

Metodologia Integrada para Avaliação Técnico-Econômica de Cogeração a Gás Natural em Data Centers: Abordagem Multidimensional para o Mercado Brasileiro (2026–2035)

Eduardo Mayer Fagundes
Tech & Energy Think Tank

São Paulo, Brasil
eduardo.mayer@efagundes.com

ABSTRACT

The rapid scaling of AI/HPC workloads is increasing rack power density and stressing transmission planning, thereby amplifying time-to-connect risk and cost volatility for data center developments in Brazil. This paper proposes an integrated, step-by-step methodology for techno-economic feasibility assessment of natural-gas combined heat and power (CHP) and combined cooling, heat and power (CCHP) systems deployed behind-the-meter. The framework links standardized operational key performance indicators (PUE and WUE) to technology selection (reciprocating gas engines vs. gas turbines and absorption cooling integration), and to an auditable CAPEX/OPEX financial model combining spark spread and thermal credit from recovered heat used for cooling. Brazil-specific boundary conditions are incorporated through explicit treatment of regulated gas tariff structures, self-generation allocation practices, and policy scenarios associated with REDATA. The resulting workflow supports investment-grade decision-making under uncertainty, enabling developers to prioritize modular architectures, quantify resilience value for mission-critical operation, and stress-test outcomes across fuel, FX, tariff, and load-growth scenarios.

Index Terms— Data centers; CHP; CCHP; natural gas; techno-economic assessment; PUE; WUE; spark spread; self-generation; Brazil.

RESUMO

Resumo— A expansão de data centers intensivos em IA eleva densidade de potência e pressiona a infraestrutura de transmissão, criando risco de *time-to-connect* e volatilidade de custos. Este artigo propõe uma metodologia integrada, passo a passo, para avaliação de viabilidade técnico-econômica (EVTE) de cogeração (CHP) e trigeração (CCHP) a gás natural em data centers no Brasil, com foco em: (i) métricas operacionais (PUE/WUE), (ii) modelagem econômico-financeira (CAPEX/OPEX, *spark spread*), (iii) arquitetura de confiabilidade (*mission critical*), e (iv) aderência regulatória-tributária (autoprodução/equiparação, TUSD-G, incentivos e restrições do REDATA). A metodologia consolida um *framework* replicável para tomada de decisão e priorização de portfólio, orientado a risco e com rastreabilidade de premissas.

Palavras-chave— Data center; Cogeração; Trigeração; Gás natural; EVTE; PUE; WUE; Autoprodução.

I. INTRODUÇÃO

A digitalização acelerada e a adoção de cargas de IA elevam o consumo elétrico de data centers e tensionam o planejamento energético. No Brasil, projeções e levantamentos setoriais indicam crescimento relevante de grandes cargas, com implicações diretas sobre prazos de conexão e reforços de rede [1]. Em paralelo, métricas operacionais como PUE e WUE tornaram-se indicadores executivos para eficiência e sustentabilidade, com normalização internacional pela família ISO/IEC 30134 [2], [3].

Nesse contexto, a cogeração/trigeração a gás natural pode deixar de ser apenas contingência e assumir papel de **ativo estratégico**: reduz risco de conexão, melhora eficiência sistêmica e cria opçionalidade econômica frente à tarifa de ponta e encargos. A contribuição deste trabalho é um **roteiro metodológico integrado** para EVTE, alinhado a governança de investimentos (*investment grade model*), com premissas auditáveis e análise de sensibilidade.

II. MÉTRICAS OPERACIONAIS E REQUISITOS DE DESEMPENHO

A. Eficiência energética (PUE)

O PUE é padronizado por ISO/IEC e mede a razão entre energia total do data center e energia entregue ao TI [2]. A trigeração endereça o “peso” da refrigeração ao converter calor residual em água gelada, deslocando consumo elétrico de chillers mecânicos por energia térmica útil.

B. Eficiência hídrica (WUE)

A pressão por resiliência climática adiciona a dimensão água, também padronizada (WUE) na mesma família ISO/IEC [3]. Para projetos com torres de resfriamento, a metodologia deve incorporar cenários de restrição hídrica e alternativas (ciclo fechado/dry cooling), com efeito no CAPEX e no licenciamento.

C. Confiabilidade e arquitetura

Data centers de missão crítica exigem redundância e previsibilidade. A literatura técnica de CHP aplicada a data centers ressalta ganhos sistêmicos quando o calor recuperado é efetivamente integrado ao balanço térmico (absorção), e não apenas dissipado [4]. Assim, a avaliação deve tratar geração local como componente do desenho de confiabilidade (e não somente energia “mais barata”).

III. CONTEXTO BRASILEIRO: DEMANDA, SUPRIMENTO DE GÁS E TARIFAS

A. Crescimento de grandes cargas

Estudos setoriais no Brasil discutem cenários e metodologias de projeção de demanda elétrica de novos data centers e os impactos no planejamento [1]. Para EVTE, isso se traduz em premissas

realistas de *phasing* (crescimento modular), risco de conexão e valor econômico da antecipação de operação.

B. Logística e disponibilidade de gás

A disponibilidade física e comercial do gás é condição de contorno. O modelo deve mapear: (i) atendimento por rede canalizada (quando aplicável), e (ii) alternativas logísticas (GNL e contratos) quando a malha não atende. A depender da região, o custo total pode ser fortemente influenciado por tarifa de distribuição/TUSD-G.

C. Tarifas reguladas e TUSD-G

Para São Paulo, a atualização tarifária e condições aplicáveis (incluindo estruturas por segmento e elementos relevantes ao mercado livre) devem ser modeladas conforme deliberações oficiais [5]. O erro clássico em EVTE é usar preço “médio” sem reproduzir estrutura tarifária real (faixas, termos fixos/variáveis, tributos, sazonalidade regulatória).

IV. SELEÇÃO TECNOLÓGICA: MOTOR A GÁS VS TURBINA E INTEGRAÇÃO TÉRMICA

A. Motores reciprocatantes (gas engines)

São favorecidos em estratégia modular e cargas variáveis, com alta eficiência elétrica. Exemplo: Wärtsilä 31SG reporta eficiência elétrica de referência acima de 50% em condições específicas [6]; o conjunto Caterpillar G3520H reporta eficiência elétrica máxima na casa de ~45% [7]. A metodologia recomenda avaliar: (i) eficiência em carga parcial, (ii) tempos de partida e *block loading*, (iii) O&M e janelas de manutenção, e (iv) derating climático.

B. Turbinas a gás

Tendem a maior densidade de potência e gases de exaustão com alta qualidade térmica para HRSG e absorção de duplo efeito. Exemplo: Solar Titan 130 (pacote *power generation*) apresenta parâmetros de desempenho e eficiência em condições de referência em sua ficha técnica [8]. Em EVTE, turbinas devem ser avaliadas em: (i) sensibilidade a temperatura/altitude, (ii) penalidade de eficiência em carga parcial, e (iii) valor do calor disponível (temperatura/fluxo) no projeto de absorção.

C. Chillers de absorção e COP

A integração térmica é o “multiplicador” econômico do projeto. Diretrizes técnicas de absorção descrevem COP típicos: efeito simples ($\approx 0,7\text{--}0,8$) e duplo efeito ($\approx 1,2\text{--}1,4$), dependendo da fonte térmica e condições [9]. A escolha é uma decisão CAPEX-OPEX: duplo efeito exige maior temperatura, mas reduz consumo específico de combustível por TR entregue.

V. METODOLOGIA INTEGRADA DE EVTE (PASSO A PASSO)

A metodologia é apresentada como *workflow* com rastreabilidade:

Passo 1 — Baseline (rede + refrigeração elétrica + contingência).

Construir série horária (8.760 h) com: carga TI, carga de infraestrutura, e perfil térmico. O baseline deve calcular o custo elétrico efetivo e o custo térmico de refrigeração.

Passo 2 — Arquitetura CHP/CCHP e dimensionamento.

Definir: *prime mover*, recuperação de calor (água quente/escape), absorção (single/double), e modo de operação (*baseload, peak shaving, islanding*). Para *phasing*, preferir “blocos” que acompanhem a expansão do campus.

Passo 3 — CAPEX (equipamentos, EPC e conexão de gás).

Estruturar CAPEX em: equipamentos principais; BOP/EPC; interligações e automação; e obras civis. Quando aplicável, avaliar enquadramentos de importação e regimes especiais de aquisição.

Passo 4 — OPEX (combustível + O&M) e custo nivelado.

O custo horário de gás pode ser representado por:

$$C_{gs} \left(\frac{R\$}{h} \right) = \frac{P_{el} (kW) \times 860 \left(\frac{kcal}{kWh} \right) \times p_{gs} \left(\frac{R\$}{m^3} \right)}{PCI \left(\frac{kcal}{m^3} \right) \times \eta_{el}} \times f_{TUSD}$$

Significado de cada componente

- C_{gs} (R\$/h): Custo do gás por hora de operação do sistema (quanto você paga de gás, em reais, a cada hora, para sustentar a potência elétrica indicada).
- P_{el} (kW): Potência elétrica gerada (ou demandada do gerador) no ponto de operação analisado. Quanto maior a potência entregue, maior o consumo de energia do combustível.
- 860 (kcal/kWh): Fator de conversão de energia elétrica para energia térmica em unidades de kcal: 1 kWh \sim 860 kcal. Serve para levar o termo de potência elétrica (kW) para uma base térmica compatível com o PCI em kcal/m³.
- p_{gs} (R\$/m³): Preço do gás por metro cúbico (preço “entregue” ao consumidor, conforme o contrato: pode incluir molécula, margem de distribuição, tributos etc., dependendo do modelo adotado).
- PCI (kcal/m³): Poder Calorífico Inferior do gás (energia útil por m³, desconsiderando a recuperação do calor de condensação da água formada na combustão). Quanto maior o PCI, menos m³/h você precisa para a mesma energia térmica.
- η_{el} (adimensional, em fração ou %) Eficiência elétrica do gerador (quanto da energia térmica do combustível vira energia elétrica).
 - Se usar em fração: 0,40; 0,50 etc.
 - Se usar em %, deve converter (ex.: 45% \rightarrow 0,45).
 Eficiência maior \rightarrow menor consumo de gás para a mesma potência.
- f_{TUSD} (adimensional): Fator multiplicativo que representa componentes adicionais associados ao uso do sistema/distribuição e/ou ajustes comerciais (por exemplo: aplicação de TUSD-G, margens, perdas,

encargos específicos do arranjo contratado).

Na prática, ele “corrigé” o custo do gás calculado para refletir o custo total efetivo conforme a estrutura tarifária/contratual.

Passo 5 — Benefícios econômicos: spark spread + crédito térmico.

O *spark spread* simplificado:

$$SS = P_{el} - \left(\frac{P_{gas} \times HR}{1000} \right) - C_{O\&M}$$

onde P_{el} é o preço marginal/evitado da eletricidade (R\$/MWh), P_{gas} é o preço do gás (R\$/MMBtu), HR é o heat rate (Btu/kWh) e $C_{O\&M}$ é o custo variável de operação e manutenção (O&M) (R\$/MWh). Orientações conceituais sobre *spark spreads* estão disponíveis na EIA [10].

Em linguagem gerencial:

- P_{el} define o teto de valor do que você está evitando pagar.
- $\left(\frac{P_{gas} \times HR}{1000} \right)$ é o custo marginal de combustível para produzir esse MWh.
- $C_{O\&M}$ é o custo operacional incremental para viabilizar a geração.
- SS é a margem operacional curta que “sobra” para cobrir custos fixos, CAPEX, financiamento, compliance e risco.

O **crédito térmico** deve monetizar a eletricidade evitada por refrigeração (kW/TR do sistema elétrico equivalente) e reduzir o custo efetivo da energia do CHP.

Passo 6 — Regulação e tributação: conformidade e cenários.

(i) **Autoprodução por equiparação** e regras operacionais (alocação de geração) devem ser verificadas em fonte primária da CCEE [11].

(ii) O **REDATA** deve ser tratado como variável de cenário: premissas de elegibilidade, contrapartidas e restrições, com base no texto normativo [12].

(iii) Tarifas e deliberações estaduais (quando aplicável) entram como premissas regulatórias rastreáveis [5].

Passo 7 — Sensibilidade e risco (stress test).

Executar matriz de cenários: preço do gás, câmbio, bandeiras/horário de ponta, disponibilidade técnica, e variações de carga (IA/HPC). Recomenda-se *tornado chart* e análise de *break-even spark spread* para governança do investimento.

VI. DISCUSSÃO: CRITÉRIOS DE DECISÃO E IMPLICAÇÕES (2026–2035)

A metodologia evidencia um ponto central: **o projeto é “CCHP-driven”**, não apenas “CHP-driven”. Sem absorção efetiva, o ganho tende a depender excessivamente do *spark spread*; com integração térmica, há redução estrutural do consumo elétrico de suporte, melhorando PUE e reduzindo exposição a tarifa/encargos. Em termos de estratégia, projetos modulares favorecem motores; projetos consolidados e térmica de alta qualidade podem favorecer turbinas + HRSG + duplo efeito [6] – [9].

No plano regulatório, a autoprodução/equiparação é um *value driver* por afetar encargos, estrutura contratual e governança de alocação [11]. Já o REDATA, por ser política pública em evolução, exige leitura conservadora (cenários de conformidade) e *risk premium* regulatório [12].

VII. CONCLUSÃO

Foi proposta uma metodologia integrada, auditável e orientada a risco para EVTE de cogeração/trigeração a gás natural em data centers no Brasil. O *framework* conecta: métricas operacionais normalizadas (PUE/WUE), seleção tecnológica baseada em desempenho, modelagem econômica via *spark spread* e crédito térmico, e aderência regulatória-tributária (autoprodução/equiparação e REDATA). A principal recomendação executiva é tratar trigeração como elemento estruturante do business case, garantindo eficiência sistêmica e resiliência operacional sob incerteza de conexão e volatilidade tarifária.

REFERÊNCIAS

- [1] GÓES, C.; YUKIZAKI, A. **O Planejamento da Demanda Elétrica de Novos Data Centers no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/10/FINAL-O-planejamento-da-demanda-eletrica.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [2] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **ISO/IEC 30134-2: Information technology — Data centres — Key performance indicators — Part 2: Power Usage Effectiveness (PUE)**. Genebra: ISO/IEC, 2016. (Catálogo ISO).
- [3] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **ISO/IEC 30134-9: Information technology — Data centres — Key performance indicators — Part 9: Water Usage Effectiveness (WUE)**. Genebra: ISO/IEC. (Catálogo ISO).
- [4] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Combined Heat and Power (CHP) in Data Centers**. Washington, DC: DOE. Disponível em: https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/chp_data_centers.pdf. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [5] SÃO PAULO (Estado). Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP). **Deliberação ARSESP nº 1.710, de 09 de setembro de 2025**. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/DELIBERA%C3%87%C3%83O%20ARSESP%20N%C2%BA%201.710.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [6] WÄRTSILÄ. **Wärtsilä 31SG gas engine: product information**. Disponível em: <https://www.wartsila.com/energy/engine-power-plant-products/wartsila-31sg-gas-engine>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [7] CATERPILLAR. **Gas Generator Sets G3520H: product specifications**. Disponível em: https://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/1000003143.html. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [8] SOLAR TURBINES INCORPORATED. **Titan 130 Power Generation Gas Turbine Generator Set (datasheet)**. San Diego, CA. Disponível em: <https://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10550243>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [9] CHARTERED INSTITUTION OF BUILDING SERVICES ENGINEERS (CIBSE). **Absorption cooling (Datasheet 7)**. Londres: CIBSE. Disponível em: <https://www.cibse.org/media/e3kbrabr/datasheet-7-absorption-cooling.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [10] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **An introduction to spark spreads**. Washington, DC: EIA. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9911>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [11] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Alocação de Geração Própria (AGP)**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/agp>. Acesso em: 18 jan. 2026.
- [12] BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 1.318, de 2025 (REDATA)**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/_Ato2023-2026/2025/Mpv/mpv1318.htm. Acesso em: 18 jan. 2026.