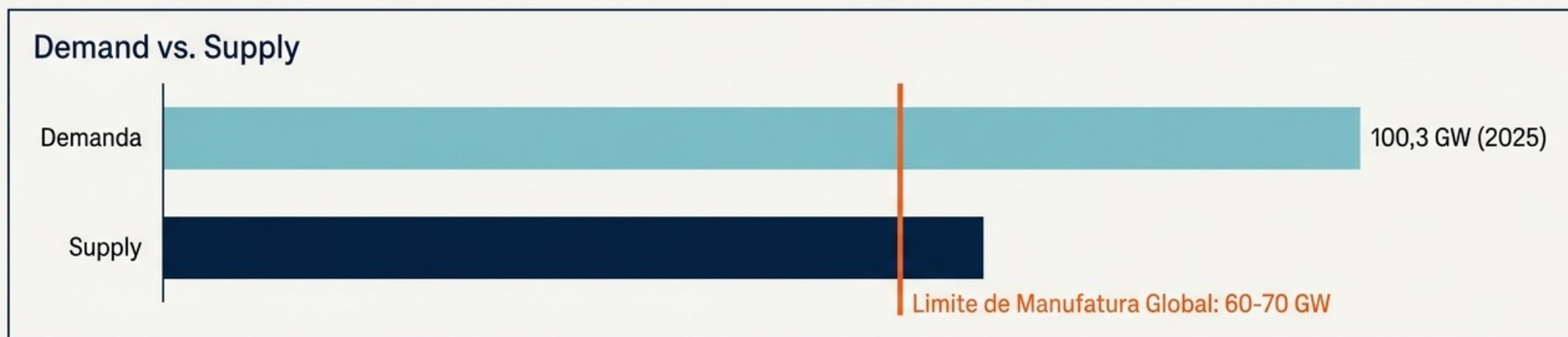


O Paradoxo de Capacidade: Demanda Recorde vs. Limite de Oferta



Volume de Pedidos

100,3 GW

Encomendas globais em 2025 (+846 unidades). Aceleração de 100% em relação a 2024.

Teto de Produção

60-70 GW

Capacidade instalada anual das OEMs operando no limite máximo.

Impacto de Preço

+195%

Aumento projetado no custo do equipamento até 2027. Custos de projeto instalados saltando de USD 1.000 para USD 3.000/kW.

Prazos de Entrega

5 a 7 anos

Fila de espera severa para turbinas heavy-duty. Entregas sendo empurradas para 2031+.

Os Três Vetores Estruturais da Demanda Global



Expansão de Data Centers e IA

A demanda pode atingir 1.000 TWh até 2030.

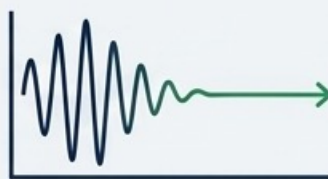
Forte migração para sistemas locais de Cogeração (CHP) e Behind-the-Meter em blocos modulares de 20-40 MW para contornar atrasos de conexão na rede pública.



Balanceamento de Renováveis

Adição recorde de 814 GW de energia eólica e solar em 2025.

Exige ativos de resposta rápida (acionamento em minutos) para cobrir a intermitência severa e manter a estabilidade da frequência da rede elétrica.



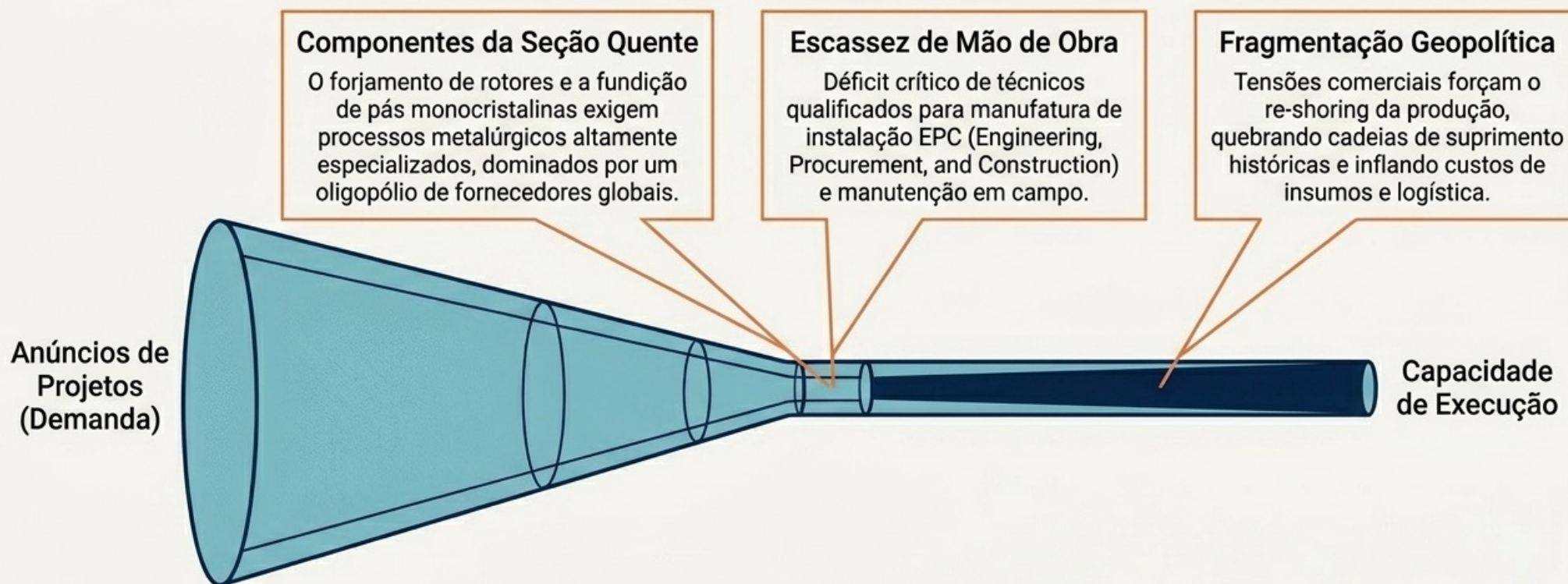
Desativação de Carvão e Transição

Mais de 80 GW de carvão descomissionados desde 2015 na Europa e América do Norte.

O gás natural atua como carga de base imediata, reduzindo emissões diretas de ~1.000 kg CO₂/MWh do carvão para ~350-400 kg CO₂/MWh no CCGT.



O Gargalo Físico: Onde a Cadeia de Suprimentos Falha



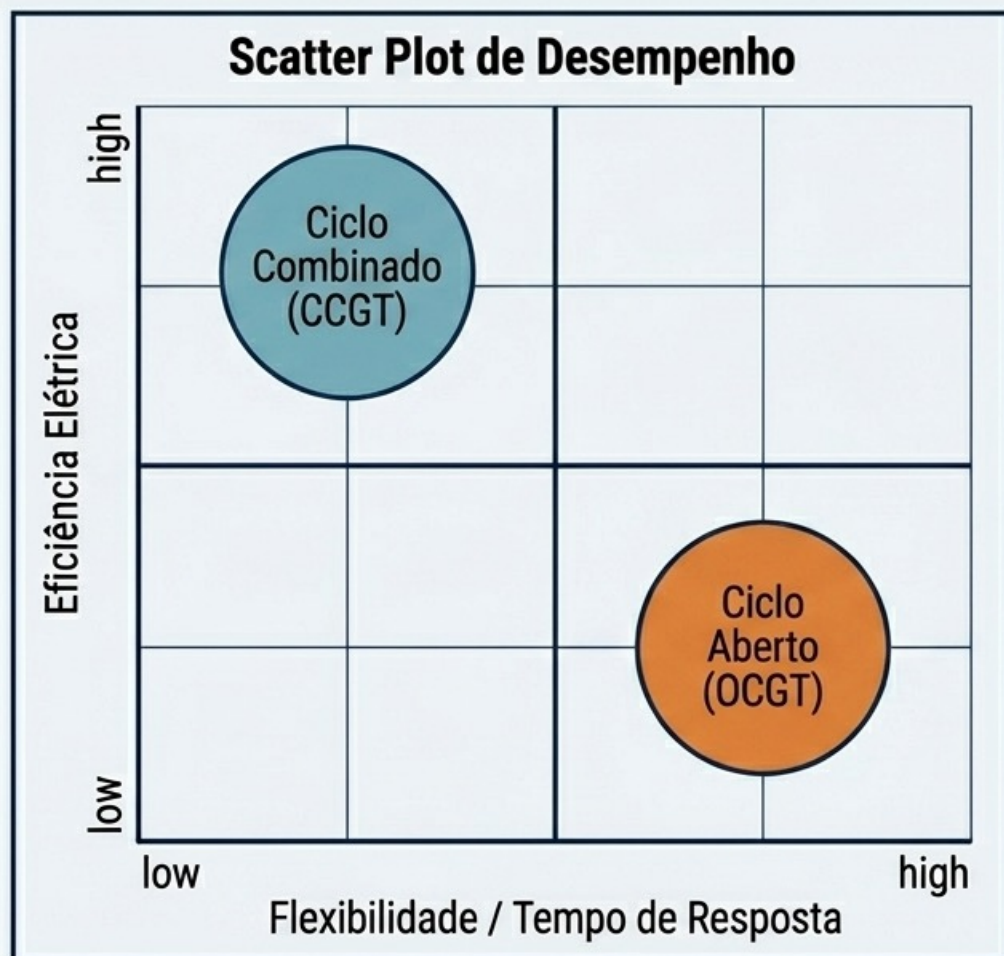
Síntese Operacional: A restrição atual não é a tecnologia, mas a física da capacidade industrial. Projetos multibilionários competem por slots de montagem limitados, transformando o 'poder de compra' em uma disputa por 'capacidade de execução'.

Matriz de Tecnologias de Geração Térmica

Métrica Operacional	Turbinas Heavy-Duty	Turbinas Aeroderivadas	Motores
Eficiência Líquida	40% (Simples) / 62-65% (Combinado)	40-44%	48-50,4% (Simples)
Tempo de Partida a Frio	Lenta (Horas) ●	5 a 10 min ●	30 seg a 2 min ●
Fator de Capacidade Ideal	55-60% (Carga de base)	10-30% (Variável)	Variável (Ciclos diários ilimitados)
Aplicação Principal	Utilities, substituição de usinas a carvão.	Pico, flexibilidade de rede, Óleo e Gás.	Data centers, sistemas isolados, balanceamento extremo de renováveis.

Diagnóstico: Motores não sofrem penalidades térmicas por ciclos diários ilimitados de partida e parada, capturando a demanda de balanceamento.

Configurações de Ciclo: Base vs. Pico



Fontes: TotalEnergies, Energy Policy Group.

Definições Técnicas

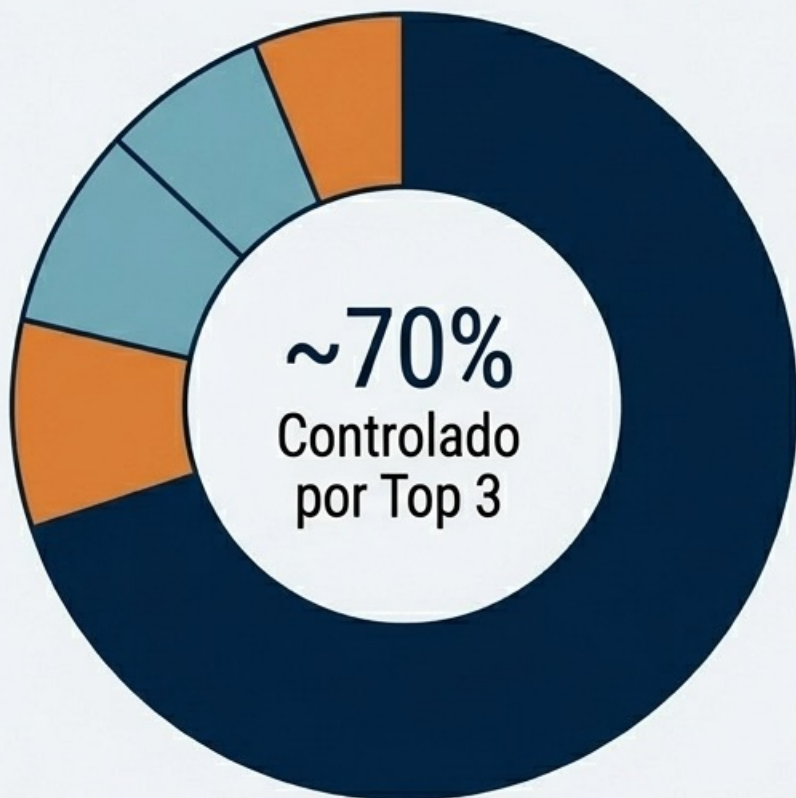
Ciclo Combinado (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine)

- Integra Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação (HRSG) + Turbina a Vapor.
- Maximiza a eficiência termodinâmica (até 65%).
- Ideal para estabilidade de longo prazo e substituição de térmicas a carvão.
- Requer tempo de partida prolongado e sofre desgaste mecânico com paradas frequentes.

Ciclo Aberto (OCGT - Open Cycle Gas Turbine)

- Apenas a Turbina a Gás operando com exaustão direta para a atmosfera.
- Eficiência elétrica menor (35% a 42%), porém com flexibilidade extrema.
- Ativo crucial para serviços ancilares e cobertura de intermitência severa (ramping instantâneo quando a geração eólica/solar cai).

O Oligopólio de Manufatura: Concentração de Capacidade



Concentração de Mercado de Turbinas a Gás

O mercado é controlado por um grupo seleto de OEMs com capital e expertise para dominar componentes de ultra-alta temperatura.

GE Vernova

Líder global de vendas em 2024 (22 GW em pedidos de classe avançada). Domina ~85% do mercado de aeroderivadas em aliança estratégica com a Baker Hughes.

Mitsubishi Power

Liderou o mercado em 2022-2023. Detém 56% de participação no segmento de turbinas de classe avançada de altíssima eficiência (Séries G, H, JAC).

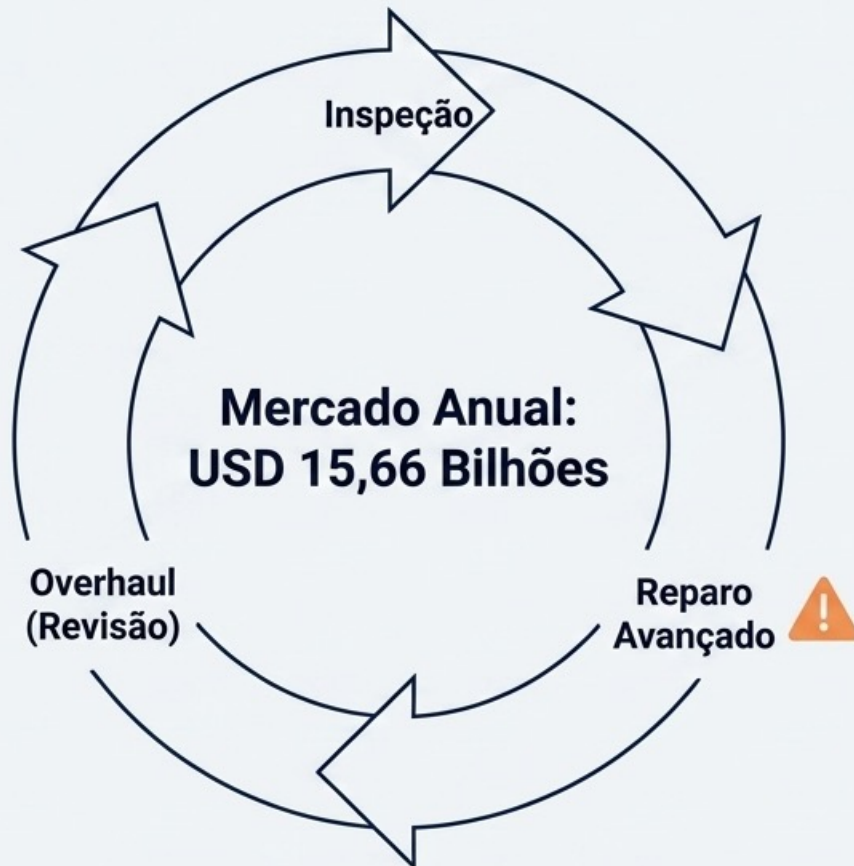
Siemens Energy

Posição dominante no setor de serviços (MRO) e inovações em queima de hidrogênio (Joint ventures para turbinas 100% H2-ready).

Ansaldo Energia & Doosan

Players estratégicos regionais de alta eficiência, com a sul-coreana Doosan introduzindo projetos nacionais robustos na Ásia (DJT 6).

O Mercado de MRO (Manutenção, Reparo e Revisão)



A transição energética alterou o perfil de fadiga das turbinas. Equipamentos projetados para carga de base operam agora como **'peakers'**, elevando drasticamente o estresse mecânico.

Fadiga por Flexibilidade

Ciclos frequentes de partida/parada a frio (para compensar quedas na eólica/solar) reduzem a vida útil dos componentes da seção quente.

Envelhecimento da Frota

Aproximadamente 77 GW da capacidade global em operação tem mais de 50 anos, exigindo retrofits e modernizações críticas.

Modelos de Contrato

Crescimento exponencial de LTSAs (Long-Term Service Agreements) baseados em análise preditiva e 'Digital Twins' para reduzir downtime não planejado em até 5%.

Fontes: Mordor Intelligence, Credence Research.

Cenário Regional: Os Centros de Gravidade da Demanda



América do Norte (18,6 GW no 1S 2025)

Demanda explosiva movida pela infraestrutura de Data Centers, incentivos de repotenciação do IRA (*Inflation Reduction Act*) e aposentadoria acelerada de usinas a carvão.

Oriente Médio e África (12,0 GW no 1S 2025)

Projetos de ultra-escala (ex: Taweelah C com 2,5 GW) focados em segurança energética, integração de plantas de dessalinização e prontidão para Captura de Carbono (CCS).

Ásia-Pacífico (Market Share líder com 48,6%)

Impulsionada pelo crescimento econômico acelerado na China e na Índia. Forte dependência de infraestrutura importadora de GNL para executar a transição do carvão.

Fontes: McCoy Power Reports, Credence Research, Global Energy Monitor.

O Futuro da Frota: Descarbonização e Viabilidade de Longo Prazo



Hidrogênio (H2-Ready)

Transição de misturas (blends) de 30% em volume para operações com 100% de Hidrogênio Verde até a próxima década. Exige modificações nos combustores devido à alta velocidade de chama.

CCUS (Captura de Carbono)

Integração de sistemas complexos de captura pós-combustão projetados para reter >90% do CO2 gerado na exaustão.

Amônia (NH3)

Desenvolvimento de rotores marítimos e industriais capazes de queimar amônia diretamente sem conversão prévia (ex: parceria IHI e PETRONAS).

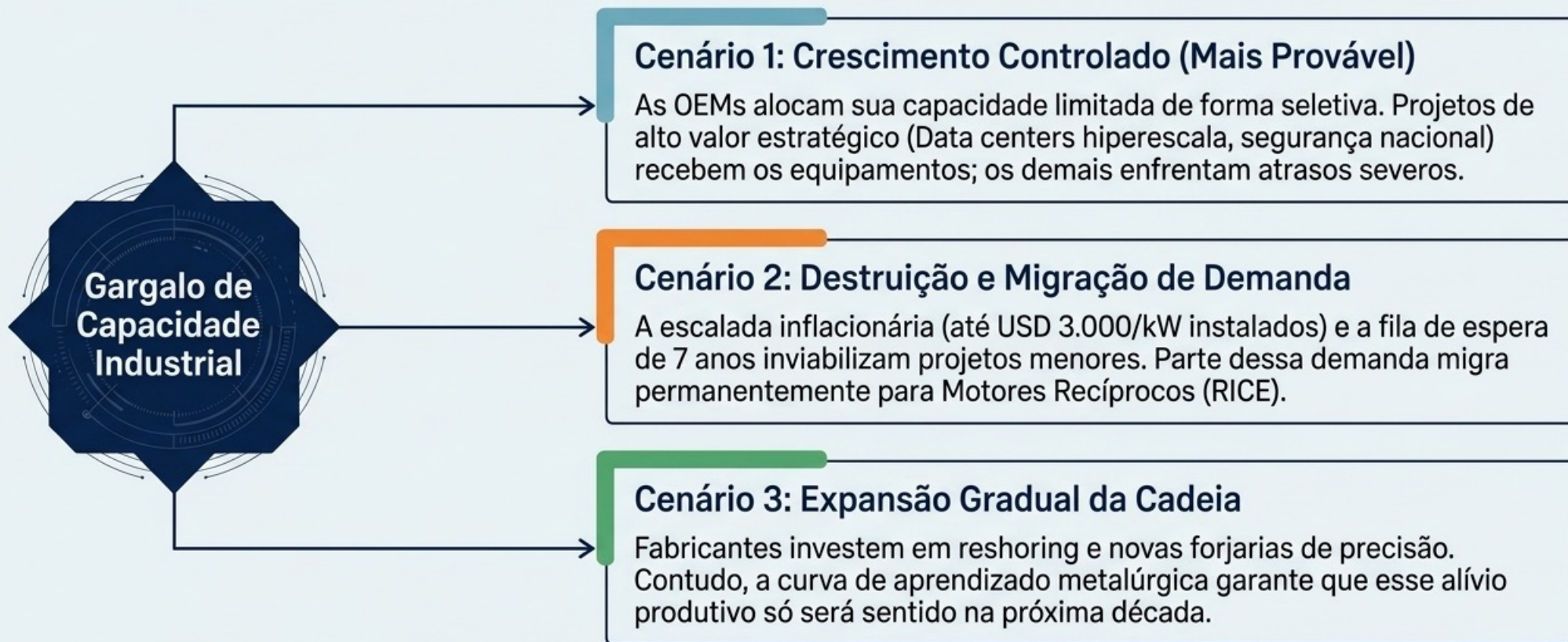
O Desafio Econômico (LCOE)

O custo nivelado de energia sobe de ~115 €/MWh (com gás natural padrão) para até 186 €/MWh em um cenário com alta participação de hidrogênio sustentável.

Fontes: Energy Policy Group, Mitsubishi Power, Mordor Intelligence.

Cenários Estratégicos (2026-2030+): Resolvendo o Paradoxo

O volume anunciado continuará superando a capacidade de execução industrial. O mercado se ajustará através de três dinâmicas macroeconômicas simultâneas:



Fontes: GasTurbineHub (Scenario Analysis), Síntese de Inteligência.



www.gt2.com.br