



## **Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL**

### **Previsão regional da carga de energia, uma abordagem pragmática para planejamento da expansão do sistema elétrico**

**WALTER ADOLFO DE ANDRADE FERREIRA LIER DE VITTO(1); ADRIANO PITOLI(1); RICHARD LEE HOCHSTETLER(2); ROSIANE DE SOUZA(3); DONATO FILHO(3); TCI(1);Inst. Acende Brasil(2);EDP(3);**

#### **RESUMO**

O presente trabalho parte da constatação de que cada vez mais se faz pertinente o planejamento integrado da expansão da geração e da transmissão, o que torna necessário o refinamento da estimativa do crescimento da carga para levar em conta como a demanda evoluirá temporalmente em termos espaciais. Neste Informe Técnico, apresentamos um arcabouço para a projeção da carga de energia elétrica em nível regional, incluindo uma metodologia que lança mão de matrizes de correlação do consumo de energia elétrica para auxiliar no agrupamento dos estados. Tal método visa reduzir os custos associados a regionalização de projeções.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Previsão de carga, Regionalização, Cenários econômicos microfundamentados, Planejamento de longo prazo

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

O presente Informe Técnico tem como objetivo descrever a metodologia empregada na estimativa da carga de energia elétrica por região, no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel “Análise de portfólio de usinas de geração para atendimento da carga futura do Sistema Interligado Nacional” (PD-07267-00120-2018), também denominado “P&D Matriz Robusta”. O projeto é patrocinado pela EDP, sob a coordenação do Instituto Acende Brasil, sendo o desenvolvimento da metodologia de projeção da carga executada pela Tendências Consultoria Integrada.

Tradicionalmente, o planejamento do crescimento da carga de energia (e da necessidade de novas capacidades de geração) se dá em termos agregados (Brasil ou por subsistemas). Entretanto, a crescente participação de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa e hidráulica a fio d'água) na matriz elétrica impõem restrições ao planejamento do atendimento da carga, o que eleva os benefícios da estimativa mais desagregada da expansão da demanda.

A geração a partir de fontes renováveis se dá onde o recurso energético é mais abundante, com implicações importantes para o transporte de energia. Exige-se mais capacidade de transmissão para escoar a produção para os centros de carga. Além disto, a energia oriunda destas fontes renováveis depende da disponibilidade do recurso energético no momento da produção. Grande parte destas fontes não são despacháveis sob demanda, logo, no processo de planejamento torna-se necessário levar em conta as variações nos padrões de produção e de consumo ao longo de cada estação do ano e de cada hora do dia para assegurar a compatibilidade da oferta e demanda. A distribuição espacial da geração e da carga se torna mais relevante.

Logo, faz-se cada vez mais pertinente o planejamento integrado da expansão da geração e da transmissão e também mais detalhado, a fim de avaliar as mudanças no perfil da carga ao longo do tempo. Isso requer

mudanças na forma de projetar a carga. Já não basta considerar as projeções de crescimento da carga agregada em cada subsistema. Torna-se necessário refinar a estimativa do crescimento da carga para levar em conta como a demanda evoluirá em termos espaciais e temporais.

Neste informe técnico, busca-se apresentar uma metodologia pragmática que possa fazer frente as necessidades supracitadas levando em conta o custo-benefício das análises adicionais requeridas para sua estimativa.

Idealmente, maiores desagregações espaciais das estimativas para a carga de energia produziram informações locais mais precisas para a otimização da expansão da geração, haja vista a grande capilaridade de barramentos considerados pelos modelos de simulação da oferta. Também deve-se buscar uma estimativa separada para as diversas classes de consumo, para avaliar o perfil da carga horossazonal.

Entretanto, existem importantes limitações para a desagregação da carga. A primeira limitação diz respeito à restrição na disponibilidade de dados, tanto de carga quanto das variáveis determinantes da carga (produção industrial, ocupação, vendas do varejo, etc.). Em paralelo, há restrições de ordem econômica, relacionadas aos custos envolvidos em maiores níveis de desagregação das projeções das variáveis explicativas e da estimativa dos modelos de carga.

O esforço adicional envolvido na projeção mais desagregada cresce exponencialmente. Por exemplo, a projeção de cargas individualizadas para as cinco classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outros) em cada um dos 27 estados da federação exigiria 135 modelos econométricos. Se para cada modelo se considerar três cenários econômicos, o número de projeções sobe para 405. O custo deste esforço não é desprezível. Para cada estado, teriam que ser projetados um conjunto de indicadores de atividade (produção industrial, vendas do varejo, serviços, emprego, renda, etc) e de demografia (população, população economicamente ativa, número de domicílios, etc.). Além disso, há que se garantir a consistência entre todas essas variáveis estaduais de atividade/demografia com o agregado do País, em um processo árduo de convergência de métodos de projeção diferentes. Também deve-se mencionar a custosa tarefa de obtenção, sistematização e organização dos dados que suportam todo o trabalho envolvido na estimativa da carga de energia.

A proposição metodológica apresentada neste Informe Técnico busca lidar com o desafio de forma estratégica, adotando uma regionalização limitada, mas capaz de captar as diferenças mais relevantes, de forma a minimizar o esforço computacional envolvido. Para isto, propõe-se a agregação de estados com características semelhantes. As projeções de carga destes agrupamentos são então aplicadas a todos os barramentos contidos na referida região para fins de simulações das operações utilizadas para balizar o planejamento da expansão.

Também são descritos aspectos metodológicos empregados na projeção da carga de energia, em especial aspectos relacionados à construção dos cenários econômicos regionais, que servem de insumo para modelagem e projeção da demanda por energia elétrica. Os modelos estimados para cada classe de consumo e região também são apresentados neste Informe Técnico, com foco nas variáveis explicativas do comportamento da carga.

## 2.0 - VISÃO GERAL DA METODOLOGIA EMPREGADA NA PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA REGIONAL

Em linhas gerais, a metodologia adotada envolve a estimativa econométrica da carga de energia considerando uma delimitação na dimensão regional e na dimensão das classes de consumo. A análise busca uma segmentação em número de áreas e classes de consumo suficiente para captar as principais diferenças no comportamento espacial da carga ao longo do tempo.

### 2.1 Delimitação dos agrupamentos regionais

O método de agregação proposto parte da análise de matrizes de correlações cruzadas do consumo de energia elétrica entre todos os estados da federação. Foram analisadas as correlações do consumo de energia entre os estados no período “2003 a 2014”, envolvendo o consumo total e o de cada uma das principais classes de consumo – residencial, comercial, industrial, rural e outros. O objetivo é identificar possíveis agrupamentos de

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

estados que permitam reduzir o número de estimações a serem realizadas.

Como se pretende construir grupos de estados de forma a minimizar os vieses de projeção – frente a alternativa de se projetar a carga de cada estado –, a análise das correlações entre o consumo dos estados permite avaliar, sob esse ponto de vista, a pertinência dos agrupamentos inicialmente construídos a partir de critérios socioeconômicos e de proximidade entre os estados. A própria análise das correlações, também pode indicar agrupamentos não previstos. A matriz de correlação do consumo total de energia dos estados é apresentada na Figura 1 abaixo

O cruzamento de cada linha e coluna na matriz representa a correlação entre o consumo de energia de dois estados específicos, ou seja, a medida de semelhança entre os seus padrões de consumo de energia elétrica. Para melhor visualização dos níveis de correlação entre o consumo de energia nos estados, as regiões com alta correlação são indicadas pela cor azul e as regiões com baixas correlações são pela cor vermelha.

	RO	AC	AM	RR	PA	AP	TO	MA	PI	CE	RN	PB	PE	AL	SE	BA	MG	ES	RJ	SP	PR	SC	RS	MS	MT	GO	DF
RO	1.00	0.98	0.97	0.96	0.91	0.98	0.98	0.20	0.98	0.98	0.96	0.98	0.97	0.89	0.96	0.87	0.78	0.89	0.84	0.83	0.92	0.96	0.89	0.98	0.99	0.98	0.95
AC	0.98	1.00	0.94	0.99	0.93	0.99	0.99	0.10	0.99	0.97	0.95	0.97	0.96	0.88	0.93	0.85	0.75	0.84	0.81	0.78	0.90	0.94	0.87	0.97	0.99	0.98	0.91
AM	0.97	0.94	1.00	0.92	0.96	0.97	0.94	0.36	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	1.00	0.96	0.89	0.97	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99	0.99
RR	0.96	0.99	0.92	1.00	0.90	0.97	1.00	-0.01	0.99	0.95	0.93	0.95	0.94	0.85	0.90	0.81	0.69	0.80	0.77	0.72	0.86	0.91	0.83	0.95	0.98	0.96	0.88
PA	0.91	0.93	0.96	0.90	1.00	0.96	0.92	0.36	0.93	0.97	0.98	0.97	0.98	0.97	0.96	0.97	0.92	0.94	0.95	0.92	0.98	0.98	0.97	0.97	0.95	0.97	0.96
AP	0.98	0.99	0.97	0.97	0.96	1.00	0.99	0.20	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.93	0.97	0.91	0.82	0.90	0.87	0.85	0.94	0.97	0.92	0.99	0.99	0.99	0.96
TO	0.98	0.99	0.94	1.00	0.92	0.99	1.00	0.06	1.00	0.97	0.95	0.96	0.96	0.87	0.92	0.84	0.73	0.83	0.80	0.76	0.89	0.93	0.86	0.97	0.99	0.97	0.91
MA	0.20	0.10	0.36	-0.01	0.36	0.20	0.06	1.00	0.09	0.29	0.35	0.31	0.33	0.44	0.42	0.52	0.67	0.55	0.57	0.67	0.48	0.39	0.53	0.27	0.18	0.26	0.45
PI	0.98	0.99	0.95	0.99	0.93	0.99	1.00	0.09	1.00	0.98	0.96	0.97	0.96	0.89	0.94	0.86	0.76	0.86	0.82	0.79	0.90	0.95	0.88	0.98	0.99	0.98	0.92
CE	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.29	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.94	0.87	0.94	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	0.99	0.99	1.00	0.98
RN	0.96	0.95	0.99	0.93	0.98	0.98	0.95	0.35	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.97	0.90	0.96	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
PB	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.96	0.31	0.97	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.99	0.95	0.87	0.94	0.92	0.90	0.97	0.99	0.96	0.99	0.99	1.00	0.98
PE	0.97	0.96	0.99	0.94	0.98	0.99	0.96	0.33	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.96	0.89	0.95	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
AL	0.89	0.88	0.97	0.85	0.97	0.93	0.87	0.44	0.89	0.95	0.97	0.96	0.97	1.00	0.96	0.99	0.95	0.97	0.98	0.95	0.98	0.97	0.98	0.96	0.92	0.95	0.96
SE	0.96	0.93	1.00	0.90	0.96	0.97	0.92	0.42	0.94	0.98	0.99	0.99	0.99	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.94	0.98	0.99	0.97	0.98	0.96	0.93	1.00
BA	0.87	0.85	0.96	0.81	0.97	0.91	0.84	0.52	0.86	0.94	0.97	0.95	0.96	0.99	0.96	1.00	0.97	0.98	0.97	0.98	0.99	0.97	0.99	0.94	0.90	0.93	0.96
MG	0.78	0.75	0.89	0.69	0.92	0.92	0.73	0.67	0.76	0.87	0.90	0.87	0.89	0.95	0.91	0.97	1.00	0.96	0.98	0.95	0.92	0.97	0.86	0.80	0.85	0.91	0.91
ES	0.89	0.84	0.97	0.80	0.94	0.90	0.83	0.55	0.86	0.94	0.96	0.94	0.95	0.97	0.97	0.98	0.96	1.00	0.98	0.98	0.96	0.95	0.93	0.89	0.93	0.97	0.97
RJ	0.84	0.81	0.94	0.77	0.95	0.87	0.80	0.57	0.82	0.91	0.94	0.92	0.94	0.98	0.95	0.99	0.98	0.98	1.00	0.98	0.98	0.95	0.99	0.91	0.86	0.90	0.95
SP	0.83	0.78	0.92	0.72	0.92	0.85	0.76	0.67	0.79	0.89	0.92	0.90	0.92	0.95	0.94	0.98	0.99	0.98	0.98	1.00	0.97	0.94	0.98	0.89	0.84	0.98	0.95
PR	0.92	0.90	0.98	0.86	0.96	0.94	0.89	0.48	0.90	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.99	0.95	0.98	0.98	0.97	1.00	0.99	1.00	0.97	0.94	0.96	0.98
SC	0.96	0.94	0.99	0.91	0.98	0.97	0.93	0.39	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	0.99	0.97	0.92	0.96	0.95	0.94	0.99	1.00	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98
RS	0.89	0.87	0.97	0.83	0.97	0.92	0.86	0.53	0.88	0.95	0.97	0.96	0.97	0.98	0.97	0.99	0.97	0.98	0.99	0.98	1.00	0.98	1.00	0.95	0.91	0.94	0.98
MS	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.27	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.96	0.98	0.94	0.86	0.93	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	1.00	0.99	1.00	0.97
MT	0.99	0.99	0.97	0.98	0.95	0.99	0.99	0.18	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	0.92	0.96	0.90	0.80	0.89	0.86	0.84	0.94	0.97	0.91	0.99	1.00	0.99	0.95
GO	0.98	0.98	0.99	0.96	0.97	0.99	0.97	0.26	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.93	0.85	0.93	0.90	0.88	0.96	0.99	0.94	1.00	0.99	1.00	0.97
DF	0.95	0.91	0.99	0.88	0.96	0.96	0.91	0.45	0.92	0.98	0.98	0.98	0.98	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.95	0.98	0.98	0.98	0.97	0.95	0.97	1.00

FIGURA 1 – Matriz de correlação do consumo total de energia dos estados

Considerando as correlações entre o consumo de energia dos estados (grau de similaridade do padrão de consumo) e, também, aspectos como a especialização produtiva dos estados e sua localização, o emprego da análise da matriz de correlações resultou na identificação de sete agrupamentos de estados: (i) região Norte, exceto Tocantins; (ii) Maranhão + Tocantins + Piauí (MATOPI); (iii) região Nordeste, exceto Maranhão e Piauí; (iv) região Sudeste, exceto Rio de Janeiro; (v) Rio de Janeiro; (vi) região Sul; e (vii) região Centro-Oeste.

A separação das regiões Sudeste e Centro-Oeste, tradicionalmente reunidas em um único submercado, justifica-se pelo fato das correlações serem muito mais fortes entre estados da mesma região. Este fato é reforçado quando levamos em consideração as diferentes especializações e perspectivas para as dinâmicas econômicas regionais.

O tratamento isolado do Rio de Janeiro se deve a baixa correlação do consumo residencial fluminense relativo ao de São Paulo e Minas Gerais e pela grande dependência do estado em relação ao setor de petróleo e gás natural, cujas perspectivas para a próxima década no estado são bastante positivas – o que deve imprimir um padrão distinto de crescimento da economia local frente a dos demais estados.

Apesar da baixa correlação do Maranhão com os demais estados da federação, inclusive Tocantins e Piauí, o agrupamento MATOPI se justifica pelo fato desses três estados constituírem uma importante região de fronteira agrícola – aspecto que deve influenciar de maneira decisiva o padrão do consumo destes estados nos próximos anos.

A Figura 2 abaixo ilustra a evolução do consumo de energia elétrica das sete regiões delimitadas e permite constatar a disparidade de padrões de crescimento no período de 2004 a 2017.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

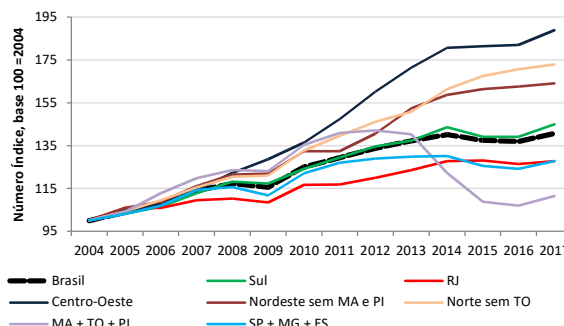


FIGURA 2 – Consumo de energia elétrica: Brasil e regiões selecionadas (Número Índice, base 100 = 2004)

A metodologia empregada na estimação das principais variáveis econômicas em nível regional envolve duas etapas: (i) construção de cenários macroeconômicos; e (ii) regionalização das projeções.

## 2.2 Projeção das variáveis macroeconômicas

O primeiro dos dois passos mencionados acima consiste em traçar hipóteses e projetar as principais variáveis macroeconômicas, o que foi feito para três cenários distintos: (i) básico, (ii) otimista e (iii) pessimista.

De forma resumida, a projeção de longo prazo do PIB potencial e das variáveis econômicas mais relevantes envolve uma combinação de técnicas, incluindo, modelos econométricos e ferramentas de construção de cenários.

Enquanto o modelo econométrico responde pela estimativa das variáveis endógenas, as técnicas de cenários e as avaliações qualitativas permitem traçar hipóteses para o comportamento das variáveis exógenas, determinadas a partir de um processo de discussão entre os pesquisadores e convidados externos, especialistas nos temas mais críticos a cada momento no País e com potencial de influenciar no ritmo de expansão da atividade econômica nos anos à frente.

A partir da definição das premissas para as variáveis exógenas, o modelo determina as variáveis endógenas. Um resumo das variáveis exógenas e endógenas do modelo de projeção de longo prazo de variáveis econômicas é apresentado na Figura 3 a seguir.

Variáveis Exógenas:	Variáveis Endógenas:	
✓ Crescimento Economia Mundial	✓ PIB nominal (atividade)	✓ IGP-M (preço)
✓ Juros nominais nos EUA – Fed Fund	✓ PIB per capita (atividade)	✓ IPC-M (preço)
✓ Inflação EUA - CPI	✓ Crescimento real (atividade)	✓ Juros reais (preço)
✓ Prêmio de risco	✓ Crescimento Agropecuária (atividade)	✓ Exportações (setor externo)
✓ Meta de inflação	✓ Crescimento Indústria (atividade)	✓ Importações (setor externo)
✓ Déficit Primário	✓ Crescimento Serviços (atividade)	✓ Balança Comercial (setor externo)
✓ Juros nominais - Selic	✓ Investimentos (% PIB) (atividade)	✓ Balança Serviços (setor externo)
✓ PEA/PIA	✓ Taxa de desemprego (atividade)	✓ Balança de Conta Corrente (setor externo)
✓ PTF	✓ Taxa de Câmbio (preço)	✓ Reservas (setor externo)
✓ População	✓ Taxa de câmbio real (preço)	✓ Conta Capital e Financeira (setor externo)
	✓ Juros reais deflacionado pelo dólar (preço)	✓ Inv. Direto (setor externo)
	✓ IPA-M (preço)	✓ Dívida Externa (setor público)
		✓ Dívida Pública (setor público)
		✓ Déficit Nominal (setor público)

FIGURA 3 – Variáveis exógenas e variáveis endógenas do modelo de projeção de longo prazo

## 2.3 Regionalização das projeções

O segundo passo envolvido na projeção da carga corresponde à construção de cenários regionais, que lança mão de uma metodologia de caráter *bottom-up*, em que as projeções para o PIB de cada região são construídas a partir da agregação das projeções de seus principais componentes (pelo lado da oferta: indústria,

agropecuária, serviços; e pelo lado da demanda: consumo das famílias, consumo do governo e formação bruta de capital fixo).

Um dos principais determinantes das diferenças entre as taxas de crescimento de PIB e, conseqüentemente, da renda entre as regiões é a composição da estrutura produtiva. Regiões que apresentam uma grande concentração de setores mais dinâmicos tendem a apresentar taxas de crescimento do produto mais elevadas do que regiões que possuem um peso maior de setores pouco dinâmicos.

Além da especialização produtiva, a dinâmica econômica regional também é impactada por novos projetos de investimento – que possuem o potencial de alterar tanto o ritmo de expansão da economia quanto a própria configuração produtiva das regiões. Aspectos de caráter demográfico, em especial a disponibilidade de mão-de-obra, mostram-se muito distintos entre os estados e regiões num horizonte de dez anos e, portanto, constituem um terceiro fator determinante do desempenho regional e que é considerado na regionalização das estimativas para os indicadores econômicos.

A abertura setorial das projeções de atividade econômica adotadas segue a desagregação tradicional do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para a produção industrial e agropecuária, o que permite a obtenção de projeções de PIB Industrial, PIB do Setor Agropecuário e PIB de Serviços específicas para as regiões de interesse de modo coerente com as demais regiões e o Brasil como um todo.

As projeções do PIB Serviços, PIB Total, renda e consumo por região são obtidas via efeitos multiplicadores de renda e crédito, considerando-se as diferenças da dinâmica demográfica entre as regiões. As coerências inter-setoriais e inter-regionais dos cenários são garantidas por meio de processos recursivos.

#### 2.4 Modelagem e projeção da carga de energia elétrica

Para estimação da carga de energia lançou-se mão de modelagem econométrica, metodologia amplamente empregada para essa finalidade e que busca estabelecer relações estatisticamente robustas/válidas entre o comportamento da carga e o comportamento de outras variáveis, ditas explicativas (definidas a partir de hipóteses teóricas e do conhecimento da literatura especializada quanto à causalidade entre as variáveis).

Numa primeira etapa, a estimação da carga de energia foi realizada com base em modelos de regressão linear múltipla, em que a variável explicada é relacionada a um conjunto de variáveis explicativas. A especificação da forma funcional empregada foi do tipo “log-log”.

Uma dificuldade frequente na aplicação da econometria diz respeito à qualidade e disponibilidade de dados. No caso da estimação da carga regional, esse problema já se dá na definição das séries de carga (variável explicada), porque não existem dados públicos de carga de energia em nível estadual.

Como apontado na parte introdutória deste Informe Técnico, a projeção da carga (ou do consumo) a partir de classes traz vantagens quando comparada à projeção de forma agregada. Como a resposta da demanda por energia varia de modo significativo entre os principais segmentos de consumo, considerar as especializações econômicas permite caracterizar melhor o padrão da carga de energia e pode elevar a acurácia das projeções.

As equações finais estimadas para cada uma das cinco classes de consumo das sete regiões são apresentadas na sequência, assim como uma breve descrição das principais variáveis explicativas empregadas. As amostras, com um máximo de 184 observações mensais, referem-se ao período de janeiro de 2003 a abril de 2018.

##### 2.4.1 Consumo residencial

Os modelos de consumo residencial buscam capturar determinantes: (i) econômicos, (ii) demográficos e (iii) climáticos. A Tabela 1 abaixo resume as equações estimadas para o consumo residencial de energia elétrica das sete regiões delimitadas nesse trabalho.

Tabela 1 – Regressões para o consumo residencial de energia elétrica por região



10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste s/ MA e PI	Norte s/ TO	MA + TO + PI
Massa de renda	0.37***	0.55***	0.48***		0.12***	0.05**	
Bolsa família				0.07***			
N. Consumidores	0.89***	0.46***	0.49***	1.26***	1.25***	1.28***	1.49***
Temperatura	-4.05***	-10.06***	-10.27***	-8.67***	0.45***	0.78***	1.38***
Temperatura²	0.70***	1.69***	1.62***	1.42***			
Pluviometria						-0.07***	-0.01***
Tarifa		-0.24***		-0.07***	-0.20***	-0.28***	-0.24***
R²	0.9678	0.9076	0.9718	0.9808	0.9901	0.9786	0.9912
R² ajustado	0.965	0.8987	0.9691	0.9803	0.9892	0.978	0.9904
Durbin-Watson	1.01	1.55	1.14	1.81	1.35	1.1	1.29
Schwarz-critério	-624.43	-481.95	-687.95	-662.72	-719.707	-593.21	-609.11
Prob(F-statistic)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nº. de observações	184	184	184	172	184	184	184

Nível de significância: \*20%; \*\*10%; \*\*\*5%

As variáveis econômicas empregadas foram: desembolsos do Bolsa Família, massa de renda do trabalho e tarifas. Quanto maior a renda do trabalho, o número de empregados na economia e as receitas de transferência do governo para as famílias (Bolsa Família), maior tende a ser o estoque de equipamentos eletrodomésticos e eletrônicos e a intensidade do seu uso.

Para a tarifa de energia elétrica, como esperado, o impacto estimado por meio da regressão é negativo. Isto é, tudo o mais constante, quanto maior o preço da energia, menor tende a ser a intensidade do seu uso. A baixa magnitude (baixa elasticidade) dos parâmetros estimados para a tarifa também se mostra coerente com os preceitos econômicos, haja vista o fato de a energia elétrica ser um bem essencial.

Aspectos demográficos foram capturados indiretamente pela massa de renda e mais diretamente pelo número de consumidores residenciais, variável que, além de aspectos econômicos, é influenciada por fatores como crescimento da população, população em idade ativa (PIA), população economicamente ativa (PEA) e número de domicílios (unidades consumidoras da classe residencial) – sendo este último indicador, o número de consumidores, o que se provou mais estatisticamente significativo.

No caso das variáveis climáticas, temperatura e pluviometria ajudaram a explicar o comportamento do consumo no horizonte de análise. Para algumas regiões (Sul, Sudeste ex Rio de Janeiro, Rio de Janeiro e Centro-Oeste), as regressões capturaram o efeito da temperatura sobre o consumo na forma quadrática, o que indica que a sensibilidade do consumo de energia é cada vez maior quanto mais alta for a temperatura (o que significa que um aumento de 28 para 29°C impacta mais a carga de energia do que um aumento de 18 a 19°C, pois as altas temperaturas levam ao maior acionamento de equipamentos de refrigeração e climatização (como de geladeiras, ventiladores e aparelhos de ar condicionado), resultando em impactos não lineares sobre o consumo. Já nas demais regiões (MATOPI, Norte ex Tocantins e Nordeste ex Maranhão e Piauí), a forma quadrática para a temperatura não se mostrou estatisticamente significativa. Alguns aspectos poderiam explicar esse fato, como uma menor variabilidade da temperatura ao longo dos meses nessas regiões e, principalmente, uma menor difusão de aparelhos de ar-condicionado.

Pluviometria, por sua vez, foi capturada com sinal negativo nas regressões de MATOPI e Norte ex Tocantins, aspecto que indica consumo distinto nessas regiões nos meses mais chuvosos.

#### 2.4.2 Consumo comercial

As equações estimadas para o consumo comercial de eletricidade são relacionadas na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Regressões para o consumo comercial de energia elétrica por região

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste s/ MA e PI	Norte s/ TO	MA + TO + PI
Massa de renda				0.35***			
N. Consumidores	1.31***	0.95***	1.69***	1.15***	1.48***	1.44***	1.21***
Temperatura	-6.00***	-5.16***	0.62***	-10.1***	0.36***		0.54***
Temperatura <sup>2</sup>	1.09***	0.90***		1.63***			
PMC	0.14***	0.45***	0.34***		0.10***	0.08***	0.20***
Tarifa	-0.14***				-0.12***	-0.23***	-0.39***
Pluviometria						-0.06***	-0.020***
Preço óleo combustível	0.07***		0.06***				
R <sup>2</sup>	0.9605	0.9393	0.9759	0.9829	0.9839	0.9841	0.9857
R <sup>2</sup> ajustado	0.959	0.9335	0.9735	0.9814	0.9824	0.9826	0.9842
Durbin-Watson	1.5	1.32	1.25	0.7	1.14	0.88	1.31
Schwarz-critério	-543.79	-546.1	-586.68	-628.49	-632.481	-593.13	-524.8
Prob(F-statistic)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nº. de observações	167	172	167	184	172	172	172

Nível de significância: \*20%; \*\*10%; \*\*\*5%

A massa de renda e as vendas no varejo (medidas pelo índice restrito da Pesquisa Mensal de Comércio do IBGE – PMC/IBGE) são variáveis que buscam capturar o nível de atividade do comércio e serviços. Como são variáveis muito correlacionadas, não foi possível incluir as duas em um mesmo modelo, pois isto ocasionaria problemas de multicolinearidade na regressão.

O número de consumidores também captura o nível de atividade do comércio e serviços e se demonstra importante para incorporar aos modelos uma dimensão temporal do impacto da atividade sobre o consumo de energia. Quanto maior a massa de renda das famílias, maior tende a ser o consumo de energia elétrica comercial, mas essa relação não é temporalmente tão direta como se pode supor, pois há certa inércia no consumo comercial, que acaba por reduzir a correlação entre o consumo de energia e o ritmo da atividade comercial no curto prazo. Isso ocorre porque o consumo de um estabelecimento comercial é relativamente constante independente da atividade econômica. Por exemplo, considere o consumo de um supermercado (ou de um *shopping center*) em determinado mês. Seu consumo de energia é relativamente estável, pois independente do nível de vendas é preciso manter acionadas suas geladeiras, câmaras frias, aparelhos de ar condicionado, luzes, escadas rolantes, etc. Porém, uma retração duradoura da atividade comercial resultaria, eventualmente, na desativação de parte dos equipamentos do supermercado e, no limite, no fechamento do estabelecimento, o que levaria a uma redução do consumo agregado. Logo é de se esperar que a variação da atividade comercial tenha: (i) um impacto imediato, porém, limitado no consumo; e (ii) um efeito mais pronunciado no consumo no longo prazo.

O número de unidades consumidoras comerciais captura os efeitos mais estruturais do nível de atividade do comércio e dos serviços sobre o consumo. Esse padrão difere, por exemplo, do comportamento do consumo industrial de energia, que tende a refletir mais diretamente o nível de atividade no curto prazo.

Por fim, o preço do óleo combustível (apurado pela ANP) – variável explicativa que mostrou significância estatística na explicação do consumo comercial de energia das regiões Sul e Sudeste ex Rio de Janeiro – captura o custo de oportunidade do uso de energia elétrica da rede de distribuição vis-à-vis a fonte alternativa de energia, inclusive para cogeração de eletricidade empregada comumente pela indústria e grandes consumidores comerciais. Aumentos do custo da cogeração (óleo combustível) impactam positivamente a demanda por energia elétrica dos consumidores comerciais.

#### 2.4.3 Consumo rural

As equações estimadas para o consumo rural de eletricidade são listadas na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Regressões para o consumo rural de energia elétrica por região

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste s/ MA e PI	Norte s/ TO	MA + TO + PI
Produção Agro	0.34***	0.45***	0.11***	0.49***	0.10***	0.44***	0.41***
N. Consumidores		0.39***	0.86***	0.54***	0.85***	0.59***	0.86***
Temperatura	0.52***	0.42***			1.85***	1.20***	3.63***
Tarifa	-0.24***		-0.14***		-0.38***	-0.11***	-0.57***
Pluviometria		-0.039***				-0.05**	-0.03**
R <sup>2</sup>	0.897	0.7951	0.6917	0.9275	0.8533	0.984	0.9385
R <sup>2</sup> ajustado	0.885	0.7768	0.6865	0.922	0.85	0.9825	0.9326
Durbin-Watson	0.88	1.3	0.61	1.04	0.87	0.68	1.04
Schwarz-critério	-432.92	-472.006	-236.79	-301.35	-263.79	-438.53	-251.42
Prob(F-statistic)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nº. de observações	184	184	184	184	184	184	184

Nível de significância: \*20%; \*\*10%; \*\*\*5%

As variáveis explicativas empregadas nos modelos do consumo rural foram: número de consumidores rurais, produção agrícola, tarifa de eletricidade rural, temperatura e pluviometria. Tudo o mais constante, a relação entre número de consumidores e consumo de energia tende a ser direta, sendo mais relevante nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte que foram especialmente beneficiadas pelo programa de universalização do fornecimento de energia elétrica (batizado de “Programa Luz para Todos” nos últimos anos). A produção rural também é diretamente relacionada ao consumo de energia, já que ela captura o nível de atividade e de renda das populações rurais. Temperatura e pluviometria são parâmetros altamente relacionados à necessidade de irrigação das lavouras (atividade de alto consumo de energia elétrica rural).

#### 2.4.4 Consumo “outros consumidores”

Esta categoria abarca principalmente o consumo relacionado a serviços e repartições públicas (iluminação, saneamento, água, prédios públicos etc.), que esta diretamente relacionada ao número de domicílios e a massa de renda das famílias. A Tabela 4 apresenta os coeficientes estimados para o consumo dos “outros consumidores”.

Tabela 4 – Regressões para o consumo de energia elétrica dos outros consumidores por região

	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste s/ MA e PI	Norte s/ TO	MA + TO + PI
Nº. Domicílios			0.58***	0.66***			1.03***
Nº. Consumidores	0.60***	0.25***		0.56***	0.76***	0.73***	0.48***
Temperatura	0.15***	0.33**	0.33***	-8.73***	0.39***	0.91***	0.86***
Temperatura <sup>2</sup>				1.41***			
Pluviometria						-0.03***	-0.009***
Tarifa		-0.14***	-0.22***		-0.06***	-0.10***	
Massa	0.17***	0.36***			0.20***	0.14***	
R <sup>2</sup>	0.9579	0.801	0.8408	0.9736	0.9768	0.9626	0.971
R <sup>2</sup> ajustado	0.9544	0.7823	0.8276	0.9713	0.9747	0.9591	0.9704
Durbin-Watson	1.04	1.76	0.72	1.88	1.12	1.21	1.1
Schwarz-critério	-727.38	-493.45	-623.09	-684.88	-727.8	-577.45	-612.85
Prob(F-statistic)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nº. de observações	184	184	184	184	184	184	184

Nível de significância: \*20%; \*\*10%; \*\*\*5%

Além das variáveis “número de consumidores”, temperatura, pluviometria, tarifa e massa de renda das famílias, o número de domicílios residenciais foi outra variável empregada nos modelos estimados para a demanda dos “outros consumidores”.

#### 2.4.5 Consumo industrial

O principal condicionante do consumo industrial de energia é o nível de atividade da indústria (produção do segmento). O consumo desta classe decorre principalmente do acionamento das máquinas e dos equipamentos das unidades fabris que são diretamente proporcionais ao nível de produção, como se pode constatar na Tabela 5.

Tabela 5 – Regressões para o consumo industrial de energia elétrica por região



	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste s/ MA e PI	Norte s/ TO	MA + TO + PI
Prod. Alimentos				0.17**	0.092**		
Prod. Agro	0.43***			0.41***			
Prod. Industrial total			0.29***				6.14***
Prod. Veículos							
Prod. Extrativa		0.60***				0.26***	
Prod. Têxtil					0.047*		
Ind. de transformação	0.25***	0.30***					
PLD		-0.04**					-0.10*
Preço óleo combustível		0.31**			0.099***		
Tarifa			-0.105***	-0.10***			
R <sup>2</sup>	0.6915	0.491	0.7945	0.736	0.652	0.8003	0.886
R <sup>2</sup> ajustado	0.6112	0.3319	0.741	0.6606	0.5526	0.7533	0.8563
Durbin-Watson	0.71	0.93	0.27	0.94	1.2	1.084	0.67
Schwarz-critério	-222.56	-160.57	-243.2	-214.51	-260.1	-238.76	26.33
Prob(F-statistic)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nº. de observações	64	64	64	64	64	64	64

Nível de significância: \*20%; \*\*10%; \*\*\*5%

No processo de estimação, testamos uma série de regressões com diferentes indicadores de produção industrial como variáveis explicativas. As séries de produção industrial que melhor ajudaram a explicar o consumo de energia elétrica das diversas regiões foram: (i) produção industrial mensal – total; (ii) produção industrial mensal – transformação; (iii) produção industrial mensal – extrativa; (iv) produção industrial mensal – alimentos; e (v) produção industrial mensal – têxteis. Essas séries são extraídas da “Pesquisa Industrial Mensal – Produção Física” do IBGE.

A tarifa e o preço do óleo combustível possuem a mesma interpretação descrita anteriormente para outras categorias em que essas variáveis foram empregadas.

O PLD reflete o custo marginal de geração da eletricidade no curto prazo. Em anos de baixíssima hidrologia, o PLD apresenta forte elevação, levando algumas empresas com autoprodução ou com energia contratada a optar por reduzir ou mesmo a interromper a sua produção para vender sua energia no mercado spot. Assim, a inclusão dessa variável ajuda a captar eventuais quedas do consumo associadas a períodos de elevação do PLD.

### 3.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho parte da constatação de que cada vez mais se faz pertinente o planejamento integrado da expansão da geração e da transmissão, assim como do padrão horossazonal da carga, o que torna necessário o refinamento da estimação do crescimento da carga para levar em conta como a demanda evoluirá temporalmente em termos espaciais. Nesse Informe Técnico apresentamos uma metodologia para a projeção da carga de energia elétrica em nível regional e segmentada por classes de consumo.

A regionalização e a segmentação do processo de estimação dos requisitos de demanda do sistema trazem algumas vantagens. A primeira diz respeito à captura de padrões de consumo de localidades, que são desconsiderados quando a projeção da carga é tratada de forma agregada. A inclusão da carga regionalizada permite minimizar o custo global (geração + transporte) do atendimento da demanda, tendo em vista a rigidez da oferta (disponibilidade regional e sazonalidade da oferta de recursos energéticos).

Os resultados projeções da carga regional atestam a vantagem da regionalização da carga. No cenário básico, MATOPI, por exemplo, deve apresentar o maior crescimento da carga no horizonte até 2028. Essa dinâmica seria perdida se Tocantins fosse tratado da forma usual, incluído no subsistema Norte, e Maranhão e Piauí, no subsistema do Nordeste. Outro exemplo diz respeito ao estado do Rio de Janeiro, tratado separadamente dos demais estados do Sudeste. Dada a forte influência do setor petrolífero sobre a economia, a perspectiva para a economia do estado se mostra mais favorável que a dos demais estados da região, especialmente nos cinco primeiros anos.

Outra vantagem da desagregação da projeção da carga de energia é a possibilidade de se capturar as diferentes respostas das classes de consumo aos ciclos econômicos. Tal aspecto é de grande relevância, haja vista as diferentes especializações das economias regionais e, também, os diferentes perfis das curvas de

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

carga de cada segmento. A Tabela 6 ilustra como o padrão de consumo das classes pode variar dentro de uma região ou entre regiões, tornando desejável a projeção segmentada da demanda.

Tabela 6 – Crescimento anual médio do consumo de energia elétrica por classe de consumo e região

	Sul	RJ	SP + MG + ES	Centro-Oeste	Nordeste sem MA e PI	Norte sem TO	MA + TO + PI	Brasil
Comercial	2.9% a.a.	4.0% a.a.	3.0% a.a.	3.8% a.a.	3.7% a.a.	3.9% a.a.	4.3% a.a.	3.3% a.a.
Residencial	1.8% a.a.	2.3% a.a.	2.1% a.a.	3.1% a.a.	2.8% a.a.	3.1% a.a.	3.3% a.a.	2.4% a.a.
Industrial	1.5% a.a.	3.8% a.a.	1.8% a.a.	1.5% a.a.	1.9% a.a.	1.1% a.a.	13.8% a.a.	2.1% a.a.
Rural	0.5% a.a.	2.7% a.a.	1.8% a.a.	3.4% a.a.	3.2% a.a.	4.3% a.a.	3.0% a.a.	2.1% a.a.
Outros	1.6% a.a.	1.5% a.a.	0.9% a.a.	2.3% a.a.	2.1% a.a.	3.1% a.a.	2.7% a.a.	1.7% a.a.
Total	1.8% a.a.	3.1% a.a.	2.1% a.a.	2.8% a.a.	2.6% a.a.	2.3% a.a.	6.0% a.a.	2.4% a.a.

A principal desvantagem da projeção desagregada da carga é seu elevado custo computacional. Para lidar com essa dificuldade, a metodologia descrita nesse Informe Técnico apresenta uma abordagem estratégica que busca captar os aspectos mais relevantes com uma modelagem simplificada. Considera-se que esta segmentação é suficiente para captar as grandes tendências regionais. O custo-benefício da racionalização de esforços supera os ganhos de uma eventual maior granularidade regional das projeções de consumo.

Como parte do arcabouço para a projeção regionalizada da carga, também foram apresentadas neste Informe, técnicas para a construção de cenários econômicos regionais, necessárias para produzir variáveis explicativas determinantes da carga de energia elétrica em nível regional. A construção de cenários econômicos microfundamentados, quando comparados com técnicas puramente estatísticas (que projetam a carga com base no comportamento passado), traz como principais vantagens: (i) a consistência das projeções regionais de carga (que tem origem e podem ser contrastadas com os cenários econômicos traçados – que, por construção, são consistentes com o desempenho do agregado da economia); e (ii) uma maior possibilidade de qualificação dos resultados produzidos na estimação da carga de energia.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MacKinnon, J. G., Davidson, R. *Econometric Theory and Methods*. Estados Unidos: Oxford University Press, outubro de 2003.

(2) Greene, W. H. *Econometric Analysis*. Oitava edição. Estados Unidos: Estados Unidos, abril de 2017.

#### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Walter De Vitto

Graduado em Administração de Empresas pela EASP-FGV (1996). Mestre em Economia pela FEA-USP (2005). É consultor e sócio da Tendências Consultoria Integrada, onde atua no desenvolvimento de trabalhos para o setor energético, incluindo estudos de previsão de demanda.

Adriano Pitoli

Graduado em Economia pela FEA-USP (1996). Mestre em Economia pela FEA-USP (2003). Ex Sócio-Diretor da Tendências Consultoria Integrada, assumiu a chefia do núcleo de trabalho de São Paulo da Secretaria de Desenvolvimento da Indústria, Comércio, Serviços e Inovação do Ministério da Economia.

Richard Lee Hochstetler

Graduado em economia pelo Goshen College (1991). Mestre (1998) e Doutor (2002) em economia pela Universidade de São Paulo. Atualmente atua como Diretor de Estudos Econômicos e Regulatórios do Instituto Acende Brasil.



**XXV SNPTTE**  
**SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E**  
**TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

3964  
GPL/01

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

Rosiane de Souza

Graduada em Economia pela UFES (2000). Especialista em Gestão Estratégica pela UFMG (2003). Mestre em Ciências Contábeis pela FUCAPE (2010). É analista sênior de estudos de mercado na EDP, onde desenvolve estudos e previsões relacionados a mercado, demanda e carga.



Donato da Silva Filho

Diretor de Regulação e de Planejamento Energético da EDP, Engenheiro Eletricista (1997), com honras, pela Escola de Engenharia de São Carlos (USP), com Doutorado em Engenharia Elétrica (2003) pela mesma instituição, além de pesquisador na UNICAMP, bolsista Fulbright na Cornell University, e formações em liderança incluindo a Fundação Dom Cabral, IESE Business School e o Leadership Vanguard Program da Xynteo (Índia, Mianmar, Cingapura, Inglaterra e Noruega). Professor voluntário em cursos de pós-graduação na Universidade de São Paulo.

