55, 1987.

ENGSTED, T.; HALDRUP, N. **Multicointegration in stock-flow models**. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 61:237–254, 1999.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011. Seção 3 Mercado Consumidor e Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20111213_1.pdf>. Acesso

em: 27 mai. 2014.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013. Seção 3 Mercado Consumidor e Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 2014.

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2014.

FERNANDES, J. D. P.; **Previsão de produção de energia elétrica a partir do vento**. Repositório Digital da Universidade da Madeira, Dissertações de Mestrado. 24-Fev-2014. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10400.13/548>>. Acesso em: 17 jun. 2014.

FERNANDES, M.; TORO, J. **O mecanismo de transmissão monetária na economia brasileira pós-Plano Real**. Rev. Bras. Econ. vol. 59 n.1 Rio de Janeiro Jan./Mar. 2005

GOZALO, J. **Five alternative methods of estimating long-run equilibrium relationships**. Journal of Econometrics, 60:203–233, 1994.

GRANGER, C. W. J.; LEE, T. H. **Investigation of reproduction, sales and inventory relationships using multicointegration and non-symmetric error correction models**. Journal of Applied Econometrics, 4:145–159, 1989.

GREMAUD, A. P.; VACONCELLOS, M. A. S.; TONETO JUNIOR, R. **Economia Brasileira Contemporânea**. 7ª Edição. São Paulo: Atlas, 2007. Capítulos 20-23.

HIROTA, H. H. **O mercado de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 2006, Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto/SP, 2006. Disponível em <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/96/96131/tde-26042007-114337/pt-br.php>>. Acesso em: 15 nov. 2013.

IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Contas Regionais do Brasil 2011. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasregionais/2011/default_xls_2002_2011.shtm>. Acesso em: 31 mai. 2014.

IPEA. **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**. Macroeconômica, periodicidade mensal, fonte Eletrobrás. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/portal/>>. Acesso em: 26 mai. 2014.

IRFFII, G.; CASTELARII, I.; SIQUEIRAI, M. L.; LINHARES, F. C.; **Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime**. Economia Aplicada, vol. 13 nº 1. Ribeirão Preto Jan./Mar. 2009.

JOHANSEN, S. JUSELIUS, K.; **Maximum likelihood estimation and inference on cointegration with application to the demand of money**. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, v. Statistics, 52, 1990.

JOHANSEN, S. **Statistical analysis of cointegration vectors**. Journal of Economic Dynamics and Control, v. 12, 1988.

KALE, R. V.; POHEKAR, S. D. **Electricity demand and supply scenarios for Maharashtra (India) for 2030: An application of long range energy alternatives planning**. Energy Policy, Volume 72, Pages 1-13, Philadelphia, PA, EUA. Setembro, 2014.

KWIAKOWSKI, D.; PHILLIPS, P. C. B.; SCHMIDT, P.; SHIN, Y. **Testing the alternative of stationary against the alternative of a unit root: how sure are we that economic time series have a unit root**. Journal of Econometrics. p. 159-178, 1992.

LAMOUNIER, W. M.; NOGUEIRA, E. M.; PINHEIRO, L. E. T. **Cointegração entre mercados de capitais emergentes e mercados desenvolvidos e seus impactos sobre a diversificação internacional de portfólios**. 30º Encontro da ANPAD, 23 a 27 de set. de 2006. Salvador/BA.

LEITE, S. Q. **Projeções para a demanda por energia elétrica no Brasil, 2006-2015**. Dissertação de Mestrado Profissionalizante apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia das Faculdades Ibmecc. Rio de Janeiro, 2006.

LIM, K.-.; YE LIM, S.-.; YOO, S.-H. **Short- and long-run elasticities of electricity demand in the Korean service sector**. Energy Policy, Volume 67, Pages 517-521, Philadelphia, PA, EUA. Abril, 2014.

LIN, B.; OUYANG, X. **Electricity demand and conservation potential in the Chinese nonmetallic mineral products industry**. Energy Policy, Volume 68, Pages 243-253, Philadelphia, PA, EUA. Maio, 2014.

LOPES, H. F.; LIMA, E. C. R. **Cointegração: Enfoques Clássico e Bayesiano**. Minicurso, 6ª Escola de Séries Temporais e Econometria, ABE – Associação Brasileira de Estatística, SBE – Sociedade Brasileira de Econometria, DEST/CCE – UFES,

Vitória/ES, 31/jul. – 2/ago. 1995.

LÜTKEPOHL, H. **Introduction to Multiple Time Series Analysis**. Springer Verlag, New York, 1991.

MADDALA, G. S. **Introdução à Econometria**. 3ª Edição, Rio de Janeiro, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2003.

MACKINNON, J. G.; HAUG, A. A.; MICHELIS, L. **Numerical distribution functions of likelihood ratio tests for cointegration**. *Journal of Applied Econometrics*, 14, 563-577, 1999.

MATTOS, L. B. **Uma Estimativa da Demanda Industrial de Energia Elétrica no Brasil: 1974-2002**. *Organ. Rurais Agroind.*, Lavras, v. 7, n. 2, p. 238-246, 2005.

MELO, M. M. **Fatores Macroeconômicos Determinantes do Mercado Imobiliário do Estado do Ceará**. *Nexus Econômicos – CME-UFBA*, Vol. VI – nº. 10 – junho de 2012, Salvador, BA Disponível em: <file:///C:/Documents%20and%20Settings/Usu%C3%A1rio/Desktop/7951-21229-1-PB.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2014.

MENEZES, M. L. DE; CASSIANO, K. M.; SOUZA, R. M. DE; TEXEIRA JÚNIOR, L. A.; PESSANHA, J. F. M.; CASTRO SOUZA, R; **Modelagem e Previsão de Demanda de Energia com Filtragem SSA**. *Revista da Estatística UFOP*, Vol III(2), Pág.170-187, 2014. Disponível em: <<http://www.cead.ufop.br/jornal/index.php/rest/article/view/513/417>>. Acesso em: 17 jun. 2014

MME. **Ministério de Minas e Energia**. Conselhos e Comitês - CMSE. Brasília-DF, 2014. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html>. Acesso em: 10 abr. 2014.

MORETTIN, P. A. **Econometria Financeira: um curso em séries temporais financeiras**. 2ª Edição, São Paulo: Blucher, 2011.

NASCIMENTO, H. H. S. do; **Planejamento de mercado de energia elétrica no novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro pela aplicação de análise de componente principal como método de combinação de previsões**. DSpace da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2013, Campo Grande, MS. Disponível em:

<<http://repositorio.cbc.ufms.br:8080/jspui/handle/123456789/1930>>. Acesso em: 17 jun. 2014.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Conheça o Sistema / O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 1 nov. 2013.

PDE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2022.pdf>>. Acesso em: 1 nov. 2013.

PEREIRA, L. de C. **O risco operacional em instituições financeiras e a influência de fatores do ambiente externo**. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Economia. Florianópolis/SC, 2004. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/87922>>. Acesso em: 18 jun. 2014.

PEREIRA, L. DE C., MEURER, R. **A Influência do Ambiente Externo no Risco Operacional das Instituições Financeiras: uma análise empírica para fraudes**. R. Bras. Eco. de Emp. Brasília, DF, 2005; 5(2): 45-60. Disponível em: <<http://portalrevistas.ucb.br/index.php/rbee/article/viewFile/4250/2608>>. Acesso em: 18 jun. 2014.

PRADO, J. R. do.; SAFADI, T.; SILVA, J. P. da; **Modelagem de series temporais de demanda de energia elétrica da Universidade Federal de Lavras**, correspondentes ao período de 1995 a 2013. Revista da Estatística UFOP, Vol III, 2014. Disponível em: <file:///C:/Documents%20and%20Settings/Usu%C3%A1rio/Desktop/637-1346-1-SM.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2014.

RAHBK, A., HANSEN, E.; DENNIS, J. G. **ARCH innovations and their impact on cointegration rank testing**. Preprint 22, Department of Theoretical Statistics, University of Copenhagen, 2002.

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. **A Demanda por Energia Elétrica no Brasil**. RBE Rio de Janeiro 58(1):67-99 jan/mar 2004.

SHENG, Y.; SHI, X.; ZHANG, D. **Economic growth, regional disparities and energy demand in China**. Energy Policy, Volume 71, Pages 31-39, Philadelphia, PA, EUA. Agosto, 2014.

SILVAPULLE, P. S.; PODIVINSKY, J. M. **The effect of non-normal disturbances and conditional heteroskedasticity on multiple cointegration tests**. Journal of Statistical Computation and Simulation, 65:173–189, 2000.

SIMS, C. **Macroeconomics and Reality**. Econometrica, v. 48, p. 1-49, 1980.

SIQUEIRA, M. L.; HOLLANDA, H. **A Demanda Setorial por Energia Elétrica no Pós-Racionamento de 2001: Previsões de Longo Prazo para o Nordeste Brasileiro**. Trabalho Submetido ao X Encontro Regional de Economia. [S.l.: s.n.], mai. 2005.

SIQUEIRA, M. S. **Política Monetária e Inflação no Brasil: Uma Análise pela Função Impulso-Resposta Generalizada**. Dissertação de Mestrado: Fundação Getúlio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia Mestrado em Finanças e Economia Empresarial, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/298/2273.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 18 jun. 2014.

SOUZA, A. M.; et al. Electrical energy supply for Rio Grande do Sul, Brazil, using forecast combination of weighted eigenvalues. Bauru/SP: GEPROS. **Gestão da Produção, Operações e Sistemas** – Ano 6, nº 3, Jul-Set/2011, p. 23-39. Disponível em: <<http://revista.feb.unesp.br/index.php/gepros/article/view/597/364>>. Acesso em: 10 nov. 2014.

SOUZA, F. M.; SOUZA, A. M.; MENEZES, R. Análise Empírica do Número de Consumidores e do Consumo de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul por meio de Modelos Matemáticos. Revista Online, **Espacios**. Vol. 34 (1) 2013. Pág. 2. Disponível em: <<http://www.revistaespacios.com/a13v34n01/13340102.html>>. Acesso em: 18 nov. 2013.

VENÂNCIO, M. M.; LÍRIO, V. S.; BORGES, S. L.; BRAGA, M. J.; GOMES, M. F. M. **Análise da Dinâmica e do Desempenho da Indústria Sucroenergética Nacional**. Revista Economia Ensaios, Uberlândia (MG), 28 (1), p.79-94, Jul./Dez. 2013. Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/revistaeconomiaensaios/article/view/26521/14430>>. Acesso em: 18 jun. 2014.

WOOLDRIDGE, J. M. **Introdução à Econometria: uma Abordagem Moderna**. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

Apêndices

Apêndice A – FAC e FACP da região Sudeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.985	0.985	413.28	0.000
		2 0.973	0.085	817.27	0.000
		3 0.961	0.019	1212.5	0.000
		4 0.950	0.036	1599.9	0.000
		5 0.942	0.075	1981.3	0.000
		6 0.932	-0.043	2355.4	0.000
		7 0.923	0.042	2723.6	0.000
		8 0.913	-0.040	3084.6	0.000
		9 0.906	0.090	3440.9	0.000
		10 0.898	-0.007	3792.1	0.000
		11 0.891	0.036	4138.8	0.000
		12 0.885	0.019	4481.6	0.000
		13 0.875	-0.134	4817.0	0.000
		14 0.866	0.037	5146.7	0.000
		15 0.856	-0.043	5469.5	0.000
		16 0.847	0.024	5786.6	0.000
		17 0.840	0.052	6099.3	0.000
		18 0.831	-0.045	6406.1	0.000
		19 0.823	0.002	6707.7	0.000
		20 0.815	0.008	7003.8	0.000
		21 0.807	-0.003	7295.1	0.000
		22 0.800	0.028	7582.0	0.000
		23 0.794	0.020	7865.1	0.000
		24 0.785	-0.091	8142.6	0.000

Apêndice B – FAC e FACP da região Sudeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.294	-0.294	36.652	0.000
		2 0.048	-0.042	37.618	0.000
		3 -0.060	-0.064	39.167	0.000
		4 -0.185	-0.241	53.761	0.000
		5 0.149	0.024	63.318	0.000
		6 -0.093	-0.058	67.063	0.000
		7 0.120	0.054	73.321	0.000
		8 -0.155	-0.152	83.661	0.000
		9 -0.014	-0.088	83.747	0.000
		10 -0.074	-0.153	86.108	0.000
		11 -0.067	-0.152	88.038	0.000
		12 0.348	0.243	141.00	0.000
		13 -0.163	-0.009	152.63	0.000
		14 0.094	-0.005	156.51	0.000
		15 -0.058	0.010	158.00	0.000
		16 -0.216	-0.197	178.64	0.000
		17 0.203	0.027	196.89	0.000
		18 -0.074	0.007	199.29	0.000
		19 0.107	-0.006	204.42	0.000
		20 -0.025	0.040	204.70	0.000
		21 -0.099	-0.068	209.08	0.000
		22 -0.035	-0.067	209.62	0.000
		23 0.060	0.103	211.23	0.000
		24 0.143	0.043	220.43	0.000

Apêndice C – FAC e FACP da região Sul em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.989	0.989	416.44	0.000
		2	0.975	-0.121	822.24	0.000
		3	0.964	0.142	1220.0	0.000
		4	0.955	0.034	1611.0	0.000
		5	0.946	0.049	1996.3	0.000
		6	0.939	0.036	2376.5	0.000
		7	0.932	0.012	2751.7	0.000
		8	0.925	0.018	3122.2	0.000
		9	0.919	0.052	3488.8	0.000
		10	0.913	0.014	3851.9	0.000
		11	0.908	0.015	4211.5	0.000
		12	0.901	-0.037	4568.8	0.000
		13	0.892	-0.115	4915.7	0.000
		14	0.882	-0.017	5257.5	0.000
		15	0.873	0.001	5593.1	0.000
		16	0.864	-0.017	5922.5	0.000
		17	0.856	0.066	6247.1	0.000
		18	0.850	0.002	6567.5	0.000
		19	0.843	0.003	6883.7	0.000
		20	0.836	0.019	7195.7	0.000
		21	0.831	0.036	7504.4	0.000
		22	0.826	0.037	7810.5	0.000
		23	0.822	0.001	8113.9	0.000
		24	0.814	-0.107	8412.5	0.000

Apêndice D – FAC e FACP da região Sul em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.022	0.022	0.2140	0.644
		2	-0.141	-0.142	8.7082	0.013
		3	-0.083	-0.078	11.659	0.009
		4	-0.207	-0.229	29.915	0.000
		5	-0.016	-0.039	30.026	0.000
		6	-0.014	-0.097	30.116	0.000
		7	-0.155	-0.221	40.535	0.000
		8	-0.085	-0.193	43.692	0.000
		9	-0.057	-0.203	45.120	0.000
		10	-0.096	-0.308	49.151	0.000
		11	0.199	-0.069	66.320	0.000
		12	0.421	0.272	143.70	0.000
		13	0.072	0.066	145.99	0.000
		14	0.042	0.151	146.75	0.000
		15	-0.116	0.052	152.67	0.000
		16	-0.200	-0.025	170.33	0.000
		17	-0.002	0.007	170.33	0.000
		18	-0.036	0.032	170.89	0.000
		19	-0.102	0.009	175.50	0.000
		20	-0.092	-0.066	179.26	0.000
		21	-0.185	-0.191	194.52	0.000
		22	0.039	-0.043	195.20	0.000
		23	0.302	0.074	236.03	0.000
		24	0.329	0.202	284.55	0.000

Apêndice E – FAC e FACP da região Nordeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.989	0.989	416.55	0.000
		2	0.980	0.088	826.43	0.000
		3	0.970	-0.032	1229.0	0.000
		4	0.960	-0.002	1624.6	0.000
		5	0.951	0.035	2013.8	0.000
		6	0.941	-0.044	2395.9	0.000
		7	0.933	0.056	2772.1	0.000
		8	0.924	-0.020	3142.1	0.000
		9	0.916	0.022	3506.3	0.000
		10	0.909	0.042	3865.6	0.000
		11	0.900	-0.029	4219.4	0.000
		12	0.893	0.005	4568.0	0.000
		13	0.883	-0.103	4909.7	0.000
		14	0.874	0.041	5245.6	0.000
		15	0.865	-0.011	5575.3	0.000
		16	0.857	0.025	5899.4	0.000
		17	0.849	0.036	6218.8	0.000
		18	0.841	-0.030	6532.6	0.000
		19	0.834	0.030	6841.8	0.000
		20	0.826	-0.019	7146.0	0.000
		21	0.819	0.029	7445.8	0.000
		22	0.812	0.006	7741.5	0.000
		23	0.804	-0.053	8032.0	0.000
		24	0.797	0.044	8318.5	0.000

Apêndice F – FAC e FACP da região Nordeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.243	-0.243	24.996	0.000
		2	-0.020	-0.084	25.166	0.000
		3	0.016	-0.010	25.282	0.000
		4	-0.152	-0.162	35.159	0.000
		5	0.111	0.035	40.413	0.000
		6	-0.108	0.097	45.470	0.000
		7	0.086	0.047	48.877	0.000
		8	-0.105	-0.117	53.440	0.000
		9	-0.076	-0.114	55.928	0.000
		10	-0.014	-0.121	56.008	0.000
		11	-0.187	-0.242	71.239	0.000
		12	0.494	0.391	177.82	0.000
		13	-0.206	-0.069	196.43	0.000
		14	0.019	0.001	196.58	0.000
		15	-0.046	-0.156	197.51	0.000
		16	-0.127	-0.061	204.64	0.000
		17	0.155	0.004	215.27	0.000
		18	-0.142	0.095	224.26	0.000
		19	0.108	-0.024	229.42	0.000
		20	-0.078	-0.084	232.11	0.000
		21	-0.051	-0.011	233.29	0.000
		22	0.071	0.021	235.55	0.000
		23	-0.168	-0.068	248.15	0.000
		24	0.440	0.193	335.24	0.000

Apêndice G – FAC e FACP da região Centro-Oeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.990	0.990	417.41	0.000
		2	0.979	-0.028	826.90	0.000
		3	0.969	0.019	1228.9	0.000
		4	0.960	0.027	1624.0	0.000
		5	0.950	-0.000	2012.5	0.000
		6	0.941	-0.026	2393.8	0.000
		7	0.930	-0.036	2767.6	0.000
		8	0.919	-0.023	3133.6	0.000
		9	0.910	0.073	3493.2	0.000
		10	0.903	0.086	3847.9	0.000
		11	0.896	0.000	4197.9	0.000
		12	0.888	-0.020	4542.7	0.000
		13	0.879	-0.082	4881.2	0.000
		14	0.869	-0.010	5213.1	0.000
		15	0.859	-0.024	5538.6	0.000
		16	0.851	0.030	5858.3	0.000
		17	0.842	0.012	6172.5	0.000
		18	0.833	-0.038	6480.5	0.000
		19	0.823	0.005	6782.2	0.000
		20	0.814	0.002	7077.8	0.000
		21	0.806	0.057	7368.4	0.000
		22	0.799	0.025	7654.8	0.000
		23	0.792	-0.004	7937.0	0.000
		24	0.785	-0.028	8214.5	0.000

Apêndice H – FAC e FACP da região Centro-Oeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.104	0.104	4.5747	0.032
		2	-0.193	-0.206	20.465	0.000
		3	-0.281	-0.248	54.082	0.000
		4	-0.205	-0.217	72.142	0.000
		5	0.122	0.052	78.489	0.000
		6	0.231	0.090	101.42	0.000
		7	0.098	0.020	105.57	0.000
		8	-0.208	-0.185	124.28	0.000
		9	-0.333	-0.243	172.46	0.000
		10	-0.162	-0.181	183.88	0.000
		11	0.185	0.020	198.79	0.000
		12	0.455	0.273	289.18	0.000
		13	0.179	0.117	303.12	0.000
		14	-0.090	0.094	306.65	0.000
		15	-0.301	-0.066	346.55	0.000
		16	-0.239	-0.152	371.73	0.000
		17	0.151	0.004	381.76	0.000
		18	0.199	-0.069	399.35	0.000
		19	0.131	0.033	406.94	0.000
		20	-0.154	-0.008	417.55	0.000
		21	-0.331	-0.060	466.41	0.000
		22	-0.145	-0.032	475.82	0.000
		23	0.196	0.058	493.03	0.000
		24	0.384	0.103	559.30	0.000

Apêndice I – FAC e FACP da região Norte em nível

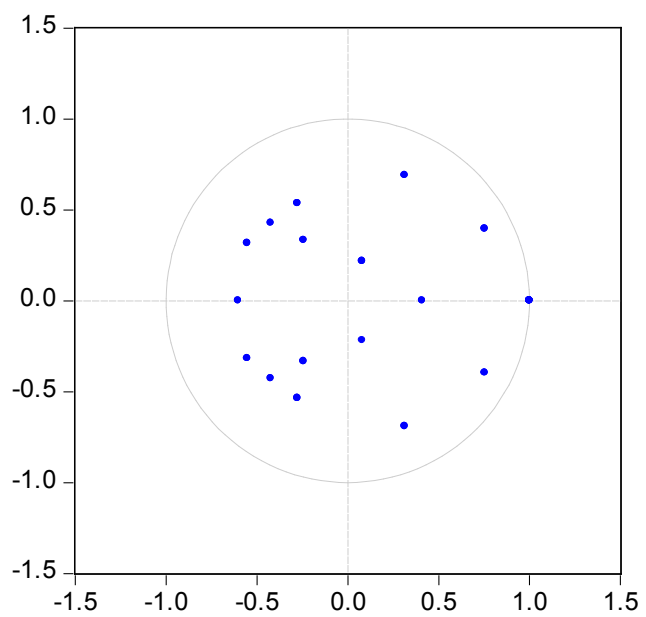
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.991	0.991	418.25	0.000
		2	0.983	0.080	831.09	0.000
		3	0.975	-0.054	1237.7	0.000
		4	0.965	-0.074	1637.1	0.000
		5	0.957	0.067	2030.7	0.000
		6	0.947	-0.031	2417.7	0.000
		7	0.940	0.066	2799.4	0.000
		8	0.932	0.009	3176.0	0.000
		9	0.925	0.022	3547.6	0.000
		10	0.919	0.029	3915.1	0.000
		11	0.912	0.003	4278.3	0.000
		12	0.906	-0.011	4637.3	0.000
		13	0.898	-0.072	4991.0	0.000
		14	0.892	0.050	5340.5	0.000
		15	0.884	-0.057	5684.6	0.000
		16	0.876	-0.000	6023.5	0.000
		17	0.868	-0.026	6357.0	0.000
		18	0.860	0.003	6685.0	0.000
		19	0.852	0.030	7008.2	0.000
		20	0.845	-0.014	7326.4	0.000
		21	0.838	0.042	7640.3	0.000
		22	0.831	0.005	7950.2	0.000
		23	0.824	-0.042	8255.4	0.000
		24	0.818	0.016	8556.6	0.000

Apêndice J – FAC e FACP da região Norte em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.200	-0.200	16.958	0.000
		2	0.054	0.015	18.216	0.000
		3	0.021	0.036	18.405	0.000
		4	-0.233	-0.232	41.568	0.000
		5	0.052	-0.042	42.722	0.000
		6	-0.148	-0.140	52.190	0.000
		7	-0.015	-0.075	52.282	0.000
		8	-0.143	-0.234	61.085	0.000
		9	-0.025	-0.125	61.348	0.000
		10	0.014	-0.106	61.438	0.000
		11	-0.047	-0.133	62.380	0.000
		12	0.513	0.433	177.34	0.000
		13	-0.107	0.068	182.38	0.000
		14	0.085	0.030	185.57	0.000
		15	-0.071	-0.130	187.78	0.000
		16	-0.101	0.050	192.29	0.000
		17	0.009	-0.047	192.32	0.000
		18	-0.199	-0.144	209.81	0.000
		19	0.072	0.024	212.13	0.000
		20	-0.172	-0.070	225.37	0.000
		21	-0.022	-0.066	225.59	0.000
		22	0.101	0.058	230.19	0.000
		23	-0.105	-0.098	235.12	0.000
		24	0.511	0.260	352.63	0.000

Apêndice L – Estatística LM

Defasagens	Estatística LM	Probabilidade
1	132.4517	0.0000
2	92.67092	0.0000
3	80.09062	0.0000
4	92.33506	0.0000
5	53.16484	0.0009
6	50.19343	0.0020
7	36.76022	0.0608
8	20.58752	0.7154

Apêndice M – Círculo Unitário

Apêndice N – Vetor de cointegração

	Vetor de Cointegração*	Coefficientes de ajustamento**
Sudeste	1.000000	-0.001615 (0.00150) [-1.07503]
Sul	21.79188 -2.12757 [10.2426]	-0.010658 (0.00140) [-7.59151]
Nordeste	6.785177 (2.06032) [3.29327]	-0.002933 (0.00139) [-2.11002]
Centro-Oeste	-17.63977 (2.05589) [-8.58012]	0.010076 (0.00194) [5.18892]
Norte	-2.617712 (0.51199) [-5.11280]	0.015954 (0.00225) [7.09164]
Tendência	-0.012216 (0.00570) [-2.14361]	
Constante	-97.41752	

Desvios-padrão entre () e estatística t entre [].

*coeficientes das variáveis defasadas.

**para as variáveis em primeira diferença.

Fonte: resultados da pesquisa.

Apêndice O – Parâmetros do modelo VEC

	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
Sudeste(-1)	-0.649237 (0.06017) [-10.7902]	0.026293 (0.05624) [0.46751]	0.073332 (0.05568) [1.31694]	0.121351 (0.07779) [1.55999]	-0.049671 (0.09012) [-0.55115]
Sudeste(-2)	-0.101528 (0.07155) [-1.41901]	0.152412 (0.06688) [2.27897]	0.156027 (0.06622) [2.35636]	0.247488 (0.09250) [2.67550]	0.011318 (0.10717) [0.10562]
Sudeste(-3)	0.064534 (0.05945) [1.08544]	-0.003114 (0.05557) [-0.05604]	0.086600 (0.05502) [1.57389]	0.110428 (0.07687) [1.43663]	0.017447 (0.08905) [0.19592]
Sul(-1)	0.347213 (0.05821) [5.96511]	-0.029288 (0.05441) [-0.53832]	0.225354 (0.05387) [4.18342]	0.057788 (0.07525) [0.76791]	0.094427 (0.08718) [1.08308]
Sul(-2)	0.090661 (0.05844) [1.55132]	-0.073573 (0.05463) [-1.34684]	0.064446 (0.05408) [1.19158]	-0.076286 (0.07556) [-1.00966]	-0.320121 (0.08753) [-3.65709]
Sul(-3)	-0.037376 (0.05864) [-0.63743]	0.026085 (0.05481) [0.47593]	-0.087352 (0.05427) [-1.60971]	-0.304959 (0.07581) [-4.02277]	-0.342420 (0.08783) [-3.89882]
Nordeste(-1)	0.287347 (0.06689) [4.29572]	0.104829 (0.06252) [1.67660]	-0.330571 (0.06191) [-5.33995]	-0.143525 (0.08648) [-1.65962]	-0.306321 (0.10019) [-3.05736]
Nordeste(-2)	0.044254 (0.07046) [0.62806]	0.066354 (0.06586) [1.00749]	-0.272472 (0.06521) [-4.17848]	-0.507906 (0.09110) [-5.57557]	-0.295887 (0.10554) [-2.80363]
Nordeste(-3)	-0.002419 (0.06925) [-0.03492]	0.095583 (0.06473) [1.47662]	-0.059521 (0.06409) [-0.92872]	-0.175544 (0.08953) [-1.96069]	-0.189087 (0.10373) [-1.82294]
Centro-Oeste(-1)	0.106253 (0.04313) [2.46349]	-0.225408 (0.04032) [-5.59110]	0.163768 (0.03992) [4.10280]	0.012396 (0.05576) [0.22230]	0.753294 (0.06460) [11.6604]

Centro-Oeste(-2)	-0.000328 (0.04429) [-0.00741]	-0.273529 (0.04140) [-6.60757]	0.182264 (0.04099) [4.44697]	0.044655 (0.05726) [0.77990]	0.595600 (0.06633) [8.97874]
Centro-Oeste(-3)	-0.089521 (0.04452) [-2.01060]	-0.164519 (0.04162) [-3.95310]	0.017219 (0.04121) [0.41789]	-0.135108 (0.05756) [-2.34711]	0.177391 (0.06669) [2.65995]
Norte(-1)	-0.043139 (0.03810) [-1.13213]	-0.102431 (0.03562) [-2.87590]	-0.105225 (0.03526) [-2.98393]	0.028774 (0.04926) [0.58408]	-0.414841 (0.05707) [-7.26855]
Norte(-2)	0.002151 (0.03923) [0.05482]	-0.133447 (0.03667) [-3.63900]	-0.022086 (0.03631) [-0.60828]	0.053321 (0.05072) [1.05125]	0.137962 (0.05876) [2.34776]
Norte(-3)	0.062710 (0.03557) [1.76293]	-0.000810 (0.03325) [-0.02435]	0.018983 (0.03292) [0.57664]	-0.029577 (0.04599) [-0.64313]	0.215672 (0.05328) [4.04790]
Constante	0.001361 (0.00162) [0.83795]	0.008961 (0.00152) [5.90326]	0.004083 (0.00150) [2.71629]	0.009865 (0.00210) [4.69827]	0.004976 (0.00243) [2.04576]




















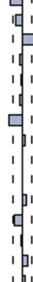







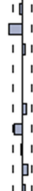
















Desvios-padrão entre () e estatística t entre [].

Fonte: resultados da pesquisa.



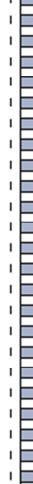





















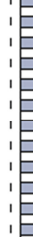
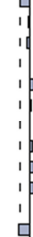




















Apêndice P1 – FAC e FACP da região Sudeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.982	0.982	283.73	0.000	
2	0.959	-0.159	555.33	0.000	
3	0.942	0.179	818.23	0.000	
4	0.928	0.012	1074.0	0.000	
5	0.916	0.075	1323.9	0.000	
6	0.905	0.040	1569.0	0.000	
7	0.895	0.015	1809.5	0.000	
8	0.886	0.041	2045.9	0.000	
9	0.879	0.062	2279.3	0.000	
10	0.872	0.018	2510.1	0.000	
11	0.866	0.034	2738.6	0.000	
12	0.857	-0.074	2963.2	0.000	
13	0.843	-0.137	3180.9	0.000	
14	0.827	-0.014	3391.2	0.000	
15	0.811	-0.029	3594.6	0.000	
16	0.798	0.006	3791.9	0.000	
17	0.787	0.053	3984.6	0.000	
18	0.778	0.017	4173.6	0.000	
19	0.769	-0.007	4358.8	0.000	
20	0.760	0.031	4540.6	0.000	
21	0.754	0.042	4720.0	0.000	
22	0.749	0.061	4898.0	0.000	
23	0.745	-0.002	5074.5	0.000	
24	0.734	-0.139	5246.5	0.000	

Apêndice P2 – FAC e FACP da região Sudeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.183	-0.183	9.8300	0.002
		2 -0.010	-0.045	9.8585	0.007
		3 -0.096	-0.110	12.563	0.006
		4 -0.165	-0.215	20.619	0.000
		5 0.099	0.015	23.509	0.000
		6 -0.041	-0.051	24.021	0.001
		7 0.114	0.064	27.917	0.000
		8 -0.150	-0.151	34.632	0.000
		9 -0.056	-0.105	35.580	0.000
		10 -0.092	-0.157	38.122	0.000
		11 -0.015	-0.090	38.191	0.000
		12 0.313	0.224	67.984	0.000
		13 -0.099	-0.034	70.966	0.000
		14 0.047	-0.009	71.653	0.000
		15 -0.094	-0.033	74.388	0.000
		16 -0.181	-0.175	84.495	0.000
		17 0.149	0.037	91.386	0.000
		18 -0.001	0.005	91.386	0.000
		19 0.101	0.002	94.583	0.000
		20 -0.008	0.058	94.605	0.000
		21 -0.137	-0.101	100.54	0.000
		22 -0.022	-0.017	100.69	0.000
		23 0.052	0.073	101.57	0.000
		24 0.142	0.029	108.00	0.000

Apêndice Q1 – FAC e FACP da região Sul em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.982	0.982	283.73	0.000
		2 0.959	-0.159	555.33	0.000
		3 0.942	0.179	818.23	0.000
		4 0.928	0.012	1074.0	0.000
		5 0.916	0.075	1323.9	0.000
		6 0.905	0.040	1569.0	0.000
		7 0.895	0.015	1809.5	0.000
		8 0.886	0.041	2045.9	0.000
		9 0.879	0.062	2279.3	0.000
		10 0.872	0.018	2510.1	0.000
		11 0.866	0.034	2738.6	0.000
		12 0.857	-0.074	2963.2	0.000
		13 0.843	-0.137	3180.9	0.000
		14 0.827	-0.014	3391.2	0.000
		15 0.811	-0.029	3594.6	0.000
		16 0.798	0.006	3791.9	0.000
		17 0.787	0.053	3984.6	0.000
		18 0.778	0.017	4173.6	0.000
		19 0.769	-0.007	4358.8	0.000
		20 0.760	0.031	4540.6	0.000
		21 0.754	0.042	4720.0	0.000
		22 0.749	0.061	4898.0	0.000
		23 0.745	-0.002	5074.5	0.000
		24 0.734	-0.139	5246.5	0.000

Apêndice Q2 – FAC e FACP da região Sul em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.034	0.034	0.3399	0.560
		2 -0.147	-0.148	6.6986	0.035
		3 -0.078	-0.069	8.4986	0.037
		4 -0.212	-0.236	21.843	0.000
		5 -0.023	-0.039	22.007	0.001
		6 -0.006	-0.091	22.019	0.001
		7 -0.169	-0.234	30.587	0.000
		8 -0.085	-0.189	32.742	0.000
		9 -0.063	-0.215	33.940	0.000
		10 -0.104	-0.318	37.217	0.000
		11 0.213	-0.065	51.009	0.000
		12 0.431	0.274	107.52	0.000
		13 0.084	0.076	109.65	0.000
		14 0.048	0.164	110.35	0.000
		15 -0.127	0.045	115.32	0.000
		16 -0.205	-0.020	128.27	0.000
		17 -0.016	-0.014	128.34	0.000
		18 -0.033	0.030	128.69	0.000
		19 -0.109	-0.003	132.43	0.000
		20 -0.093	-0.071	135.15	0.000
		21 -0.200	-0.214	147.70	0.000
		22 0.038	-0.051	148.16	0.000
		23 0.327	0.084	182.14	0.000
		24 0.331	0.200	217.10	0.000

Apêndice R1 – FAC e FACP da região Nordeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.982	0.982	283.80	0.000
		2 0.969	0.107	560.82	0.000
		3 0.954	-0.024	830.51	0.000
		4 0.940	-0.006	1093.1	0.000
		5 0.928	0.045	1349.6	0.000
		6 0.913	-0.062	1598.8	0.000
		7 0.901	0.072	1842.6	0.000
		8 0.888	-0.026	2080.2	0.000
		9 0.877	0.034	2312.6	0.000
		10 0.868	0.064	2541.0	0.000
		11 0.857	-0.016	2764.8	0.000
		12 0.848	0.006	2984.6	0.000
		13 0.833	-0.162	3197.2	0.000
		14 0.821	0.046	3404.5	0.000
		15 0.807	-0.016	3605.8	0.000
		16 0.796	0.053	3802.3	0.000
		17 0.787	0.052	3995.0	0.000
		18 0.776	-0.030	4182.9	0.000
		19 0.767	0.034	4367.4	0.000
		20 0.757	-0.026	4547.5	0.000
		21 0.748	0.026	4724.3	0.000
		22 0.741	0.022	4898.2	0.000
		23 0.731	-0.059	5068.0	0.000
		24 0.723	0.053	5235.1	0.000

Apêndice R2 – FAC e FACP da região Nordeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.246	-0.246	17.793	0.000
		2 -0.028	-0.095	18.026	0.000
		3 0.013	-0.020	18.073	0.000
		4 -0.158	-0.174	25.475	0.000
		5 0.126	0.043	30.185	0.000
		6 -0.109	-0.096	33.744	0.000
		7 0.099	0.062	36.695	0.000
		8 -0.100	-0.108	39.711	0.000
		9 -0.088	-0.117	42.030	0.000
		10 -0.018	-0.135	42.124	0.000
		11 -0.184	-0.244	52.390	0.000
		12 0.512	0.409	132.28	0.000
		13 -0.221	-0.081	147.19	0.000
		14 0.016	0.006	147.27	0.000
		15 -0.058	-0.179	148.30	0.000
		16 -0.124	-0.041	153.05	0.000
		17 0.154	-0.018	160.44	0.000
		18 -0.130	-0.073	165.71	0.000
		19 0.111	-0.037	169.58	0.000
		20 -0.079	-0.088	171.55	0.000
		21 -0.065	-0.018	172.89	0.000
		22 0.073	0.027	174.59	0.000
		23 -0.181	-0.091	184.94	0.000
		24 0.455	0.183	250.82	0.000

Apêndice S1 – FAC e FACP da região Centro-Oeste em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.986	0.986	285.57	0.000
		2 0.970	-0.058	562.95	0.000
		3 0.955	0.041	832.98	0.000
		4 0.942	0.037	1096.5	0.000
		5 0.929	0.005	1353.9	0.000
		6 0.916	-0.032	1604.7	0.000
		7 0.900	-0.053	1848.1	0.000
		8 0.885	-0.030	2083.9	0.000
		9 0.872	0.097	2313.8	0.000
		10 0.863	0.097	2539.6	0.000
		11 0.854	0.019	2761.9	0.000
		12 0.844	-0.048	2979.6	0.000
		13 0.831	-0.101	3191.2	0.000
		14 0.816	-0.031	3396.4	0.000
		15 0.802	-0.038	3595.1	0.000
		16 0.790	0.058	3788.7	0.000
		17 0.779	0.031	3977.6	0.000
		18 0.766	-0.047	4161.0	0.000
		19 0.753	0.011	4338.7	0.000
		20 0.739	-0.015	4510.7	0.000
		21 0.729	0.065	4678.3	0.000
		22 0.720	0.027	4842.6	0.000
		23 0.712	-0.007	5003.7	0.000
		24 0.702	-0.040	5161.0	0.000

Apêndice S2 – FAC e FACP da região Centro-Oeste em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.155	0.155	7.0763	0.008
		2 -0.222	-0.253	21.610	0.000
		3 -0.308	-0.247	49.667	0.000
		4 -0.207	-0.202	62.390	0.000
		5 0.118	0.050	66.501	0.000
		6 0.251	0.089	85.243	0.000
		7 0.106	0.010	88.584	0.000
		8 -0.231	-0.209	104.62	0.000
		9 -0.347	-0.233	140.81	0.000
		10 -0.186	-0.202	151.32	0.000
		11 0.203	0.036	163.85	0.000
		12 0.483	0.272	234.81	0.000
		13 0.193	0.096	246.16	0.000
		14 -0.097	0.098	249.06	0.000
		15 -0.338	-0.102	284.17	0.000
		16 -0.243	-0.144	302.47	0.000
		17 0.153	0.007	309.77	0.000
		18 0.214	-0.092	324.06	0.000
		19 0.146	0.050	330.70	0.000
		20 -0.176	-0.031	340.38	0.000
		21 -0.349	-0.066	378.63	0.000
		22 -0.169	-0.043	387.63	0.000
		23 0.222	0.068	403.20	0.000
		24 0.399	0.075	453.98	0.000

Apêndice T1 – FAC e FACP da região Norte em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.984	0.984	284.70	0.000
		2 0.971	0.084	562.86	0.000
		3 0.956	-0.055	833.53	0.000
		4 0.939	-0.087	1095.6	0.000
		5 0.926	0.094	1351.0	0.000
		6 0.910	-0.035	1599.0	0.000
		7 0.899	0.091	1841.4	0.000
		8 0.888	0.018	2078.8	0.000
		9 0.878	0.043	2311.6	0.000
		10 0.869	0.038	2541.0	0.000
		11 0.862	0.023	2767.0	0.000
		12 0.854	0.002	2990.0	0.000
		13 0.843	-0.104	3208.2	0.000
		14 0.834	0.041	3422.4	0.000
		15 0.822	-0.094	3631.1	0.000
		16 0.810	0.012	3834.4	0.000
		17 0.798	0.004	4032.6	0.000
		18 0.787	0.035	4225.8	0.000
		19 0.777	0.036	4415.2	0.000
		20 0.767	-0.021	4600.4	0.000
		21 0.759	0.043	4782.5	0.000
		22 0.752	0.010	4961.7	0.000
		23 0.743	-0.051	5137.4	0.000
		24 0.736	0.018	5310.3	0.000

Apêndice T2 – FAC e FACP da região Norte em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.204	-0.204	12.223	0.000
		2 0.048	0.007	12.914	0.002
		3 0.016	0.029	12.991	0.005
		4 -0.240	-0.242	30.013	0.000
		5 0.053	-0.048	30.839	0.000
		6 -0.151	-0.149	37.670	0.000
		7 -0.014	-0.084	37.730	0.000
		8 -0.147	-0.252	44.240	0.000
		9 -0.028	-0.149	44.471	0.000
		10 0.012	-0.138	44.518	0.000
		11 -0.051	-0.175	45.293	0.000
		12 0.513	0.405	125.42	0.000
		13 -0.108	0.056	128.97	0.000
		14 0.081	0.021	131.00	0.000
		15 -0.073	-0.140	132.66	0.000
		16 -0.105	0.039	136.08	0.000
		17 0.011	-0.057	136.12	0.000
		18 -0.193	-0.149	147.77	0.000
		19 0.079	0.020	149.72	0.000
		20 -0.173	-0.079	159.05	0.000
		21 -0.021	-0.079	159.19	0.000
		22 0.104	0.049	162.61	0.000
		23 -0.111	-0.114	166.53	0.000
		24 0.516	0.255	251.21	0.000

Apêndice U1 – FAC e FACP do PIB em nível

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.989	0.989	287.33	0.000
		2 0.977	-0.030	568.71	0.000
		3 0.964	-0.026	843.92	0.000
		4 0.951	-0.023	1112.8	0.000
		5 0.938	-0.004	1375.4	0.000
		6 0.925	-0.038	1631.3	0.000
		7 0.913	0.063	1881.6	0.000
		8 0.901	-0.025	2125.9	0.000
		9 0.891	0.103	2365.8	0.000
		10 0.882	0.055	2602.1	0.000
		11 0.873	-0.035	2834.4	0.000
		12 0.865	-0.004	3063.0	0.000
		13 0.853	-0.135	3286.2	0.000
		14 0.842	0.022	3504.5	0.000
		15 0.830	-0.046	3717.3	0.000
		16 0.818	0.036	3925.0	0.000
		17 0.806	-0.040	4127.2	0.000
		18 0.792	-0.060	4323.1	0.000
		19 0.779	0.009	4513.1	0.000
		20 0.764	-0.059	4696.6	0.000
		21 0.750	-0.006	4874.1	0.000
		22 0.737	0.036	5046.1	0.000
		23 0.723	-0.017	5212.6	0.000
		24 0.710	-0.023	5373.6	0.000

Apêndice U2 – FAC e FACP do PIB em primeira diferença

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.073	0.073	1.5409	0.214
		2	0.092	0.087	4.0422	0.133
		3	-0.003	-0.016	4.0446	0.257
		4	-0.132	-0.140	9.1727	0.057
		5	0.029	0.050	9.4204	0.093
		6	-0.074	-0.055	11.043	0.087
		7	-0.005	-0.005	11.050	0.136
		8	-0.214	-0.227	24.786	0.002
		9	-0.171	-0.140	33.556	0.000
		10	-0.003	0.039	33.559	0.000
		11	-0.036	-0.007	33.948	0.000
		12	0.345	0.310	70.250	0.000
		13	0.030	-0.035	70.532	0.000
		14	0.072	0.012	72.111	0.000
		15	-0.125	-0.197	76.909	0.000
		16	-0.053	-0.002	77.791	0.000
		17	0.142	0.110	84.028	0.000
		18	0.008	0.047	84.050	0.000
		19	0.082	0.031	86.158	0.000
		20	0.030	0.154	86.436	0.000
		21	-0.133	-0.060	92.046	0.000
		22	-0.043	-0.067	92.638	0.000
		23	0.037	0.049	93.076	0.000
		24	0.262	0.178	115.00	0.000

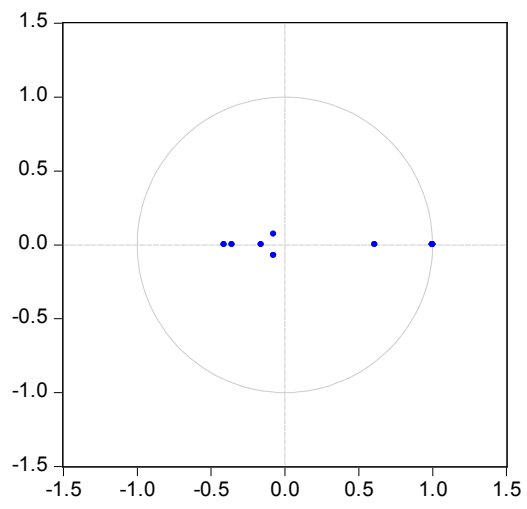
Apêndice V – Teste de cointegração para o modelo com o PIB

Vetores de cointegração	Teste do Traço	Vetores de cointegração	Teste do autovalor
Nenhuma	171,60	$r = 0$	62,709
Pelo menos 1 integração	108,89	$r = 1$	56,095
Pelo menos 2 integrações	52,799	$r = 2$	27,662
Pelo menos 3 integrações	25,137*	$r = 3$	18,048*

* Valor crítico com constante e com tendência a 5% de significância maior que o valor calculado com base em MacKinnon, Haug & Michelis (1999).

Apêndice W – Teste de autocorrelação para o modelo com o PIB

Defasagens	Estatística LM	Probabilidade
1	90.31214	0.0000
2	103.6193	0.0000
3	41.92346	0.0183
4	59.39615	0.0001
5	37.14358	0.0560
6	39.71883	0.0312

Apêndice X – Círculo unitário para o modelo com o PIB

Apêndice Y – Vetor de cointegração para o modelo com o PIB

	Vetor de Cointegração*	Coefficientes de ajustamento**
Sudeste	1.000000	-0.254238 (0.06086) [-4.17709]
Sul	-1.659074 (0.42198) [-3.93165]	0.010136 (0.01832) [0.55323]
Nordeste	-4.126024 (0.37018) [-11.1459]	0.023265 (0.01607) [1.44781]
Centro-Oeste	3.066676 (0.78711) [3.89610]	-0.012636 (0.00631) [-2.00350]
Norte	4.770583 (0.94902) [5.02683]	-0.017284 (0.00545) [-3.17195]
Tendência	4.489776 (5.30364) [0.84655]	
Constante	-2101.977	

Desvios-padrão entre () e estatística t entre [].

*coeficientes das variáveis defasadas.

**para as variáveis em primeira diferença.

Fonte: resultados da pesquisa.

Apêndice Z – Parâmetro do modelo com o PIB

	Sudeste	Sul	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
Sudeste(-1)	-0.278413 (0.07183) [-3.87608]	-0.015737 (0.02162) [-0.72787]	0.018939 (0.01896) [0.99870]	0.013778 (0.00744) [1.85112]	0.013677 (0.00643) [2.12691]
Sul(-1)	0.540262 (0.24534) [2.20210]	-0.148580 (0.07385) [-2.01194]	-0.049436 (0.06477) [-0.76323]	0.000794 (0.02542) [0.03124]	-0.045964 (0.02196) [-2.09268]
Nordeste(-1)	0.274432 (0.29446) [0.93197]	0.037929 (0.08864) [0.42792]	-0.198855 (0.07774) [-2.55792]	-0.032655 (0.03051) [-1.07022]	-0.035291 (0.02636) [-1.33870]
Centro-Oeste(-1)	1.242959 (0.69619) [1.78538]	-0.324953 (0.20956) [-1.55065]	0.410478 (0.18380) [2.23329]	-0.069212 (0.07214) [-0.95941]	0.300038 (0.06233) [4.81390]
Norte(-1)	0.168730 (0.72815) [0.23172]	-0.114665 (0.21918) [-0.52316]	0.023204 (0.19224) [0.12070]	0.054662 (0.07545) [0.72446]	-0.283991 (0.06519) [-4.35645]
Constante	-234.4524 (70.6798) [-3.31711]	1.948.362 -212.752 [0.91579]	2.753.759 -186.601 [1.47575]	-1.039.724 -732.392 [-1.41963]	-1.236.693 -632.771 [-1.95441]
PIB	0.002918 (0.00077) [3.79978]	4.13E-05 (0.00023) [0.17859]	-0.000149 (0.00020) [-0.73680]	0.000199 (8.0E-05) [2.50605]	0.000224 (6.9E-05) [3.25790]

Desvios-padrão entre () e estatística t entre [].

Fonte: resultados da pesquisa.