

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**Projeção de Demanda de Gás Natural no Mercado Brasileiro
Utilizando Método Estatístico**

por

Bruna Marchi dos Santos

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2019

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Maria de Lourdes, e meu pai, Paulo Sergio, pelo carinho e amor incondicional.

Aos meus irmãos, Wolfrang e Johan, pelo apoio durante todos os momentos da minha vida tornando esta caminhada mais divertida.

Ao meu afilhado Kalel, pela alegria que me trouxe ao nascer e ainda me traz.

Ao meu Professor e Orientador, Paulo Smith Schneider, por sempre estar disposto a me ajudar e compartilhar seu conhecimento.

Aos participantes da banca examinadora que dividiram comigo este momento tão importante e esperado.

À universidade pública de qualidade e gratuita que me possibilitou alcançar esse momento.

E aos amigos, familiares e colegas, pessoas muito especiais que compuseram a minha história de vida com momentos de verdadeira alegria.

DOS SANTOS, B. M. **Projeção de Demanda de Gás Natural no Mercado Brasileiro Utilizando Método Estatístico**. 2019. 22 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

O presente trabalho apresenta um método para previsão de demanda de gás natural no mercado brasileiro baseado em modelos estatísticos que capturam a variação do consumo em 4 segmentos principais: residencial e comercial, automotivo, industrial e geração elétrica. Em um primeiro momento é feita a correlação dos dados por regressão simples e múltipla utilizando o *software* Minitab® e em seguida é aplicado o método de séries temporais clássicas, sendo obtidas curvas estimando o consumo histórico de gás natural para cada um dos segmentos estudados. As ferramentas de previsão foram comparadas através de medidas de acuracidade e pelo coeficiente de determinação, onde ambos apontaram para os mesmos resultados: o setor residencial e comercial, industrial e de geração elétrica obtiveram os menores erros pelo modelo de séries temporais, enquanto, para o segmento automotivo o melhor resultado obtido foi por regressão múltipla. Em todos segmentos a ferramenta de regressão simples obteve os piores resultados. A projeção obtida apenas prevê o alcance dos mesmos níveis de consumo de gás natural de 2014 em 2025, onde estimou-se um consumo de 94,5 milhões de metros cúbicos por dia, sendo a indústria a maior consumidora de gás neste momento. A projeção elaborada neste trabalho foi comparada com a projeção de demanda de gás natural do PDE 2029, onde este se mostrou mais conservador em todos os segmentos, exceto no automotivo. Por fim, são comparadas as estimativas de oferta do PDE com a projeção de demanda do autor, aferindo que em 2028 e 2029 um total de 14 e 34 milhões de metros cúbicos por dia, respectivamente, de gás natural sobrarão, podendo ser direcionada para armazenamento ou exportação.

PALAVRAS-CHAVE: Gás Natural, Projeção de Demanda, Regressão Múltipla, Séries Temporais.

DOS SANTOS, B. M. **Projection of Natural Gas Demand in the Brazilian Market Using Statistical Method**. 2019. 22 pages. Dissertation (Completion work of the Energy Engineering Course) Scholl of Engineering Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

This paper presents a method for forecasting natural gas demand in the Brazilian market based on statistical models that capture the variation in consumption in 4 main segments: residential and commercial, automotive, industrial and electricity generation. Firstly, the data are correlated by simple and multiple regression using the Minitab® software and then the classic time series method is applied. Curves are obtained by estimating the historical consumption of natural gas for each of the segments studied. The forecasting tools were compared through accuracy measures and the coefficient of determination, where both pointed to the same results: the residential and commercial, industrial and electric generation sectors obtained the smallest errors by the time series model, while for the automotive segment the best result was obtained by multiple regression. In all segments the simple regression tool obtained the worst results. The projection obtained only foresees the achievement of the same levels of natural gas consumption in 2014 by 2025, where a consumption of 94.5 million cubic meters per day was estimated with the industry being the largest gas consumer at this time. The projection elaborated in this work was compared with the projection of natural gas demand of PDE 2029, where it was more conservative in all segments, except in automotive. Finally, the PDE supply estimates are compared with the author's projected demand, showing that in 2028 and 2029 a total of 14 and 34 million cubic meters per day, respectively, of natural gas will be left, and can be directed to storage or export.

KEYWORDS: Natural Gas, Demand Projection, Multiple Regression, Time Series.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
3	OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL	3
3.1	Oferta de Gás Natural no Brasil	6
3.2	Consumo de Gás Natural no Brasil	6
4	FERRAMENTAS ESTATÍSTICAS DE ANÁLISE.....	7
4.1	Regressão Simples e Múltipla	7
4.2	Séries Temporais	7
4.3	Erros	7
4.4	Coeficiente de Determinação R^2	8
5	MÉTODO DE PROJEÇÃO DE DEMANDA.....	8
5.1	Aplicação das Ferramentas de Regressão Simples e Múltipla	9
5.2	Aplicação da Análise de Séries Temporais Clássicas	12
5.2.1	Residencial e Comercial	12
5.2.2	Automotivo.....	13
5.2.3	Industrial.....	13
5.2.4	Geração Elétrica	14
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	15
6.1	Projeção de Demanda.....	15
7	CONCLUSÃO	18
8	TRABALHOS FUTUROS	18
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	
	APÊNDICE A – AVALIAÇÃO DE ERROS	

1 INTRODUÇÃO

Quanto a definição do conceito de Gás Natural, a Lei n.º. 9.478 deixa claro que no seu artigo 6º que o gás natural é todo hidrocarboneto que permaneça na fase gasosa nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (BRASIL, 1997).

Ao ser extraído, apresenta teores superiores a 70% de metano, seguido de hidrocarbonetos superiores presentes em proporções menores e algumas impurezas. Quando comparado aos demais combustíveis fósseis, é tido como combustível menos poluente, uma vez que durante a sua combustão gera menor emissão de gás carbônico.

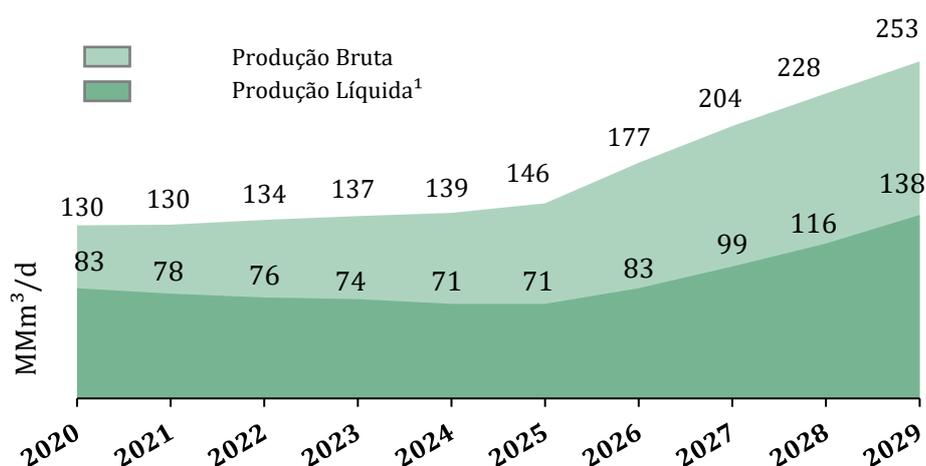
Tabela 1.1: Emissão de gás carbônico por unidade de energia de combustíveis.

Combustível	Emissão (quilograma de gás carbônico por milhão de Btu)
Carvão (energético)	95,52
Coque de Petróleo	102,41
Gás Natural	53,06
Propano	61,46
Gasolina de Aviação	69,25
Biodiesel	73,84
Óleo Combustível	73 - 75

Fonte: *United States Environmental Protection Agency* (US-EPA, 2014).

O gás natural pode ser utilizado em diversos setores da economia, como na geração elétrica, no setor de transporte, como matéria-prima ou energético na indústria, comercial ou residencial, por consequência das suas características físicas e químicas e o contínuo avanço da tecnologia e dos equipamentos. Com a nova oferta provinda do Pré-sal, que atualmente corresponde a 65% da produção doméstica (ANP, 2019), o gás natural tem se mostrado cada vez mais competitivo, se colocando como o combustível primordial da retomada no crescimento econômico do país. Segundo estimativas da EPE, 2019, é previsto que a produção líquida nacional¹ de gás natural passe de um volume de 83 milhões de m³/dia em 2018 para 147 milhões de m³/dia em 2030, o que representa um aumento de cerca de 6,1% ao ano, conforme mostrado na Figura 1.1.

Figura 1.1: Projeção de oferta bruta e líquida de gás natural descontando queima e perdas em plataformas, injeção em poços para recuperação de óleo e consumo de exploração e produção.



Fonte: Adaptado de Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2019).

¹ A produção líquida de gás natural (Figura 1.1) que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as unidades de processamento de gás natural (EPE, 2019).

Esta previsão de crescimento se deve em boa parte ao aumento da produção do Pré-sal nas bacias sedimentares de Santos e Campos e em campos marítimos no litoral do Espírito Santo e do Sergipe, a maioria em regiões ainda não atendidas por gasodutos de escoamento ou unidades de processamento de gás natural. A produção pode vir a ser ainda maior em outros cenários, dependendo dos condicionantes de mercado e das parcelas do volume de gás natural que possam ser enviadas para o litoral após a injeção para otimização da recuperação de petróleo (EPE, 2019).

Neste cenário é importante que os agentes econômicos criem na estabilidade do suprimento energético com menor volatilidade nos custos de energia, onde o gás possui um importante papel na transição da matriz energética brasileira, consolidando-se na sua base como recurso de capacidade firme para energia despachável, tendo em vista o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país. Entretanto, o mercado doméstico não tem se desenvolvido o suficiente para absorver a oferta do Pré-sal de forma definitiva, tendo em vista a estagnação no consumo industrial (ABEGÁS, 2019).

A capacidade de prever o consumo de gás natural é uma necessidade para garantir o destino do aproveitamento do gás do Pré-sal. Os métodos estatísticos podem ser empregados como ferramenta de análise para gerar valor à investigação científica referente ao consumo de gás natural em nosso país, buscando identificar padrões de comportamento ao longo dos anos e então descrevê-los. A investigação do comportamento da demanda de gás natural ao longo do tempo por meio de modelos de regressão múltipla e de séries temporais clássicas é aplicável no contexto de exploração de novos recursos e seu direcionamento no cenário brasileiro atual.

O presente trabalho tem por objetivo analisar o consumo de gás natural no Brasil e obter um modelo matemático capaz de prever essa demanda. O método estabelecido consiste nas seguintes etapas:

- Aplicação do modelo estatístico de regressão múltipla utilizando o *software* Minitab®;
- Aplicação do modelo de séries temporais clássicas;
- Comparação entre os métodos;
- Construção de uma projeção de consumo de gás natural com um horizonte de 10 anos.

Dessa forma, este estudo mostrou a aplicabilidade de modelos na previsão de demanda de gás natural nos setores residencial e comercial, automotivo, industrial e de geração elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme Moreira (1996), o consumo de derivados de petróleo foi estudado com o intuito de relacioná-lo com variáveis macroeconômicas e buscar os determinantes deste consumo, entre outros, sendo comum em muitas áreas do conhecimento modelar relações entre variáveis, no sentido de estabelecer padrões de causalidade ou entre elas. Existe uma grande convergência de opiniões sobre a importância da participação do gás natural na matriz energética brasileira, devido às suas características como combustível limpo e flexível, e sobre a necessidade de incentivar seu uso, visando melhorar a qualidade ambiental em regiões metropolitanas e garantir a competitividade da indústria brasileira (FGV, 2014).

Dentro do tema escolhido, a maioria dos estudos de projeção de consumo de gás natural na esfera nacional não são amplamente divulgados, exceto de materiais oficiais elaborados por órgãos governamentais. Sendo assim, o principal agente que promove conhecimento nessa área dentro da literatura brasileira é a EPE com a produção do PDE, que é um documento informativo que tem como objetivo de apontar as perspectivas de expansão do setor energético em um horizonte de 10 anos. Acredita-se que o PDE é uma das principais referências para o setor de energia, sendo fonte de dados para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos e da sociedade em geral, exercendo seu papel de estudo técnico como instrumento de planejamento para o setor energético nacional.

A projeção da demanda não termelétrica de gás natural inicia na pesquisa das perspectivas de demanda para os próximos dez anos junto às distribuidoras de gás canalizado e dos grandes consumidores industriais de gás natural, através do Sistema de Informação de Mercado de Gás Natural – INFOGÁS². A demanda termelétrica de gás natural depende da frequência de acionamento das usinas térmicas a gás, sendo esta depende da política de operação do sistema elétrico, que é função de uma série de outros fatores como a situação hidrológica e o balanço oferta-demanda do sistema elétrico. Assim, sua projeção é obtida com base nas simulações do despacho hidrotérmico para atendimento à carga de energia elétrica, utilizando os

² <https://epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-infogas> acessado em outubro 2019

modelos de despacho hidrotérmico para a operação do sistema. A EPE utiliza modelo de otimização energética *Newave* (CEPEL, 2018). A política de operação do sistema resultante do modelo é simulada considerando diversos cenários de energias naturais afluentes, estimando-se assim a geração termelétrica para cada um desses cenários em cada usina que compõe a configuração do SIN, já em operação ou em expansão ao longo do período de planejamento. O cálculo do consumo de gás natural é então obtido a partir de estatísticas construídas a partir da amostra de resultados obtidos (EPE, 2019).

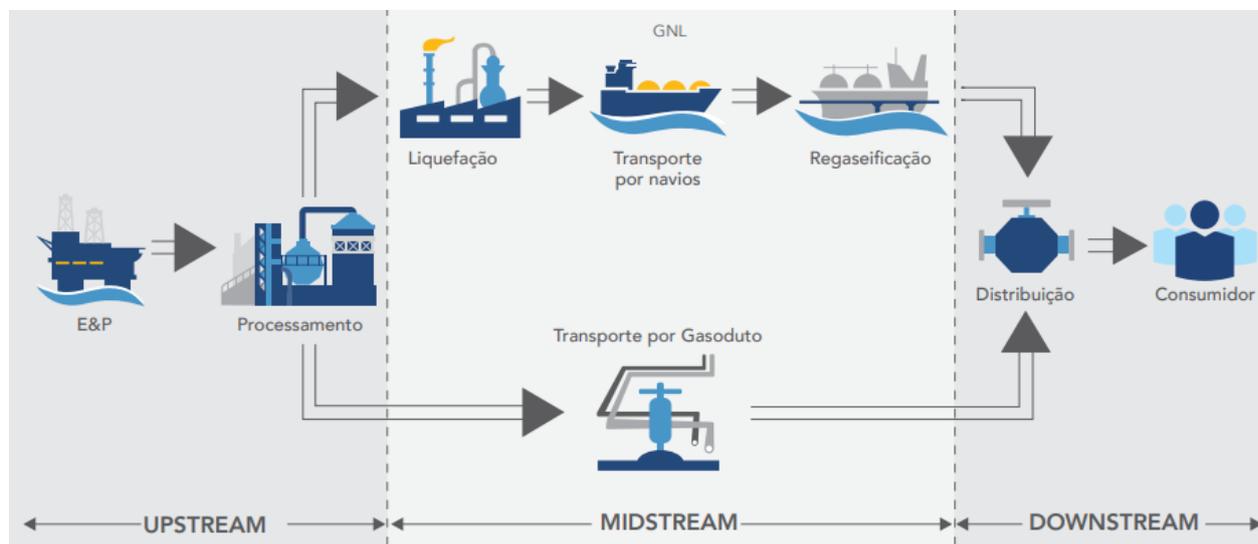
Essa evolução da demanda de gás natural, por sua vez, é estabelecida a partir do estudo de cenários de curto, médio e longo prazo. Desse modo, o PDE é elaborado tendo como base aspectos econômicos, estratégicos e sociais do setor de energia. Entre as premissas gerais utilizadas pelo PDE está o crescimento da população brasileira a taxas decrescentes nos próximos anos, mantendo a tendência observada pelo PDE no passado recente³. A espera de uma recuperação gradual, onde, no curto prazo, o crescimento será beneficiado pelo excesso de capacidade ociosa da economia é uma das premissas utilizadas na elaboração das projeções de oferta e demanda de energia do PDE. Já no médio e longo prazo, o PDE acredita em uma retomada mais forte dos investimentos, especialmente em infraestrutura, tendo impactos importantes sobre a competitividade de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Por fim, a análise de consistência da projeção da demanda não-termelétrica de gás natural nos modelos setoriais de energia da EPE leva em consideração diferentes graus de competitividade frente aos principais energéticos substitutos, principalmente na indústria. Isso permite que a soma dos mercados individuais de cada energético esteja coerente com a demanda total estimada (EPE, 2019).

3 OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL

Uma vez produzido, o gás precisa ser escoado, processado, transportado e distribuído para os consumidores finais. A cadeia de suprimento do gás natural segue uma estrutura semelhante à do petróleo, sendo também dividida em 3 etapas: *upstream*, *midstream* e *downstream*.

Na Figura 3.1 abaixo é possível visualizar a cadeia de valor do gás natural esquematizada:

Figura 3.1: Cadeia de Valor do Gás Natural.



Fonte: Cadernos Energia - Fundação Getúlio Vargas, 2014.

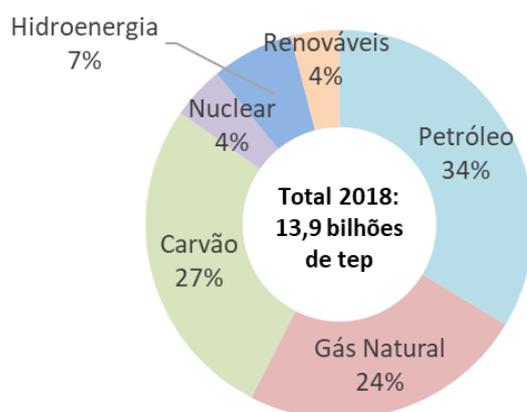
O *upstream* é composto por todas as atividades de exploração e produção (E&P), tanto em terra como em mar, e o processamento do gás. A fase de exploração é caracterizada pela pesquisa de acumulação de hidrocarbonetos em bacias sedimentares e pelos elevados custos de investimento e operação. Na fase de processamento, o Gás natural é condicionado para atender às especificações do sistema de transporte. Esse processamento é realizado nas Unidades de Processamento de gás natural (UPGNs) e consiste em separar o metano de outros elementos presentes no gás bruto, como gases mais pesados, entre eles o propano e o

³ <https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>, acessado em outubro 2019

butano que juntos formam o Gás Liquefeito do Petróleo (GLP), e impurezas e contaminantes que podem acarretar em danos mecânicos à infraestrutura. Já o *midstream* engloba as atividades de transporte e estocagem de gás natural, sendo esta etapa uma questão estratégica para a indústria e para a economia. Uma modalidade usual de transporte do energético é por gasodutos de alta pressão, os quais operam em uma pressão entre 60 e 100 bar. Em países produtores de Gás Natural Liquefeito (GNL), este segmento também compreende a liquefação, transporte por navios e a regaseificação do GNL nos mercados compradores. Por último, o *downstream* corresponde às atividades de distribuição e vendas ao consumidor final, iniciando logo após a entrega do gás pelo gasoduto de transporte nas estações de transferência de custódia (*citygates*), instalações onde ocorrem a redução da pressão e odorização do gás natural. A partir daí o gás pode ser entregue aos consumidores por tubulações das distribuidoras de gás canalizado ou a granel em cilindros criogênicos. O gás também pode ser distribuído por caminhões metaneiros de GNL após o seu carregamento em instalações nos terminais de regaseificação (FGV, 2014).

A participação do gás natural na matriz energética mundial viveu uma forte transformação no seu perfil. O interesse no uso do gás natural está diretamente relacionado à busca de alternativas ao petróleo e ao carvão de fontes menos agressivas ao meio ambiente (ANEEL, 2008). Conforme mostrado na Figura 3.2, o gás natural é o terceiro energético mais utilizado como fonte de energia primária no mundo em 2018, atrás apenas do petróleo e do carvão.

Figura 3.2: Consumo de energia primária por combustível no ano de 2018.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2019.

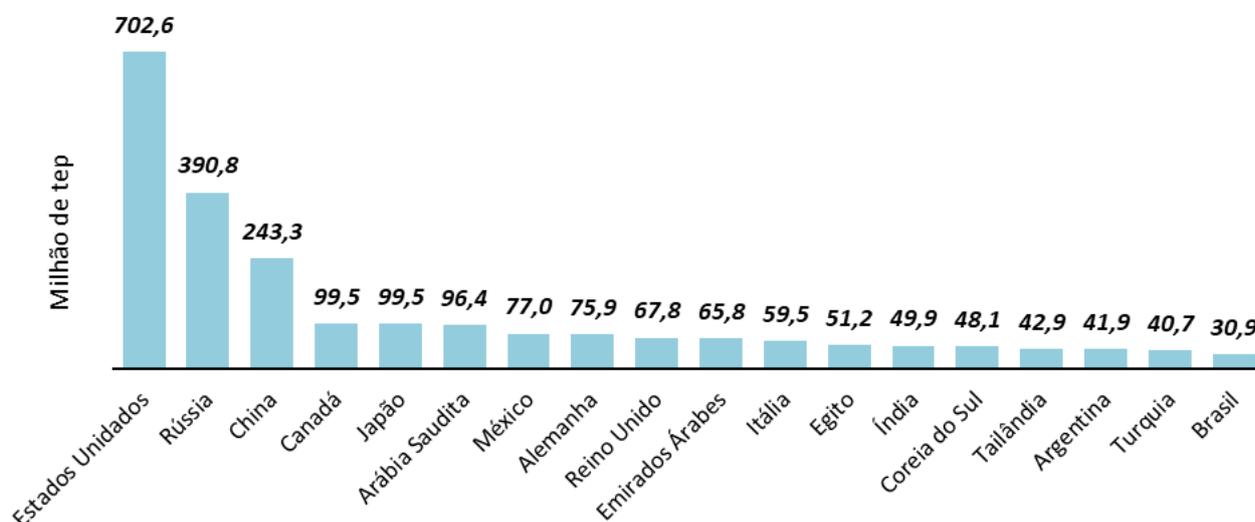
Em nota técnica de para a ANP, Krause (1998) discutiu as experiências internacionais de estrutura e regulação aplicada ao mercado do gás natural, discutindo a evolução recente do uso do energético e analisando os casos norte-americano, europeu, com ênfase no caso britânico, e ainda o caso argentino. Constatou em muitos países um aumento expressivo no consumo de gás natural, resultando em uma participação crescente na matriz energética mundial, sem que este fato implique risco de aumentos expressivos de preços no curto prazo. Para muitos setores produtivos, a mudança para o gás natural tem especial relevância em sua competitividade e, no caso particular do setor elétrico, o gás se fez-se motor da evolução institucional em diversos países (KRAUSE, 1998).

No cenário mundial, o maior consumidor e maior produtor de gás natural é o Estados Unidos (BP, 2018), tendo demandado 817 bilhões de metros cúbicos de gás no ano de 2018 e produzido aproximadamente 832 bilhões. O gás natural foi o combustível de mais de 35% da energia elétrica fornecida no país no mesmo ano⁴, sendo fonte de energia barata e acessível, garantindo a firmeza do suprimento energético. Tal competitividade do gás natural americano se dá, principalmente, pelo rápido aumento das reservas provadas de gás consequente dos advenços de E&P do gás de xisto, cujo a extração nos EUA foi possibilitada pela combinação de diversos fatores, tais como: tecnologia de fratura hidráulica massiva e perfuração horizontal, condições geológicas de formações de xisto com altas concentrações de gás natural, apoio do governo através de políticas energéticas e infraestrutura de transporte existente (FGV, 2014).

⁴ <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php> acessado em outubro 2019

Na Figura 3.3 a seguir estão apontados os consumos dos principais países consumidores de gás natural em 2018:

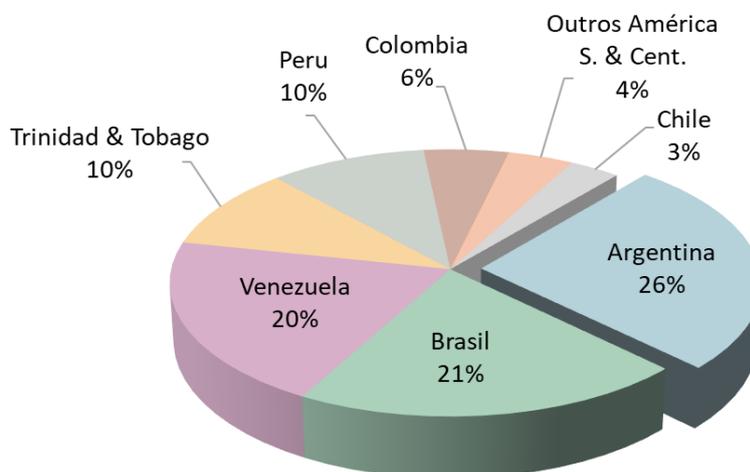
Figura 3.3: Consumo de gás natural por país no ano de 2018.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy*, 2019.

A Argentina, que foi o maior consumidor de gás natural na América do Sul e Central no ano de 2018, conforme Figura 3.4, produziu 40 bilhões de metros cúbicos de gás natural em 2018, sendo o 16º maior produtor do energético no mundo. Atualmente, o gás natural é a base da matriz energética primária da Argentina, onde é usado principalmente para apoiar sua indústria, gerar eletricidade e aquecimento para usuários domésticos, sendo o 16º maior consumidor de gás natural (BP, 2019).

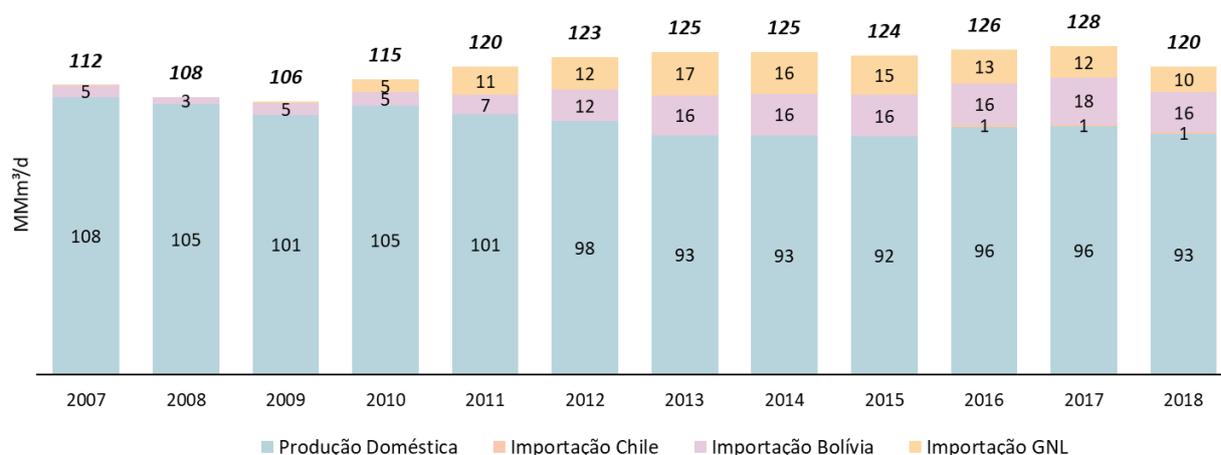
Figura 3.4: Maiores países consumidores de gás natural na América Sul e Central no ano de 2018.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy*, 2019.

A Argentina foi historicamente um exportador de gás natural, exportando até 16% de sua produção anual na última década. Entretanto, a crise de 2001 afetou o aumento da produção, provocando a diminuição dos investimentos no setor. Da mesma forma, a taxa de novas descobertas de gás não acompanhou o ritmo da produção e as reservas provadas diminuíram. A partir de 2001 a produção não foi capaz de acompanhar o ritmo da demanda, o que resultou na necessidade de aumentar as importações. Atualmente, o país é um importador, com investimentos significativos na infraestrutura de importação, como dutos e terminais de liquefação e regaseificação para gás natural GNL. Ainda assim, a Argentina possui a 3ª maior reserva de gás de xisto, que permanece em fase de exploração (BP, 2019).

Figura 3.5: Histórico de oferta de gás natural na Argentina.



Fonte: Ministério de Minerais e Energia (MME), 2019.

Atualmente, o país apresenta grande infraestrutura de importação, sendo a Bolívia responsável por cerca de 12.5% da oferta no país no ano de 2018, vide Figura 3.5 acima. O mercado argentino é atendido majoritariamente por sua produção doméstica, importação via gasoduto da Bolívia e via GNL, que aumenta durante o período de inverno, devido a necessidade para aquecimento.

3.1 Oferta de Gás Natural no Brasil

O gás natural pode ser classificado em dois tipos: associado e não associado. O gás associado é aquele que se encontra na presença do petróleo, sendo, nesse caso, privilegiada a produção do óleo e utilizando o gás para manter a pressão do reservatório. Já o gás não associado se caracteriza por reservatórios com concentrações muito baixas ou inexistentes de óleo e água (DOS SANTOS et al., 2002).

A produção nacional de gás natural tem perfil similar da produção de petróleo, tendo em vista que a maior parte do gás existente no país é da categoria associado, fazendo com que a exploração do petróleo influa diretamente na produção de gás (ALMEIDA, 2002). Tal situação da produção nacional difere dos países produtores de gás, onde, em geral, as ocorrências de gás natural são do tipo não associado, sendo a extração de maior confiabilidade.

Outro aspecto geológico das bacias sedimentares brasileira é que o gás natural é majoritariamente encontrado no mar, característica já existente antes da descoberta dos reservatórios de alta profundidade pela empresa de Petrobras em 2012. De acordo com o Anuário Estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2019, 82% das reservas provadas de gás estão em condições offshore, sendo que aproximadamente 74% desse volume está localizado em reservatórios marítimos no perímetro do estado do Rio de Janeiro.

Um dos grandes desafios apontados para a monetização das descobertas de gás natural no Brasil, sobretudo no Pré-Sal, tem sido a falta de uma ampla infraestrutura, bem como a dificuldade de acesso a estas infraestruturas de escoamento e processamento. Estas infraestruturas são necessárias para que se ofereça a molécula ao mercado e se possa vender gás natural aos consumidores dos diversos setores. Entretanto, como seus custos de implementação são muito altos quando comparados à utilização de instalações existentes, em diversos países do mundo são entendidas como infraestruturas essenciais, ficando sujeitas a uma regulação específica e sendo assegurado seu compartilhamento sempre que possível. No Brasil, os proprietários destas infraestruturas ainda não são obrigados a fornecer o acesso a terceiros, embora o compartilhamento possa ser realizado por meio de negociação direta entre o proprietário e o terceiro interessado (MACHADO et al., 2018).

3.2 Consumo de Gás Natural no Brasil

No Brasil, o consumo de gás natural é principalmente usado na geração térmica a gás é feita para suprir a demanda energética não atendida por fontes intermitentes, como eólica e solar, e hidrelétricas, principalmente em períodos de menor precipitação. Esse fato se dá pelo gás ser considerado o combustível de transição para uma economia de baixo carbono. As termelétricas a gás podem ser instaladas próximas

aos grandes polos consumidores, além de possuir um custo de instalação competitivo em relação às demais fontes (ANEEL, 2008).

A aplicação do gás natural na produção de energia elétrica pode ser dividida em duas modalidades, sendo uma delas exclusiva da eletricidade e outra de cogeração, onde o calor e o vapor utilizados em processos industriais são extraídos. Nas usinas termelétricas, primeiramente ar comprimido é misturado com o gás natural para obtenção da combustão. O resultado é a emissão de gases em alta temperatura, que provocam o movimento das pás das turbinas conectadas aos geradores elétricos, transformando a energia térmica em mecânica e então em elétrica (BARJA, 2006).

O destino dado ao gás natural após este processo determina se o ciclo da usina é aberto ou combinado, onde no primeiro caso os gases são resfriados e liberados na atmosfera por meio de uma chaminé. No ciclo combinado, ainda em alta temperatura, os gases são transformados em vapor que, direcionado às turbinas, novamente provoca o seu movimento. Assim, a característica básica de termelétricas a ciclo combinado é a operação conjunta de turbinas movidas a gás e a vapor (COELHO et al., 1999).

4 FERRAMENTAS ESTATÍSTICAS DE ANÁLISE

4.1 Regressão Simples e Múltipla

A análise de regressão estuda o relacionamento entre uma variável dependente e outras variáveis independentes, sendo representado por um modelo matemático, ou seja, por uma equação que associa as variáveis dependente e independentes. O modelo se diz regressão simples quando a relação se dá entre a variável dependente e uma variável independente. Se em vez de uma, forem incorporadas várias variáveis independentes, o modelo passa a denominar-se modelo de regressão múltipla. A determinação dos parâmetros desconhecidos do modelo é feita a partir da minimização da soma dos quadrados dos resíduos, o que pode ser feito pelo método dos mínimos quadrados (JOHNSON et al, 1992). O *software* Minitab®, que é utilizado neste trabalho, oferece a análise de regressão para investigar e modelar a relação entre uma variável de resposta e uma ou mais variáveis da preditora.

4.2 Séries Temporais

Conforme Morettin e Tolo (2006), uma série temporal é qualquer conjunto de observações ordenadas no tempo, sendo fundamental para o estudo a sequência dos dados. O objetivo da análise de uma série temporal é identificar padrões não aleatórios no comportamento passado desta variável de interesse, podendo assim, fazer previsões sobre o seu comportamento no futuro. No modelo clássico todas as séries temporais são compostas por até quatro padrões: tendência, sazonalidade, variações cíclicas e variações irregulares.

A tendência é o comportamento de longo prazo da série, podendo ser causada por fatores econômicos, sociais, políticos ou naturais. Por sua vez, a sazonalidade representa variações com duração inferior a um ano e que se repetem todos os anos nos valores da variável estudada. Tal efeito geralmente se dá em função das estações do ano, havendo influência na série de dados. Já as variações cíclicas são variações com duração superior a um ano se repetem com certa periodicidade, podendo ser resultado de variações da economia (períodos de crescimento ou recessão), ou outros fenômenos. Por último, a variação irregular corresponde a oscilações aleatórias irregulares, sendo usual supor que este erro ou resíduo seja uma variável independente e identicamente distribuída com média zero e variância constante, para se obter um ajuste adequado de um modelo de série temporal (MORETTIN et al, 2006).

4.3 Erros

Erro é o afastamento entre o valor obtido em uma medição ou estimativa e o correspondente de referência, enquanto a exatidão é a maior aproximação entre eles. Os erros podem classificar-se em dois grupos: erros sistemáticos e erros estatísticos. Os erros sistemáticos são os que geram desvios de medida sempre no mesmo sentido e não possuem um caráter aleatório, podendo ser eliminados mediante um melhoramento do modelo. Por sua vez, os erros estatísticos produzem os desvios aleatórios que se observam em uma série de medidas, podendo ser causados por naturezas diversas (BALDINO et al., 1999). Todos os tipos de erro acima podem ser expressos como "erro absoluto" ou como "erro relativo". A partir do momento em que se calcula um resultado por aproximação, é preciso saber como estimar e delimitar o erro

cometido nesse processo, onde a exatidão da previsão é habitualmente definida em termos do erro entre o valor efetivo e o valor previsto (BIRAL, 2011). Na Equação 3.1 está descrito o erro de uma de medição:

$$e_t = Y_t - \hat{Y} \quad (4.1)$$

Onde e_t é o erro e está na mesma unidade que a variável de interesse, Y_t é o valor original da série e \hat{Y} é o valor estimado pelo modelo. Quando Y_t supera a previsão os desvios se mostram positivos, caso contrário, negativos. Por sua vez, o erro absoluto é o módulo de e_t . Para se medir o Erro Absoluto Médio (EAM) de uma série de estimativas em relação aos valores originais é utilizado a Equação 3.2 abaixo:

$$EAM = \frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n |e_t| \quad (4.2)$$

Entretanto, esta medida depende da escala de valores da série, o que dificulta a comparação com outras séries de dados. Geralmente, se faz mais relevante a utilização do erro relativo, que é o quociente entre o erro absoluto e a grandeza que está sendo afetada pelo erro. Na Equação 4.3 está exposta essa relação.

$$e_{\%} = \frac{e_t}{Y_t} \times 100\% \quad (4.3)$$

Onde $e_{\%}$ é o erro relativo é dada em escala percentual. Desse modo, quando o erro relativo é um valor positivo, significa que o dado original superou o valor estimado, e quando negativo, o contrário. Além disso, a versão em módulo do erro relativo é o erro percentual absoluto. Para se obter o Erro Percentual Absoluto Médio de uma série se faz uso da Equação 4.4 seguir:

$$EPAM = \frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n \left| \frac{e_t}{Y_t} \times 100\% \right| \quad (4.4)$$

É possível utilizar todas as medidas de acuracidade expostas anteriormente para comparação entre modelos, sendo o melhor aquele que apresentar valores mais próximas a zero.

4.4 Coeficiente de Determinação R^2

Também chamado de R^2 , o coeficiente de determinação é uma medida de ajustamento de um modelo estatístico linear generalizado, como a regressão linear, em relação aos valores observados. O R^2 varia entre 0 e 1, indicando, em percentagem, o quanto o modelo consegue explicar os valores observados. Quanto maior o R^2 , mais explicativo é o modelo, melhor ele se ajusta à amostra (REIS, 1994). Na Equação 4.5 está exposta como é calculado este indicador:

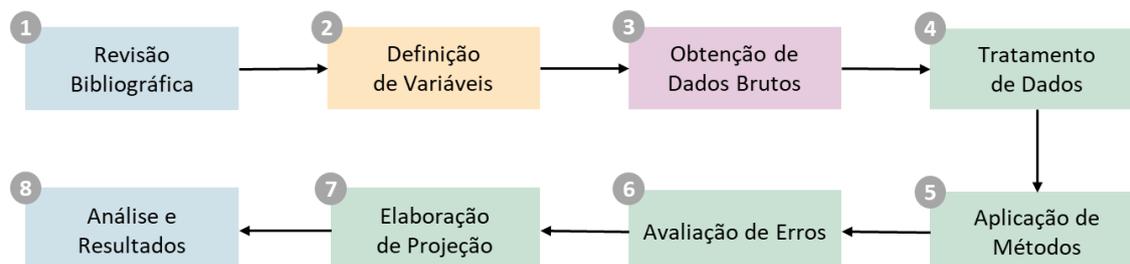
$$R^2 = \frac{\sum_{t=1}^n (\hat{Y}_t - \bar{Y}_t)^2}{\sum_{t=1}^n (Y_t - \bar{Y}_t)^2} \quad (4.5)$$

onde \bar{Y}_t é a média dos valores observados para a variável dependente.

5 MÉTODO DE PROJEÇÃO DE DEMANDA

A suposição básica que direciona a análise realizada neste trabalho é que há um sistema causal que exerce influência sobre os dados e pode continuar fazendo no futuro. Sendo assim, o método para previsão de demanda de gás natural no mercado brasileiro é baseado em modelos estatísticos que capturam a tendência da variação do consumo em 4 segmentos principais: residencial e comercial, automotivo, industrial e geração elétrica.

Figura 5.1: Fluxograma do método proposto para projeção de demanda.



O método gera previsões de consumo para estes segmentos na esfera nacional, sendo este o resultado de interesse. A Figura 5.1 apresenta o sistema de projeção em forma geral e os detalhes de cada etapa são apresentados na sequência.

Definido o objetivo, realiza-se no passo 1 o estudo da bibliografia sobre modelos estatísticos e suas áreas afins. Na etapa 2 as variáveis que poderiam ser utilizadas para os testes de correlação são escolhidas tendo em vista os segmentos principais de consumo do gás natural. Métricas de escala nacional que estão diretamente relacionadas aos padrões de crescimento social e econômico da população brasileira são adotadas, sendo escolhida a evolução do número de habitantes no país como métrica social e o crescimento do produto interno bruto (PIB) brasileiro em valores correntes, a variação do PIB e a taxa de câmbio da moeda americana em relação à moeda nacional como métricas econômicas.

Para o setor industrial e de geração elétrica são escolhidas variáveis específicas, tendo em vista que a maior parcela do consumo de gás natural é destes segmentos. Desse modo, o indicador Pesquisa Industrial Mensal de Produção Física (PIM-PF) relativo ao comportamento do produto real das indústrias extrativa e de transformação é eleito como métrica industrial. As séries históricas dos parâmetros sociais, econômicos e industriais foram obtidos por meio do banco de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)⁵. Por sua vez, é definida a Energia Natural Afluenta (ENA) que é a energia gerada a partir da vazão de água nas bacias hidrográficas brasileiras como variável específica do setor energético, tendo em vista a matriz hidrotérmica brasileira e a complementaridade com a geração hidroelétrica no suprimento nos picos de demanda. Por sua vez, os dados históricos de ENA foram obtidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)⁶. Ainda na terceira etapa, os dados de demanda são obtidos através da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS)⁷, entidade que contabiliza o consumo de gás natural nos estados, gerando séries históricas para os segmentos residencial e comercial, automotivo, industrial e de geração elétrica entre os anos 2001 e 2018.

Os dados são tratados na etapa 4, transformando todos na mesma base de tempo anual para os testes de correlação e em mensais para a análise de séries temporais. A demanda é uniformizada, unindo os dados de consumo residencial com comercial e os dados de consumo automotivo por gás canalizado e por Gás Natural Comprimido (GNC). A demanda industrial abrange também o uso de gás natural como matéria-prima e em refinarias e em unidades de fabricação de fertilizantes. Por sua vez, a geração elétrica abrange o consumo de gás para produção de energia em usinas termelétricas e em sistemas de cogeração. A unidade utilizada para o consumo é a vazão volumétrica em mil de metros cúbicos de gás natural por dia nas condições de temperatura igual a 20°C e pressão de 1 atm⁷.

As ferramentas dispostas para análise de dados são aplicadas no passo 5: regressão simples, múltipla e análise de séries temporais. Em um primeiro momento é feita a correlação dos dados por regressão simples e múltipla utilizando o *software* Minitab® e em seguida é aplicado o método de séries temporais clássicas. Desse modo, são obtidas curvas estimando o consumo histórico de gás natural para cada um dos segmentos estudados.

Coefficientes de determinação R^2 são obtidos para medir os níveis de correlação entre as variáveis de entrada e a variável de saída do sistema na etapa 6. Ainda, os erros absolutos e relativos entre os resultados dos modelos e o consumo real histórico são calculados para a avaliação de erros na sétima etapa do método proposto. A ferramenta que melhor representar os valores originais para cada segmento é selecionada para a elaboração das projeções de demanda de gás natural. Por fim, a análise de resultados é feita, obtendo a projeção externa de consumo de gás natural feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão (PDE) de 2019 e utilizada para uma comparação com a projeção do autor.

5.1 Aplicação das Ferramentas de Regressão Simples e Múltipla

Nesse momento as ferramentas de regressão simples e regressão múltipla são aplicadas. Todos os segmentos de consumo são testados com o crescimento da população e o PIB em valores correntes e em variação. Os segmentos residencial e comercial e o automotivo são também testados com o a taxa de câmbio para validação. Já o consumo do setor industrial é avaliado juntamente com o indicador de produção

⁵ <https://www.ibge.gov.br>, acessado em novembro 2019

⁶ <https://www.ons.org.br>, acessado em novembro 2019

⁷ <https://www.abegas.org.br>, acessado em novembro 2019

industrial e a geração elétrica com a ENA. Na Tabela 5.1 estão as siglas e unidades de cada parâmetro utilizado nas regressões.

Quadro 5.1: Parâmetros para aplicação da ferramenta de regressão e suas respectivas siglas e unidades utilizadas.

Parâmetro	Sigla	Unidade
Consumo de Gás Natural	<i>CON</i>	Mil metros cúbicos por dia
População	<i>POP</i>	Milhões de habitantes
PIB em Valores Correntes	<i>PIB</i>	Trilhões de reais
Variação do PIB	ΔPIB	Percentual
Taxa de Câmbio	<i>TC</i>	Reais por dólares americanos
Energia Natural Afluyente	<i>ENA</i>	Megawatt médio
Produção Física Industrial	<i>PFI</i>	Pontos correntes

Na etapa de testes de correlações entre as métricas escolhidas e a variável de saída é adotado o coeficiente de determinação R^2 para obter quais parâmetros possuem maior efeito explicativo sobre os dados. Nas Tabelas 5.2 a 5.5 estão os coeficientes de determinação R^2 (Equação 4.5) em ordem decrescente por tipo de regressão para cada conjunto de parâmetros correlacionados por cada segmento obtidos através do *software* Minitab®.

Tabela 5.2: Coeficientes de determinação por tipo de regressão por parâmetro individual ou em par correlacionados para o segmento residencial e comercial.

Tipo de Regressão	Parâmetros		R^2
Múltipla	<i>POP</i>	<i>PIB</i>	0,9937
Múltipla	<i>PIB</i>	ΔPIB	0,9853
Múltipla	<i>POP</i>	ΔPIB	0,9807
Simple	<i>PIB</i>		0,9790
Simple	<i>POP</i>		0,9745
Múltipla	<i>POP</i>	<i>TC</i>	0,9436
Múltipla	<i>PIB</i>	<i>TC</i>	0,8749
Múltipla	<i>TC</i>	ΔPIB	0,7712
Simple	<i>TC</i>		0,3481
Simple	ΔPIB		0,1807

O melhor resultado obtido para o setor de consumo residencial e industrial é para a regressão múltipla entre o PIB em valores correntes e a população do país.

Tabela 5.3: Coeficientes de determinação por tipo de regressão por parâmetro individual ou em par correlacionados para o segmento automotivo.

Tipo de Regressão	Parâmetros		R^2
Múltipla	<i>POP</i>	<i>PIB</i>	0,8626
Múltipla	<i>POP</i>	<i>TC</i>	0,8184
Múltipla	<i>POP</i>	ΔPIB	0,7300
Múltipla	<i>PIB</i>	<i>TC</i>	0,6907
Múltipla	<i>PIB</i>	ΔPIB	0,4709
Simple	<i>POP</i>		0,2771
Simple	<i>PIB</i>		0,1444
Simple	<i>TC</i>		0,0862
Simple	ΔPIB		0,0569
Múltipla	<i>TC</i>	ΔPIB	0

O segmento automotivo também obteve o melhor resultado para a regressão múltipla entre o PIB em valores correntes e a população do país. O *software* não encontrou nenhuma similaridade entre a taxa de câmbio e a variação do PIB com o consumo de gás veicular, tendo assim uma correlação nula.

Tabela 5.4: Coeficientes de determinação por tipo de regressão por parâmetro individual ou em par correlacionados para o segmento industrial.

Industrial			
Tipo de Regressão	Parâmetros		R ²
Múltipla	<i>PIB</i>	<i>PFI</i>	0,9849
Múltipla	<i>POP</i>	<i>PIB</i>	0,9841
Múltipla	<i>PIB</i>	Δ <i>PIB</i>	0,9742
Simples	<i>PIB</i>		0,9713
Simples	<i>POP</i>		0,9645
Múltipla	<i>POP</i>	<i>PFI</i>	0,9306
Múltipla	<i>POP</i>	Δ <i>PIB</i>	0,8564
Múltipla	<i>PFI</i>	Δ <i>PIB</i>	0,7638
Simples	<i>PFI</i>		0,4484
Simples	Δ <i>PIB</i>		0,1975

Por sua vez, o segmento industrial apresenta maior correlação juntamente com o PIB em valores correntes e o indicador de Produção Física da Indústria.

Tabela 5.5: Coeficientes de determinação por tipo de regressão por parâmetro individual ou em par correlacionados para o segmento de geração elétrica.

Geração Elétrica			
Tipo de Regressão	Parâmetros		R ²
Múltipla	<i>PIB</i>	<i>ENA</i>	0,8431
Múltipla	<i>POP</i>	<i>ENA</i>	0,8237
Múltipla	<i>POP</i>	<i>PIB</i>	0,7378
Simples	<i>PIB</i>		0,7247
Múltipla	<i>PIB</i>	Δ <i>PIB</i>	0,7119
Múltipla	<i>POP</i>	Δ <i>PIB</i>	0,6924
Simples	<i>POP</i>		0,6831
Múltipla	<i>ENA</i>	Δ <i>PIB</i>	0,6742
Simples	Δ <i>PIB</i>		0,2361
Simples	<i>ENA</i>		0,1698

Para o setor geração elétrica também foi colocado um parâmetro novo no lugar da taxa de câmbio, sendo este a ENA. Na Tabela 5.6 a seguir estão as equações que relacionam a demanda de gás natural por segmento:

Tabela 5.6: Equações que relacionam as variáveis de entrada com o consumo de gás natural para cada segmento estudado.

Segmento	Equação
Residencial e Comercial	$CON = 35,4PIB^2 - 1,012POP^2 - 78,1PIB + 389POP - 36190$ (5.1)
Automotivo	$CON = 376 PIB^2 - 13,44 POP^2 - 3735 PIB + 5322 POP - 512139$ (5.2)
Industrial	$CON = 101,3 PIB \times PFI - 1459 PIB^2 + 8234 PIB - 459PFI + 31493$ (5.3)
Geração elétrica	$CON = - 0,222 PIB \times ENA + 17912 PIB + 0,216ENA - 14364$ (5.4)

Após a obtenção das equações das correlações que melhor explicitam a relação entre as variáveis de entrada e o consumo de cada segmento, é possível então realizar a estimativa dos valores de demanda existentes.

5.2 Aplicação da Análise de Séries Temporais Clássicas

O objetivo da análise de séries temporais é identificar padrões não aleatórios nos dados históricos de consumo de gás natural *CON* particular para cada segmento estudado. Na Equação 5.5 a série é decomposta em 3 componentes:

$$CON = TEND + SAZ + CI \quad (5.5)$$

onde *TEND* é a tendência da série e *SAZ* é a componente sazonal. Neste trabalho as flutuações cíclicas e irregulares são estudadas em conjunto através de um fator aditivo *CI*. Todos as componentes estão na mesma unidade dos dados originais, ou seja, em mil metros cúbicos por dia.

A tendência é obtida através da ferramenta do *software* Excel de regressão linear, tendo em vista que outras regressões fora a linear não se adequam a extrapolação. A sazonalidade, por sua vez, é identificada pela aplicação do método da razão para a média móvel, onde são feitas as médias móveis de ordem igual ao período sazonal (nesse caso, 12 meses) e então as médias móveis centradas de 2 períodos (REIS, 2019). Em uma terceira etapa é feita a subtração das médias móveis centradas dos valores originais da série para obter os índices sazonais.

Devido ao fato de as variações irregulares tornarem difícil a visualização dos ciclos nas séries, o termo *CI* é manipulado pela aplicação de médias móveis centradas de 2 períodos no resultado da subtração da tendência e sazonalidade da série histórica, de modo a facilitar a sua identificação. Após a análise gráfica é possível observar se as variações *CI* influenciam nos dados, e, caso façam, é feita a mediana dos valores separando em zonas de alta e zonas de baixa. A escolha pela mediana se dá para evitar que valores discrepantes causados por variações irregulares. Nas previsões não é possível incluir as variações irregulares, pois elas são resultado de fatos inesperados e, teoricamente, imprevisíveis.

5.2.1 Residencial e Comercial

O comportamento histórico do consumo de gás natural no segmento residencial e comercial com sua curva de tendência é apresentado na Figura 5.2, sendo visível o crescimento linear e a influência da componente sazonal nos dados ao longo dos meses.

Figura 5.2: Histórico de consumo mensal de gás natural no segmento residencial e comercial e a linha de tendência.

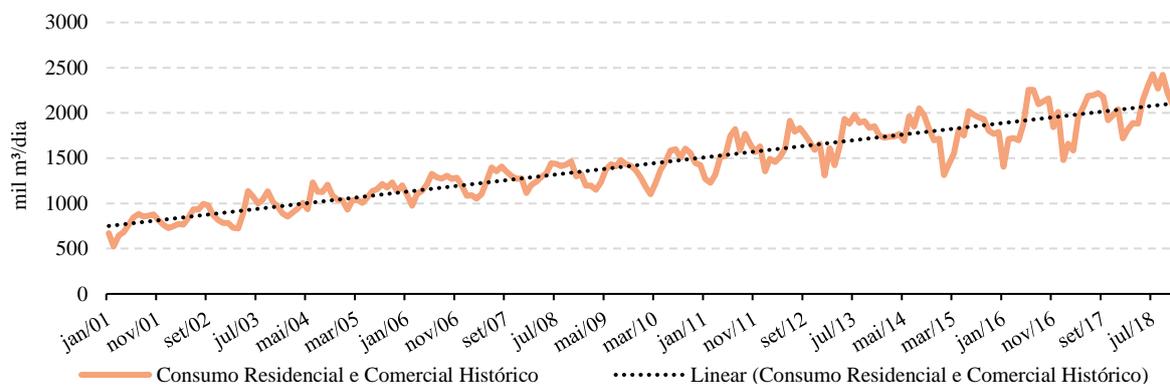
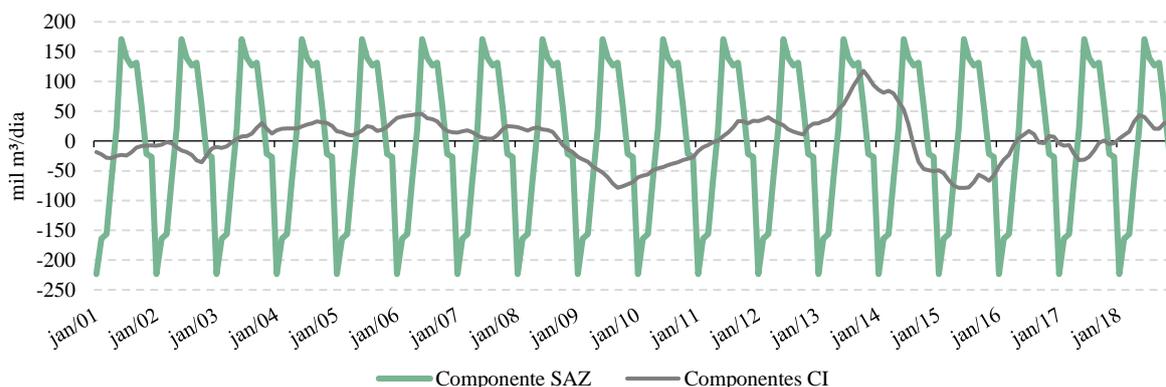


Figura 5.3: Decomposição das componentes SAZ e CI da série temporal.

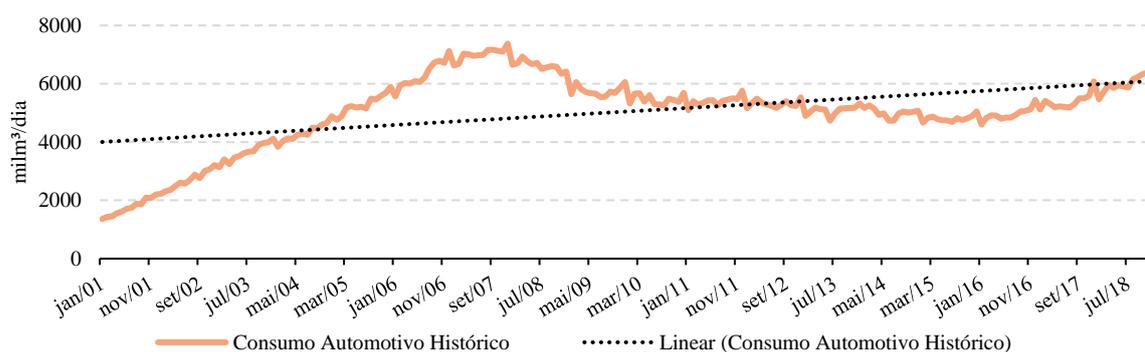


A sazonalidade é obtida e, por meio da Equação 5.5, a componente CI é calculada, ambas apresentadas na Figura 5.3. A sazonalidade se repete a cada período de 12 meses, alcançando seus valores máximos entre junho e agosto e seus valores mínimos entre janeiro e março. Tal fato se explica pelo consumo maior no inverno e menor no verão devido à necessidade de aquecimento nos meses mais frios. São identificadas 3 zonas de baixa e 2 zonas de alta ao longo do período estudado. Também se percebe a entrada em uma zona de alta no final do ano de 2018 após flutuações irregulares.

5.2.2 Automotivo

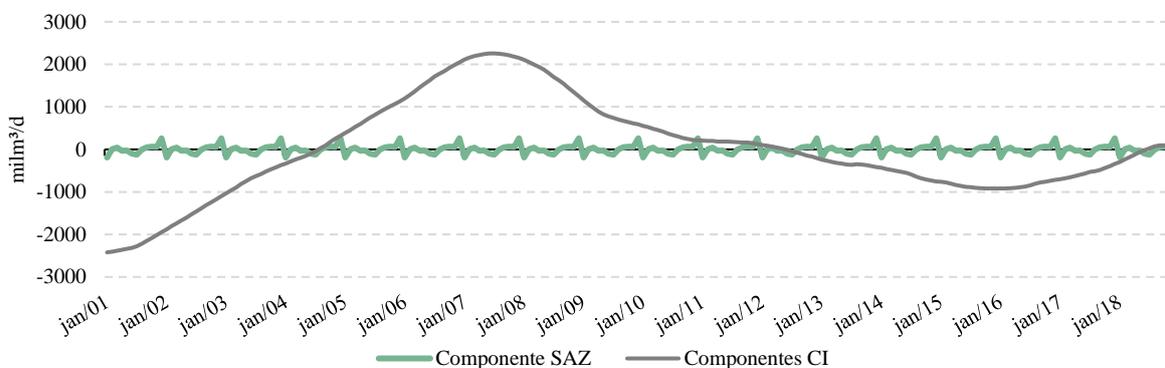
Por sua vez, na Figura 5.4 é apresentada a demanda de gás natural no segmento automotivo e a curva de tendência obtida pela regressão dos dados.

Figura 5.4: Histórico de consumo mensal de gás natural no segmento automotivo e a linha de tendência.



Na Figura 5.5 é possível visualizar as componentes SAZ e CI após a decomposição. São identificadas 2 zonas de baixa e 1 zona de alta ao longo do período estudado. Também se percebe uma tentativa de entrada em uma zona de alta no final do ano de 2018.

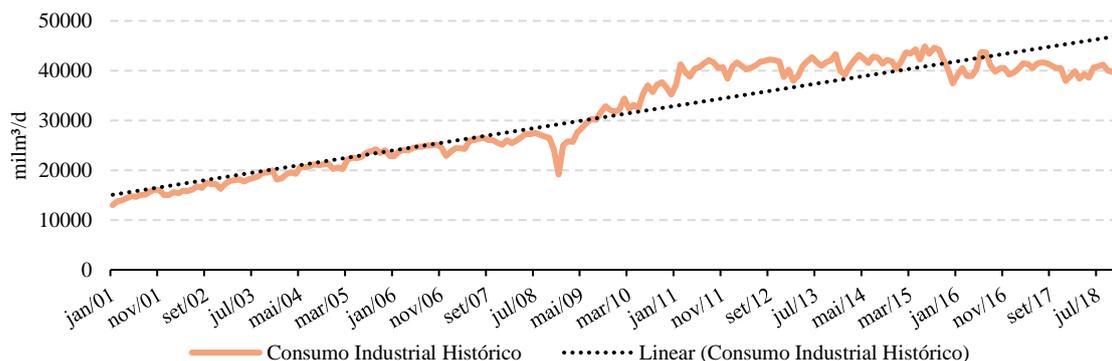
Figura 5.5: Decomposição das componentes SAZ e CI da série temporal.



5.2.3 Industrial

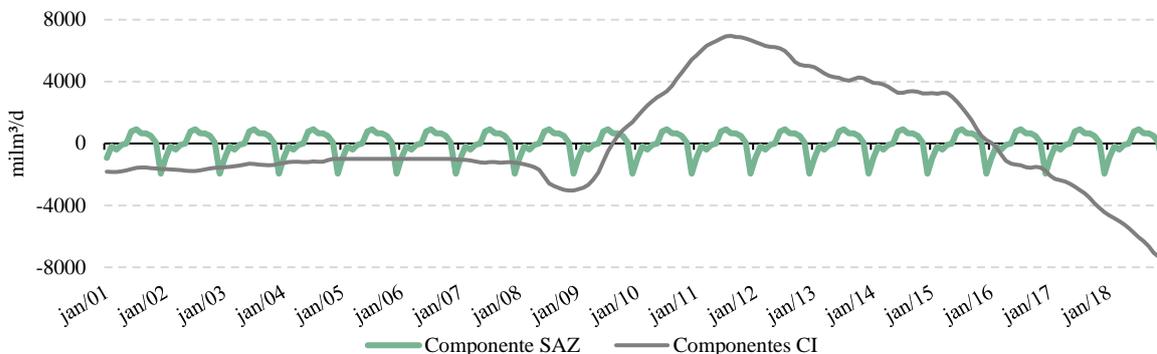
A Figura 5.6 apresenta o consumo de gás natural na indústria e a curva de tendência.

Figura 5.6: Histórico de consumo mensal de gás natural no segmento industrial e a linha de tendência.



Na Figura 5.7 são apresentadas as componentes SAZ e CI após a decomposição. Observam-se 2 zonas de baixa e 1 zona de alta ao longo do período estudado, fechando o ano de 2018 totalmente inserido em uma zona baixa.

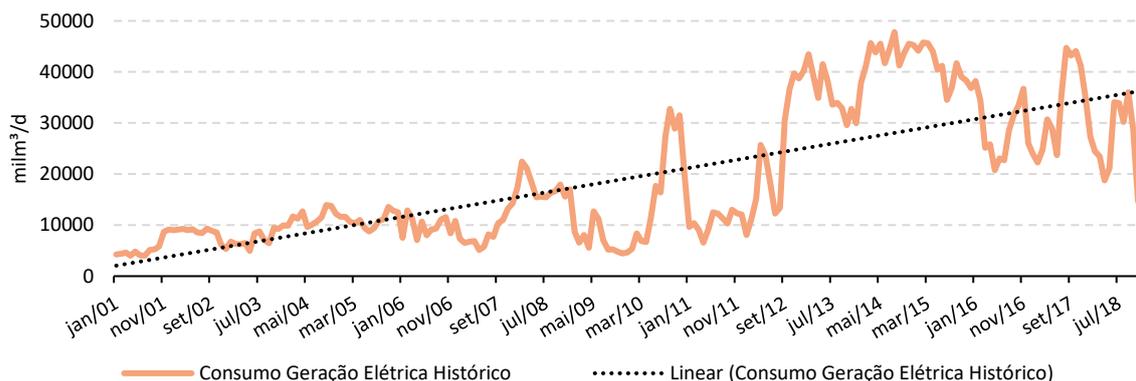
Figura 5.7: Decomposição das componentes SAZ e CI da série temporal de consumo industrial.



5.2.4 Geração Elétrica

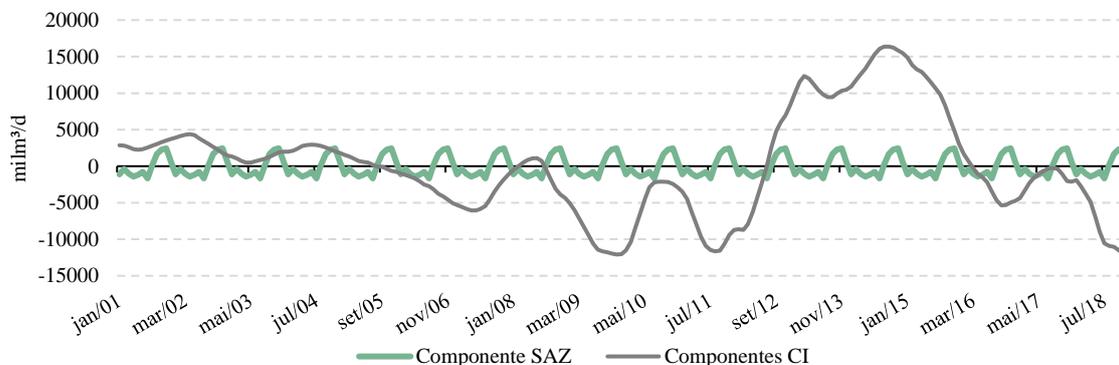
Por último, a demanda de gás natural e a curva de tendência para o segmento de geração elétrica são apresentados na Figura 5.8.

Figura 5.8: Histórico de consumo mensal de gás natural no segmento de geração elétrica e a linha de tendência.



Através da observação do gráfico é possível visualizar 2 zonas de baixa e 1 zona de alta ao longo do período estudado, porém com muitas variações irregulares. Também se percebe uma tentativa de entrada em uma zona de alta no final do ano de 2018.

Figura 5.9: Decomposição das componentes SAZ e CI da série temporal.



Após a obtenção dos modelos que estimam o comportamento do consumo de cada segmento por análise de séries temporais, é possível então realizar a estimativa dos valores de demanda existentes, para, desse modo, ser feita a seleção do modelo que melhor reproduz os dados originais das séries históricas.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A avaliação de erros foi feita para selecionar o método mais apropriado de previsão de demanda de gás natural para cada setor de consumo. Foram aplicadas as medidas de acuracidade e o coeficiente de determinação apresentados anteriormente para mensurar a diferença entre as estimativas e os dados originais.

Na Tabela 6.1 estão as estatísticas de erros médios da série e os coeficientes de determinação de cada setor de consumo. Os erros EAM (Equação 4.2) estão em mil metros cúbicos por dia, já os erros EPAM (Equação 4.4) estão em porcentagem relativa aos dados originais. Por sua vez, os coeficientes R^2 (Equação 4.5) são adimensionais.

Tabela 6.1: Erros dos modelos de previsão do consumo de gás natural *CON* para cada segmento.

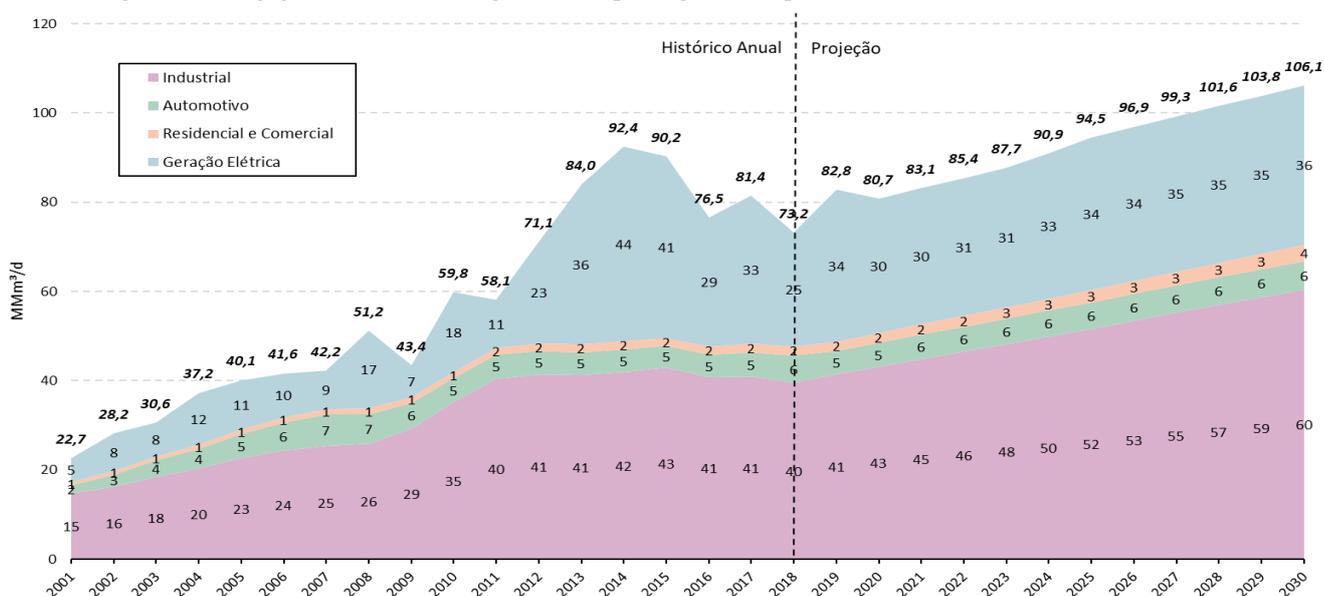
Segmento	Regressão Múltipla			Série Temporal		
	R^2	EAM	EPAM	R^2	EAM	EPAM
Residencial e Comercial	0,9937	24,3	1,7%	0,9971	16,1	1,1%
Automotivo	0,8626	366,7	7,0%	0,8391	462,5	10,2%
Industrial	0,9849	952,0	3,3%	0,9912	945,7	2,9%
Geração Elétrica	0,8431	4261,5	22,5%	0,8525	2371,2	20,5%

O método de análise de séries temporais apresentou as melhores estimativas para todos os segmentos, salvo o setor automotivo. Já para o setor automotivo, o melhor resultado veio do método de regressão múltipla relacionados às métricas PIB em valores correntes e população brasileira. Nota-se que o segmento que apresentou maiores discrepâncias em relação aos valores originais em ambos os modelos foi o de geração elétrica, em função da complexidade da modelagem do despacho termelétrico, tendo em vista todos os fatores relacionados, como: limitações físicas do sistema elétrico, complementaridade da matriz hidrotérmica, disponibilidade das térmicas, despacho econômico do sistema elétrico, aspectos sociais envolvidos, intermitências das fontes renováveis, entre outros. As tabelas completas para todos os segmentos estão disponíveis no Apêndice A.

6.1 Projeção de Demanda

Através das Equação 5.2 contida na Tabela 5.6 e da Equação 5.5 do modelo de séries temporais, foi elaborada a previsão de consumo até o ano de 2030 para o Brasil por segmento estudado. Na Figura 6.1 estão as estimativas de consumo anual de gás natural em milhões de metros cúbicos por dia para os 4 segmentos em um horizonte de 12 anos.

Figura 6.1: Projeção de demanda de gás natural por segmento a partir do histórico de dados da ABEGÁS.

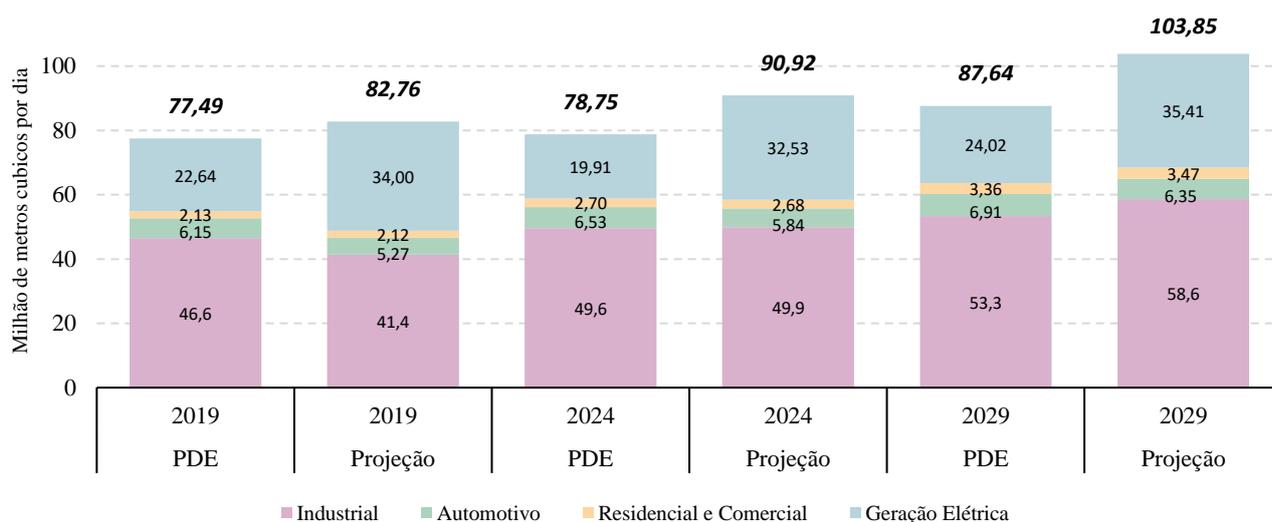


Fonte: ABEGÁS. Elaboração do autor.

Os montantes de gás natural consumidos para cada segmento estão empilhados para a visualização do crescimento individual de cada setor. Até 2018 são apresentados os valores históricos de consumo e então os valores projetados pelo autor. O modelo só prevê a ultrapassagem do consumo de 92,4 milhões de metros cúbicos de 2014 em 2025, onde estimou-se um consumo de 94,5 milhões de metros cúbicos. Porém, ao contrário de 2014, o grande setor consumidor é o industrial invés da geração de energia. O modelo previu um aumento de consumo no ano de 2029 impulsionado pela geração elétrica por termoeletricas. Percebe-se também uma estagnação no crescimento do consumo automotivo a partir de 2021, que fica em torno de 6 milhões de metros cúbicos por dia para todo o período seguinte. O segmento residencial e comercial apresentou um crescimento de 10% ao ano, se mostrando uma oportunidade para o mercado brasileiro.

Em novembro de 2019 foi lançado o PDE com horizonte de 10 anos (EPE, 2019), e, dentre os estudos realizados pela EPE, está a projeção de demanda de gás natural. Sendo assim, se faz interessante para o meio científico a comparação entre as projeções. O PDE disponibiliza dados estimados de consumo para os anos 2019, 2024 e 2029 para os setores residencial, comercial, automotivo, industrial, matéria-prima (unidades de fertilizantes), setor energético (consumo em refinarias) e geração elétrica separada em centrais públicas e autoprodutores. Com o intuito de comparar as estimativas, são unidos igualmente em 4 setores principais: residencial e comercial, automotivo, industrial e geração elétrica. O consumo em refinarias e em unidades de produção de fertilizantes é agrupado juntamente com o setor industrial, seguindo a mesma metodologia aplicada na projeção deste trabalho. Na Figura 6.2 estão comparados os consumos projetados pelo autor e pelo PDE para cada segmento nos anos de 2019, 2024 e 2029:

Figura 6.2: Comparação entre a estimativa do PDE e a projeção de demanda do autor nos anos de 2019, 2024 e 2029.



Fonte: PDE 2029. Elaboração do autor.

Novamente os montantes de gás natural consumidos para cada segmento estão empilhados para a visualização do crescimento individual de cada setor. Os valores estimados de ambos os autores para o consumo residencial e comercial apresentaram muita similaridade e o consumo automotivo da projeção elaborada neste trabalho é subestimado em relação ao previsto pelo PDE em todos os anos. Para o ano de 2024, nota-se que os valores projetados por ambos os autores estão próximos para os setores industrial, enquanto em 2029 ocorre um descolamento entre os valores estimados de consumo na indústria, sendo a demanda do PDE a mais conservadora.

A maior diferença entre as projeções está na estimativa de consumo do setor de geração elétrica. O PDE explicita que considera apenas o consumo mínimo de geração térmica, sem despacho termoeletrico adicional. Este fator é o que acarreta maior contraste com a projeção do autor, onde o modelo de séries temporais utilizado na estimativa do setor de geração elétrica enxerga os ciclos e sazonalidades na geração térmica, assim, abrangendo os despachos extras, como em períodos de seca e de queda nos reservatórios das hidroelétricas.

Na Tabela 6.2 estão calculados os desvios percentuais entre o a estimativa do autor e a do PDE entre os modelos:

Tabela 6.2: Comparação entre projeções de demanda em milhões de metros cúbicos por dia.

MMm³/d	2019			2024			2029		
	PDE	Projeção	Desvio (%)	PDE	Projeção	Desvio (%)	PDE	Projeção	Desvio (%)
Residencial e Comercial	2,1	2,1	-0,5%	2,7	2,7	-0,4%	3,4	3,5	3,5%
Automotivo	6,2	5,3	-14,3%	6,5	5,8	-10,6%	6,9	6,4	-8,1%
Industrial	46,6	41,4	-11,2%	49,6	49,9	0,5%	53,3	58,6	9,9%
Geração Elétrica	22,6	34,0	50,2%	19,9	32,5	63,3%	24,0	35,4	47,4%
Total	77,5	82,8	6,8%	78,7	90,9	15,4%	87,6	103,8	18,5%

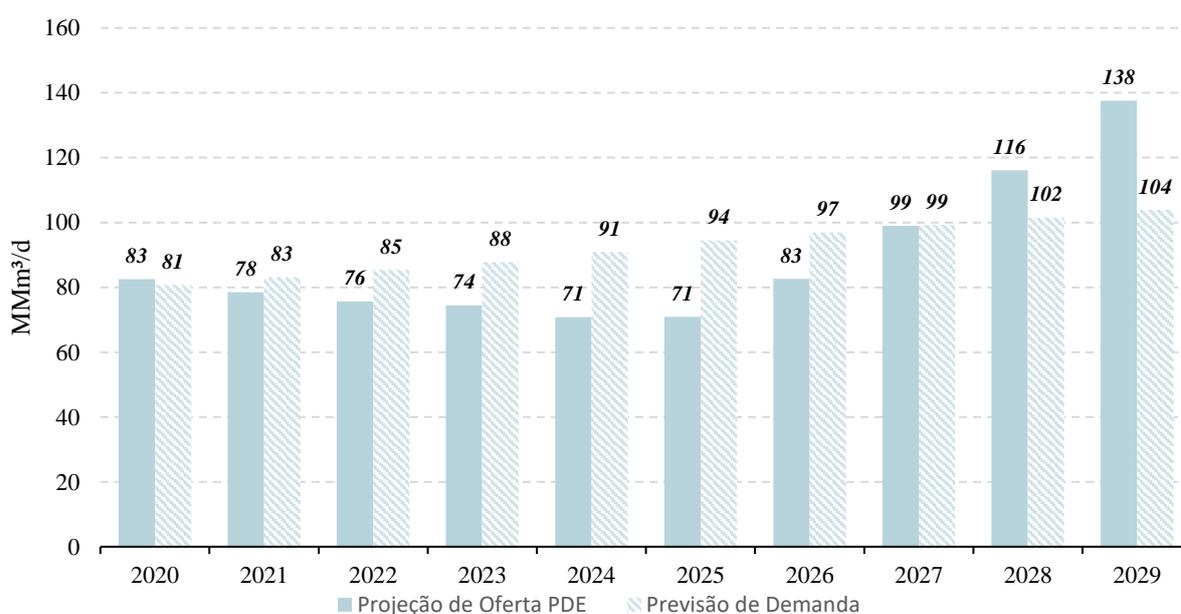
Fonte: PDE 2029. Elaboração do autor.

Ao passar dos anos de 2019 a 2029 a diferença entre o valor total de consumo de gás natural no Brasil projetados pelo autor pelo PDE vai aumentando, sendo em 2019 um desvio de aproximadamente 7%, enquanto em 2029 é de mais de 18%. O protagonista de tal situação é o setor de geração de energia, que possui valores muito distintos em todos os anos. Entretanto, em ambas as projeções o crescimento do setor de geração elétrica é o menor, com apenas 6% pelo PDE e 4% na estimativa do autor no período de 10 anos.

A previsão de consumo do segmento residencial e comercial é o que menos possui dissimilaridade, fato explicado pelo caráter linear da demanda do segmento, e apresenta o maior crescimento no período estudado, sendo na projeção do PDE uma de evolução de 57% em 10 anos, e na projeção do trabalho de 64%. Em ambas as estimativas o consumo industrial apresentou crescimento ao longo dos anos, porém mais acentuado na projeção interna, com um crescimento de 52% no horizonte de estudo e apenas 15% na projeção externa. O setor automotivo apresentou uma de evolução de 12% em 10 anos na projeção do PDE e de 20% na projeção do autor.

Tendo em vista a oferta de gás natural projetada na Figura 1.1 pelo próprio PDE (EPE, 2019), na Figura 6.3 está o balanço de oferta e demanda de gás natural para os anos de 2019 a 2030 com a estimativa de oferta do PDE e a projeção de demanda do autor.

Figura 6.3: Comparação entre a estimativa de oferta do PDE e a projeção de demanda do autor entre 2020 e 2029.



Fonte: PDE 2029. Elaboração do autor.

Desse modo, a partir de 2027 um montante de gás é apontado como sobra, podendo ser direcionada para armazenamento ou exportação, tanto por gasodutos como por GNL. Além disso, se for considerada a projeção de demanda do PDE apontada tanto na Figura 6.2 como na Tabela 6.2, o montante remanescente é ainda maior.

7 CONCLUSÃO

O presente estudo apresentou uma projeção de consumo de gás natural no Brasil com um horizonte de 12 anos para os segmentos residencial e comercial, automotivo, industrial e de geração elétrica através de métodos estatísticos de regressão simples e múltipla e análise de séries temporais clássicas. Os métodos de previsão foram comparados através de medidas de erros e pelo coeficiente de determinação, onde ambos apontaram para os mesmos resultados: o setor residencial e comercial, industrial e de geração elétrica obtiveram os menores erros pelo modelo de séries temporais, enquanto, para o segmento automotivo o melhor resultado obtido foi por regressão múltipla. Em todos segmentos a ferramenta de regressão simples obteve os piores resultados.

A projeção obtida apenas prevê o alcance dos mesmos níveis de consumo de gás natural de 2014 em 2025, sendo a indústria a maior consumidora de gás neste momento. A projeção de demanda de gás natural elaborada neste trabalho foi comparada com a projeção do PDE lançado em 2019, onde o último se mostrou mais conservador em todos os segmentos, exceto o automotivo. Ao passar dos anos no período de estudo a diferença entre o valor total de consumo de gás natural no Brasil das duas projeções aumenta, passando de um desvio aproximado de 7% para mais de 18% em 2029.

O segmento que mais apresenta discrepâncias entre as duas projeções é o de geração elétrica, fato decorrente do PDE considerar apenas o consumo mínimo de geração térmica, sem despacho termoelétrico adicional, enquanto o método proposto apresenta ciclos e sazonalidades na geração térmica, englobando despachos extras, como em períodos de seca e de queda nos reservatórios das hidroelétricas.

O balanço energético elaborado nos resultados aponta para uma sobra de gás de 14 e 34 milhões de metros cúbicos por dia nos anos de 2028 e 2029, respectivamente, que não vê no mercado brasileiro condições de consumo, podendo ser então destinado à exportação ou armazenamento. Este fato faz o Brasil passar de um país deficitário de gás natural, que importa tanto por gasodutos como na forma liquefeita, para um com excedente do energético, trazendo assim a oportunidade de negócio com exportação.

8 TRABALHOS FUTUROS

Em trabalhos futuros poderia ser feita a avaliação econômica de projetos de liquefação de gás natural para exportação, analisando assim a competitividade do gás natural brasileiro provindo de exploração de águas profundas. Como estudo complementar, poderia ser realizado um estudo de aplicabilidade do uso de armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais e seu impacto no sistema de transporte e distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). Boletim de Estatísticas de Consumo de Gás Natural. 2019. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/estatisticas-de-consumo>>. Acesso em: agosto de 2019.

ALMEIDA, E.L.F. Indústria do Gás Natural. Fundamentos da Economia de Energia. Apostila Didática. Instituto de Economia. UFRJ. 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: agosto de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2019. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em: agosto de 2019.

BALDINO, R.R. e CABRAL. T.C.B.; Erro do significado ou significado do Erro. Boletim Gepem, Rio de Janeiro: Instituto de Educação da UFRuralRJ. 1999.

BARJA, G.J.A., A Cogeração e sua Inserção no Sistema Elétrico. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília (UNB). 2006.

BIRAL, G. Z. *Forecasting: avaliação de desempenho de modelos de séries temporais para previsões de preços do barril de petróleo da corrente OPEC Basket*. Fundação Instituto Capixaba de Pesquisas em Contabilidade, Economia e Finanças (FUCAPE), 2011.

BRITISH PETROLEUM (BP). *Statistical Review of World Energy*. 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: agosto de 2019.

BRASIL. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: agosto de 2019.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). *Newave - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo*. 2011. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em: setembro de 2019.

COELHO, Suani Teixeira; ZYLBERSZTAJN, David. Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo. Universidade de São Paulo (USP). 1999.

DOS SANTOS, E.M., ZAMALLOA, G.C., VILLANUEVA, L.D., FAGÁ, M.T.W. Gás natural – estratégias para uma energia nova no Brasil. Annablume Editora. 2002.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: agosto de 2019.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Cadernos Energia: Gás Natural. 2014.

JOHNSON, A. B. O.; WICHERN D. W. *Applied Multivariate Statistical Analysis*. 1992.

KRAUSE, G. G. Estrutura E Regulação Do Mercado De Gás Natural Experiência Internacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). 1998.

Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-03-1998-anp.pdf> >. Acesso em: setembro de 2019.

MACHADO, G. Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento e Terminais de GNL. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2018, Rio de Janeiro. Trabalhos Técnicos ISSN 2525-7560. Bloco III – Gás e Energia. Rio de Janeiro: IBP. Disponível em: < <https://www.ibp.org.br/rog2018-trabalhos-tecnicos> >. Acesso em outubro de 2019.

MINISTÉRIO DE MINAIS E ENERGIA (MME). Boletim Mensal De Acompanhamento De Indústria De Gás Natural. 2019. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural> >. Acesso em: setembro de 2019.

MOREIRA, A. R. B. Modelos para a Projeção do Consumo Nacional e Regional de Óleo Diesel. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. 1996.

MORETTIN, P. A., TOLOI, C. M. C. Análise de séries temporais. São Paulo: Edgard Blucher, 2004.

REIS, E., Estatística Descritiva (2ª ed.). Lisboa: Edições Sílabo. 1994.

REIS, M.M. Notas de Aula. Análise de Séries Temporais. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). 2019. Disponível em: < <https://www.inf.ufsc.br/~marcelo.menezes.reis/INE7001.html> >. Acesso em: setembro de 2019.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US-EPA). *Air Emission Inventory Improvement Program* (EIIP). 2014. Disponível em: <<https://www.epa.gov/air-emissions-inventories/air-emissions-inventory-improvement-program-eiip>>. Acesso em: agosto de 2019.

APÊNDICE A – AVALIAÇÃO DE ERROS

As Tabelas A.1 a A.4 apresentam os valores efetivos de consumo de gás natural em mil normais metros cúbicos por dia para cada segmento estudado, assim como as previsões de demanda estimadas pelos métodos de regressão múltipla e de análise de séries temporais clássicas, que estão na unidade correspondente dos dados originais. As medidas de erro e_t (Equação 4.1) estão na mesma escala e unidade da variável de interesse, já as medidas e_0 (Equação 4.3) estão em porcentagem relativas aos dados originais.

Tabela A.1: Erros absolutos e erros percentuais absolutos para o segmento residencial e comercial por método.

Residencial e Comercial							
Dados Originais		Regressão Múltipla			Série Temporal		
Ano	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)	Estimativa	e_t	e_0	Estimativa	e_t	e_0
2001	765,9	753,1	12,8	1,7%	779,2	13,3	1,7%
2002	846,7	841,8	4,9	0,6%	854,1	7,4	0,9%
2003	948,2	924,4	23,8	2,5%	949,9	1,6	0,2%
2004	1041,7	1060,5	18,8	1,8%	1035,2	6,5	0,6%
2005	1110,4	1124,0	13,7	1,2%	1110,0	0,3	0,0%
2006	1206,2	1179,2	27,0	2,2%	1184,9	21,3	1,8%
2007	1244,9	1225,0	20,0	1,6%	1259,8	14,9	1,2%
2008	1332,3	1284,4	47,9	3,6%	1319,4	13,0	1,0%
2009	1331,5	1324,1	7,4	0,6%	1348,3	16,8	1,3%
2010	1422,7	1422,3	0,5	0,0%	1423,1	0,4	0,0%
2011	1552,5	1527,8	24,6	1,6%	1547,7	4,8	0,3%
2012	1637,7	1633,2	4,6	0,3%	1647,4	9,7	0,6%
2013	1750,7	1702,5	48,2	2,8%	1722,3	28,4	1,6%
2014	1811,7	1809,4	2,3	0,1%	1772,1	39,7	2,2%
2015	1760,0	1844,0	84,0	4,8%	1811,7	51,8	2,9%
2016	1930,7	1897,5	33,2	1,7%	1886,6	44,1	2,3%
2017	1955,5	1958,2	2,8	0,1%	1961,5	6,0	0,3%
2018	2100,5	2039,7	60,8	2,9%	2089,8	10,8	0,5%

Tabela A.2: Erros absolutos e erros percentuais absolutos para o segmento automotivo por método.

Automotivo							
Dados Originais		Regressão Múltipla			Série Temporal		
Ano	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)	Estimativa	e_t	e_0	Estimativa	e_t	e_0
2001	1747,8	1640,2	107,6	6,2%	2566,4	818,6	46,8%
2002	2685,2	2655,1	30,0	1,1%	2683,1	2,0	0,1%
2003	3642,3	3413,6	228,6	6,3%	3988,7	346,4	9,5%
2004	4333,6	5224,9	891,3	20,6%	5294,3	960,6	22,2%
2005	5309,8	5817,6	507,8	9,6%	5411,0	101,2	1,9%
2006	6316,6	6206,7	109,9	1,7%	5527,7	788,9	12,5%
2007	7019,0	6046,8	972,2	13,9%	5644,4	1374,6	19,6%
2008	6626,2	5793,0	833,3	12,6%	5761,1	865,1	13,1%
2009	5752,9	5873,7	120,8	2,1%	5877,8	124,9	2,2%
2010	5463,0	5525,8	62,8	1,1%	5783,1	320,0	5,9%
2011	5408,3	5147,6	260,6	4,8%	4842,4	565,8	10,5%
2012	5320,5	5228,7	91,8	1,7%	4959,1	361,4	6,8%
2013	5098,9	5365,5	266,6	5,2%	5075,8	23,1	0,5%
2014	5019,2	5381,1	361,9	7,2%	5192,5	173,4	3,5%
2015	4820,0	5277,2	457,2	9,5%	5309,3	489,3	10,2%
2016	4959,8	5196,0	236,2	4,8%	5426,0	466,2	9,4%
2017	5395,3	5130,2	265,1	4,9%	5542,7	147,4	2,7%
2018	6056,3	5259,0	797,3	13,2%	5659,4	396,9	46,8%

Já na Tabela A.3 estão calculados os erros absolutos e erros percentuais absolutos para cada ano da série de dados por método de previsão para o segmento industrial.

Tabela A.3: Erros absolutos e erros percentuais absolutos para o segmento industrial por método.

Industrial							
Dados Originais		Regressão Múltipla			Série Temporal		
Ano	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)	Estimativa	e_t	$e_{\%}$	Estimativa	e_t	$e_{\%}$
2001	14790,1	15496,1	706,0	4,8%	15134,9	344,8	2,3%
2002	16279,6	16029,9	249,8	1,5%	16835,1	555,4	3,4%
2003	18479,8	18591,8	112,0	0,6%	18535,2	55,4	0,3%
2004	20295,2	19557,0	738,2	3,6%	20235,4	59,8	0,3%
2005	22704,4	21243,8	1460,6	6,4%	21935,6	768,8	3,4%
2006	24279,3	23220,1	1059,2	4,4%	23635,7	643,6	2,7%
2007	25364,5	25373,7	9,3	0,0%	25335,9	28,6	0,1%
2008	25814,7	28681,6	2866,9	11,1%	27036,0	1221,3	4,7%
2009	29271,6	31505,9	2234,3	7,6%	30947,6	1676,0	5,7%
2010	35088,3	34793,5	294,8	0,8%	35743,7	655,4	1,9%
2011	40422,3	37979,6	2442,7	6,0%	37443,9	2978,4	7,4%
2012	41365,9	40187,4	1178,5	2,8%	39144,1	2221,8	5,4%
2013	41255,6	42196,0	940,4	2,3%	40844,2	411,4	1,0%
2014	41949,7	42874,5	924,8	2,2%	42544,4	594,7	1,4%
2015	42941,2	41891,8	1049,4	2,4%	43229,6	288,4	0,7%
2016	40779,3	40720,5	58,8	0,1%	39285,5	1493,8	3,7%
2017	40912,7	40682,4	230,4	0,6%	40465,8	446,9	1,1%
2018	39588,4	40168,6	580,2	1,5%	42166,0	2577,6	6,5%

Na Tabela A.4 estão calculados os erros absolutos e erros percentuais absolutos para cada ano da série de dados por método de previsão para o segmento de geração elétrica.

Tabela A.4: Erros absolutos e erros percentuais absolutos para o segmento de geração elétrica por método.

Geração Elétrica							
Dados Originais		Regressão Múltipla			Série Temporal		
Ano	Demanda de gás natural (mil m ³ /d)	Estimativa	e_t	$e_{\%}$	Estimativa	e_t	$e_{\%}$
2001	5354,4	7781,0	2426,6	45,3%	5074,3	280,0	5,2%
2002	8401,7	5074,3	3327,4	39,6%	6988,9	1412,8	16,8%
2003	7509,4	9444,5	1935,1	25,8%	8903,5	1394,1	18,6%
2004	11570,4	6368,1	5202,3	45,0%	10818,1	752,2	6,5%
2005	10998,5	9048,0	1950,5	17,7%	11283,4	285,0	2,6%
2006	9809,9	15762,6	5952,8	60,7%	9898,3	88,4	0,9%
2007	8593,9	12994,6	4400,7	51,2%	9973,5	1379,6	16,1%
2008	17448,9	16660,0	788,9	4,5%	15934,7	1514,2	8,7%
2009	7013,3	11288,6	4275,3	61,0%	14170,6	7157,3	102,1%
2010	17810,0	18068,1	258,1	1,4%	15717,3	2092,7	11,7%
2011	10711,4	9279,4	1432,0	13,4%	17631,9	6920,5	64,6%
2012	22777,7	24089,1	1311,4	5,8%	24582,3	1804,6	7,9%
2013	35860,4	25081,4	10779,0	30,1%	36568,5	708,2	2,0%
2014	43658,2	35473,3	8184,9	18,7%	38483,1	5175,1	11,9%
2015	40724,4	33485,0	7239,3	17,8%	40397,7	326,6	0,8%
2016	28875,6	32607,4	3731,7	12,9%	30600,2	1724,5	6,0%
2017	33163,1	38918,6	5755,5	17,4%	30172,3	2990,8	9,0%
2018	25411,0	33166,4	7755,4	30,5%	32086,9	6675,9	26,3%