

## Sustentabilidade do uso de energia em data centers corporativos na era da inteligência artificial: análise de implicações regionais no Brasil e proposição do Índice de Pressão Energética Regional (IPER)

Lucas Monteiro<sup>1</sup>, Marcelo Borges Rocha<sup>2</sup>,

<sup>1</sup>Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suxkow, Rio de Janeiro, Brasil  
(lucasc.monteiro@outlook.com)

<sup>2</sup> Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suxkow, Rio de Janeiro, Brasil

Resumo: Este trabalho discute a expansão dos data centers no Brasil em relação às assimetrias regionais do sistema elétrico e propõe o Índice de Pressão Energética Regional (IPER), calculado pela razão entre carga observada e capacidade instalada regional. Com base em dados públicos de 2025, o estudo apresenta uma leitura comparativa dos subsistemas do SIN e discute implicações para a localização de novas cargas digitais intensivas em energia.

Palavras-chave: data centers; sistema elétrico; IPER; carga elétrica; capacidade instalada

### INTRODUÇÃO

A expansão da infraestrutura digital tem ampliado a relevância energética dos data centers no contexto contemporâneo. Essas instalações deixaram de operar apenas como suporte técnico e passaram a compor a base material da economia digital, especialmente em aplicações de computação em nuvem, processamento intensivo de dados e inteligência artificial. No Brasil, esse movimento acompanha a crescente centralidade dos data centers na infraestrutura digital e na sustentação de serviços intensivos em dados (Brandão; Lins, 2025).

A literatura recente também enfatiza o peso energético dessas instalações. Cai e Gou (2024) destacam que os data centers figuram entre as infraestruturas mais intensivas em energia da economia digital, enquanto Brasscom (2025) projeta crescimento expressivo do setor no país. Esse contexto reforça que a expansão da infraestrutura digital não pode ser analisada apenas sob a ótica tecnológica ou mercadológica, pois envolve condicionantes energéticos e territoriais.

A intensificação deste debate está diretamente associada ao avanço da

inteligência artificial (IA). Aplicações de treinamento de modelos, inferência em larga escala e serviços computacionais de alto desempenho tendem a ampliar a densidade energética das instalações, o que desloca a discussão para além do simples aumento quantitativo de servidores. Brandão e Lins (2025) observam que a IA reforça a centralidade estratégica dos data centers, ao passo que Safari et al. (2025) mostram que o debate técnico segue fortemente concentrado em eficiência operacional interna.

No campo da operação de data centers, o *Power Usage Effectiveness* (PUE) permanece como a métrica mais difundida para avaliação da eficiência energética intraplanta. Sua relevância decorre da simplicidade operacional e da capacidade de sintetizar a relação entre energia total consumida e energia efetivamente utilizada pelos equipamentos de TI. Entretanto, embora o PUE seja importante para medir desempenho interno, ele não informa, por si só, em que contexto regional do sistema elétrico uma instalação se insere nem como interage com assimetrias territoriais de carga, geração e transmissão (Safari et al., 2025).

No caso brasileiro, essa limitação analítica ganha peso diante da configuração espacial



do Sistema Interligado Nacional. Documentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) indicam que o país combina forte heterogeneidade regional de carga com expansão desigual da geração, além de restrições de transmissão, intercâmbio e escoamento que condicionam o aproveitamento da oferta elétrica (ONS, 2024; ONS, 2025a; ONS, 2025b). Assim, a leitura da expansão dos data centers exige articulação entre a escala microenergética da instalação e a escala macroterritorial da infraestrutura elétrica.

A territorialização da energia aparece de forma particularmente clara quando se observam os desafios de transmissão e de aproveitamento da geração. O ONS registra a necessidade de ampliação de linhas, transformadores e limites de intercâmbio, ao mesmo tempo em que aponta a evolução dos cortes de geração e a importância das restrições de escoamento para a operação do sistema (ONS, 2025a; ONS, 2025b). Desse modo, a localização de novas cargas digitais deixa de ser uma decisão meramente empresarial e passa a dialogar com condicionantes regionais da infraestrutura elétrica.

Essa lacuna analítica aparece quando se compara a literatura de data centers com a produção institucional do setor elétrico. De um lado, predominam estudos voltados à eficiência interna, refrigeração e arquitetura computacional. De outro, os documentos setoriais tratam de planejamento da operação, expansão da transmissão, cortes de geração e segurança sistêmica. Ainda é limitada, porém, a presença de instrumentos sintéticos que conectam esses dois campos para fins de leitura territorial comparativa.

Nessa zona de interseção se insere a proposição do Índice de Pressão Energética Regional (IPER), definido como a razão entre carga elétrica observada e capacidade instalada regional. O índice não pretende substituir métricas operativas do setor elétrico nem sintetizar toda a complexidade energética dos data centers. Sua função é mais delimitada: oferecer uma ferramenta

exploratória, simples e replicável, capaz de apoiar a comparação entre subsistemas do SIN e qualificar o debate sobre a localização de novas cargas digitais intensivas em energia.

Diante desse contexto, o trabalho teve por objetivo discutir a expansão dos data centers no Brasil à luz das assimetrias regionais do sistema elétrico e apresentar o IPER como instrumento analítico para comparar a relação entre demanda elétrica e base regional de geração.

### MATERIAL E MÉTODOS

A pesquisa possui natureza aplicada, abordagem predominantemente quantitativa e caráter exploratório-descritivo (Gil, 2019). Seu desenho metodológico combina análise documental e bibliográfica com sistematização de dados públicos do setor elétrico brasileiro, com foco na construção e na aplicação de um indicador sintético de leitura territorial.

Foram utilizadas duas bases empíricas principais. A primeira corresponde aos dados públicos de curva de carga horária de 2025 disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025c), posteriormente organizados e tratados pelos autores por subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A segunda reúne os dados públicos de capacidade instalada de geração disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025d), posteriormente organizados e consolidados pelos autores para 2025 por subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Essas bases foram articuladas a documentos técnicos do ONS e a literatura especializada sobre data centers e eficiência energética, empregados para contextualização e interpretação analítica.

A unidade espacial de análise é composta pelos quatro subsistemas do SIN: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O recorte temporal abrange integralmente o ano de 2025. Para fins de cálculo do índice, a carga elétrica é tratada em base média mensal

por subsistema, enquanto a capacidade instalada regional consolidada para o mesmo ano é adotada como proxy estrutural da base regional de oferta de energia.

$$IPER = \text{Carga regional} / \text{Capacidade instalada regional}$$

O IPER é operacionalizado como indicador adimensional de pressão relativa. Em sua forma geral, o índice relaciona carga regional e capacidade instalada regional. Na aplicação proposta, a leitura é realizada em base mensal e por subsistema, de modo a permitir comparação territorial e temporal entre as regiões consideradas.

A construção do índice envolve etapas sucessivas de organização, consolidação e compatibilização das bases empíricas. Inicialmente, os dados de carga são tratados para obtenção de médias mensais por subsistema. Em seguida, essas médias são relacionadas à capacidade instalada regional consolidada para 2025. A interpretação dos resultados é comparativa e busca observar a consistência das diferenças entre subsistemas e ao longo do período analisado.

A estratégia de análise adotada é comparativa e interpretativa. Em primeiro lugar, observa-se o comportamento do índice entre os quatro subsistemas do SIN. Em seguida, os resultados são discutidos à luz da literatura sobre data centers, eficiência energética e infraestrutura elétrica, bem como dos documentos do ONS sobre transmissão, escoamento e cortes de geração. O objetivo não é reproduzir modelos operativos complexos, mas oferecer leitura territorial sintética e aplicada a um problema concreto de infraestrutura crítica.

As limitações metodológicas são tratadas de forma explícita. A capacidade instalada regional, utilizada no denominador, não equivale automaticamente à disponibilidade efetiva de geração, à margem operativa real ou à energia efetivamente despachável em cada momento. O índice tampouco incorpora diretamente restrições de transmissão, intercâmbio entre subsistemas, despacho térmico, armazenamento, perdas e outras

condições dinâmicas da operação do SIN. Além disso, fontes com perfil temporal heterogêneo, como a fotovoltaica, exigem cautela interpretativa, pois capacidade instalada não significa disponibilidade homogênea ao longo do dia. O quadro 1 apresenta os valores médios anuais de carga elétrica e IPER por subsistema do SIN em 2025.

Quadro 1. Valores médios anuais de carga elétrica e IPER por subsistema do SIN em 2025.

| Subsistema           | Carga média anual (MW) | IPER aproximado |
|----------------------|------------------------|-----------------|
| Nordeste             | 13.266,90              | 0,23            |
| Norte                | 8.311,70               | 0,30            |
| Sudeste/Centro-Oeste | 44.225,91              | 0,54            |
| Sul                  | 13.804,43              | 0,64            |

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados exploratórios de 2025 já evidenciam diferenças expressivas entre os subsistemas quando se relaciona a carga observada com a capacidade efetiva instalada regional. Considerando a carga média horária anual e a capacidade consolidada por subsistema, obtêm-se valores aproximados de IPER de 0,23 para o Nordeste, 0,30 para o Norte, 0,54 para o Sudeste/Centro-Oeste e 0,64 para o Sul. Esses valores sugerem que o índice consegue distinguir situações territoriais distintas e oferecer uma leitura comparativa da pressão relativa entre demanda e base instalada de geração.

Os próprios valores médios de carga ajudam a qualificar essa interpretação. Em 2025, a base tratada do ONS indica médias anuais aproximadas de 13.266,90 MW no Nordeste, 8.311,70 MW no Norte, 44.225,91 MW no Sudeste e 13.804,43 MW no Sul. Quando essas cargas são relacionadas às capacidades efetivas regionais consolidadas, observa-se que a pressão relativa não acompanha linearmente o volume absoluto de potência instalada. Em outros termos, a simples existência de grande capacidade regional não elimina, por si só, a necessidade de avaliar a



relação entre oferta estrutural e demanda observada.

Os dados de pico reforçam a utilidade analítica do indicador. Na exploração preliminar das séries horárias de 2025, o subsistema Sul alcança relação carga/capacidade superior a 1,00 em seu valor máximo observado, enquanto o Sudeste atinge aproximadamente 0,75. Ainda que tais resultados não substituam leituras operativas detalhadas, eles mostram que o IPER pode revelar não apenas diferenças médias entre subsistemas, mas também momentos de maior sensibilidade relativa.

A discussão desses resultados deve ser realizada à luz das assimetrias estruturais do sistema elétrico brasileiro. O Nordeste, apesar de apresentar elevada capacidade instalada, exibe IPER médio inferior ao observado no Sul e no Sudeste/Centro-Oeste, o que sugere condição estrutural distinta no recorte analisado. Esse resultado, contudo, não elimina a relevância dos condicionantes de transmissão, conexão e escoamento já apontados pelo ONS. A própria viabilidade de expansão elétrica depende não apenas da quantidade de geração instalada, mas também da forma como essa geração se articula com a rede e com a localização da carga (ONS, 2024; ONS, 2025a).

A nota técnica do ONS sobre revisão dos pareceres de acesso para contratação da margem de escoamento extraordinária reforça empiricamente essa leitura ao registrar a viabilização de 7,46 GW de projetos no SIN e, em etapa posterior, manifestações de interesse de 3,52 GW em Minas Gerais e 3,73 GW no Nordeste para ocupação da margem remanescente (ONS, 2024). Esses elementos sugerem que a discussão regional não se resume à quantidade de geração instalada, mas envolve também a forma como essa geração pode ser conectada e escoada.

No debate sobre data centers, essa leitura é particularmente relevante. Brasscom (2025) estima que os data centers representaram 1,7% do consumo elétrico nacional em 2024, equivalentes a 11,3 TWh, com projeção de

elevação para 3,6% em 2029, o que corresponderia a 27,3 TWh. O mesmo estudo projeta expansão da potência instalada de TI de 843,1 MW em 2024 para 2.192 MW em 2029. Esses números reforçam que a localização de novas instalações não pode ser tratada como tema marginal do ponto de vista energético.

Esse movimento de expansão, contudo, não autoriza leitura unidimensional. Brandão e Lins (2025) destacam que os data centers vêm adquirindo centralidade crescente na infraestrutura digital brasileira, inclusive no contexto de aplicações intensivas em dados, computação em nuvem e inteligência artificial. Ao mesmo tempo, Safari et al. (2025) mostram que a literatura técnica ainda concentra grande parte da análise em eficiência operacional interna. O ganho analítico do IPER está em adicionar uma escala territorial a esse debate.

Em termos aplicados, os resultados exploratórios sugerem que a expansão dos data centers no país exige leitura locacional mais sofisticada, na qual eficiência predial, conectividade e estratégia de mercado sejam analisadas em conjunto com a pressão energética regional. Regiões com IPER médio mais elevado, como Sul e Sudeste/Centro-Oeste no recorte analisado, indicam relação mais pressionada entre carga observada e capacidade instalada regional. Já os valores mais baixos do Nordeste e do Norte sugerem contexto estrutural distinto, ainda que isso não elimine a relevância dos condicionantes de transmissão e conexão.

O potencial aplicado do índice decorre de sua estrutura de cálculo transparente, de sua comparabilidade entre subsistemas e de sua aderência a um problema setorial concreto. Ao operar com dados públicos e interpretação direta, o IPER pode atuar como etapa inicial de qualificação analítica para discussões sobre inserção de novas cargas digitais intensivas em energia, sem pretender substituir estudos locais completos ou análises operativas detalhadas do SIN.

Os limites interpretativos do IPER decorrem da própria natureza da variável utilizada no



denominador. A capacidade instalada regional constitui base estrutural relevante, mas não equivale automaticamente à disponibilidade operacional instantânea do sistema. O índice também não incorpora diretamente restrições de transmissão, intercâmbio entre subsistemas, despacho térmico, armazenamento, perdas e outras condições dinâmicas da operação do SIN. Além disso, a presença de fontes com perfil temporal heterogêneo, como a fotovoltaica, exige cautela interpretativa, já que capacidade instalada não significa disponibilidade homogênea ao longo do dia. No presente estudo, o IPER é tratado como um instrumento analítico aplicado, construído a partir de dados públicos e de uma estrutura de cálculo transparente, com finalidade comparativa entre os subsistemas analisados. Seu principal valor está em sintetizar a relação entre carga observada e capacidade instalada regional, permitindo uma leitura preliminar das diferenças territoriais do sistema elétrico brasileiro diante da expansão de cargas digitais intensivas em energia.

Essa contribuição é particularmente útil porque evita uma leitura unidimensional da oferta. Regiões com grande capacidade instalada podem, ainda assim, enfrentar condicionantes relevantes de integração elétrica, enquanto regiões com maior concentração de carga podem depender mais intensamente de importação, despacho complementar ou maior sensibilidade a restrições operativas. O índice não resolve essas questões, mas ajuda a organizar o problema em base territorial comparável.

A leitura proposta também dialoga com o diagnóstico setorial sobre cortes de geração no Brasil. O ONS (2025b) observa que o aumento da participação de renováveis variáveis e da micro e minigeração distribuída amplia a complexidade operativa do sistema e reforça a relevância das limitações de transmissão e de necessidade de consumo. Nesse contexto, a relação entre carga e capacidade instalada não pode ser interpretada de forma isolada, mas o IPER

contribui ao oferecer uma síntese comparativa inicial da pressão relativa entre subsistemas.

## CONCLUSÃO

A análise desenvolvida sustenta que a expansão dos data centers no Brasil deve ser examinada não apenas pela eficiência interna das instalações, mas também pelas condições regionais do sistema elétrico em que essas cargas se inserem. Em razão das assimetrias territoriais do SIN, a discussão sobre infraestrutura digital demanda instrumento capaz de articular, ainda que de forma exploratória, demanda elétrica, capacidade instalada e leitura regional do território.

Nesse contexto, o IPER se mostra um indicador aplicado de pressão energética regional, útil para apoiar a comparação entre subsistemas e para qualificar o debate sobre a localização de novas cargas digitais intensivas em energia. Sua principal contribuição reside menos em sofisticar matematicamente o problema e mais em oferecer ferramenta analítica coerente, replicável e conectada a um problema real de infraestrutura crítica.

Como desdobramento analítico, o índice pode ser aprofundado em pesquisas futuras por meio da incorporação de novas variáveis e refinamentos metodológicos, sem perder seu valor inicial como instrumento exploratório de apoio à leitura territorial do sistema elétrico brasileiro.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa, Luiza, pela parceria, pelo incentivo e pela compreensão ao longo da construção deste trabalho. À minha filha, Manuela, por ser fonte diária de motivação, inspiração e sentido em minha trajetória.

Agradeço também ao meu orientador, Marcelo, pela parceria, pela disponibilidade e pelas contribuições fundamentais ao desenvolvimento deste estudo.



## REFERÊNCIAS

BRANDÃO, Rodrigo; LINS, Leonardo Melo. *Data centers in Brazil: Mapping the digital infrastructure in Brazil, notes for a study on data centers. Internet Sectoral Overview*, Year 17, Number 4, Nov. 2025.

BRASSCOM. *Consumo de energia e água em data centers no Brasil*. São Paulo: Brasscom, 2025.

CAI, Senhong; GOU, Zhonghua. *Towards energy-efficient data centers: A comprehensive review of passive and active cooling strategies. Energy and Built Environment*, 2024.

GIL, Antonio Carlos. *Como elaborar projetos de pesquisa*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2019. 173p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *PAR/PEL 2025 - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN: Sumário Executivo*. Rio de Janeiro: ONS, 2025a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil*. RT DGL-ONS 0189/2025. Rio de Janeiro: ONS, maio 2025b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Curva de carga horária: CurvaCarga-2025*. Rio de Janeiro: ONS, 2025c. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/curva-carga>. Acesso em: 16 mar. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Capacidade instalada de geração: Capacidade\_Geracao*. Rio de Janeiro: ONS, 2025d. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/capacidade-geracao>. Acesso em: 16 mar. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Revisão dos pareceres de acesso para contratação da margem de escoamento extraordinária*. NT-ONS DPL 0074/2024. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

SAFARI, Ashkan; SOROURI, Hoda; RAHIMI, Afshin; OSHNOEI, Arman. *A systematic review of energy efficiency metrics for optimizing cloud data center operations and management. Electronics*, v. 14, n. 2214, 2025.