

Geração de energia em FPSOs: evolução tecnológica, eficiência energética e caminhos para a descarbonização offshore

Da turbina a gás em ciclo simples aos sistemas all-electric, ciclo combinado e eletrificação offshore

Resumo

Unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência — FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading*) — operam como sistemas energéticos isolados, responsáveis não apenas pelo processamento de petróleo e gás, mas também pela geração da potência necessária para compressão de gás, injeção de água, bombeamento, tratamento de fluidos, utilidades e serviços auxiliares. Historicamente, turbinas a gás em ciclo simples, frequentemente associadas a acionamentos mecânicos diretos de compressores, dominaram essas aplicações devido à elevada densidade de potência, confiabilidade, capacidade de utilizar gás produzido na própria instalação e reduzida relação entre peso e potência.

A necessidade de reduzir emissões de gases de efeito estufa está alterando progressivamente essa configuração. Novas FPSOs incorporam geração em ciclo combinado, acionamentos elétricos de grandes máquinas, recuperação de calor, redução de flare e venting, fornecimento de eletricidade a partir de terra ou de fontes renováveis e, em caráter pioneiro, captura pós-combustão de dióxido de carbono.

Este artigo analisa essa evolução a partir de instalações em operação e em implantação no Brasil, Noruega, Golfo do México, África Ocidental e Guiana. Dados de Maria Quitéria, Bacalhau, Agogo, Johan Castberg, Liza Destiny, BW Pioneer, Raia, P-84/P-85, Goliat e Errea Wittu mostram que a principal transformação não é a simples substituição da turbina a gás, mas sua integração a sistemas energéticos mais eficientes. Nos exemplos para os quais há balanços de potência suficientemente detalhados, o ciclo a vapor pode representar aproximadamente 23% da geração elétrica do bloco de ciclo combinado, enquanto dados de fabricantes mostram eficiências superiores a 50% para configurações de ciclo combinado baseadas em turbinas aeroderivativas dessa classe.

Palavras-chave: FPSO; turbinas a gás; ciclo combinado; geração offshore; all-electric FPSO; descarbonização; WHRU; HRSG; turbina a vapor.

1. Introdução

Uma plataforma de produção offshore moderna é simultaneamente uma instalação de processamento de hidrocarbonetos, uma planta de utilidades e uma microrrede elétrica isolada. Diferentemente de uma planta industrial conectada a uma grande rede, a instalação deve produzir a própria energia e manter estabilidade elétrica mesmo durante partidas de grandes motores, variações de carga, indisponibilidade de equipamentos e perturbações do processo.

As cargas envolvidas são significativas. Compressão e reinjeção de gás, gas lift, injeção de água, bombas de exportação, tratamento dos fluidos produzidos, sistemas submarinos e serviços auxiliares podem exigir dezenas ou mais de uma centena de megawatts.

Durante décadas, a resposta tecnológica predominante foi a utilização de turbinas a gás, especialmente máquinas aeroderivativas. O próprio Norwegian Offshore Directorate identifica a combustão de gás em turbinas como a principal fonte de emissões de gases de efeito estufa da atividade petrolífera na plataforma continental norueguesa.

A pressão para reduzir emissões não eliminou essa tecnologia. Em vez disso, está produzindo uma mudança na maneira pela qual as turbinas são utilizadas, integradas e despachadas.

2. Por que a turbina a gás domina a geração offshore

O ambiente offshore impõe uma combinação particular de requisitos. Área de convés, massa dos módulos e volume disponível têm elevado valor econômico. Ao mesmo tempo, disponibilidade e confiabilidade têm impacto direto sobre a produção de petróleo e gás.

Turbinas aeroderivativas oferecem elevada potência em pacotes relativamente compactos. Também podem utilizar gás natural produzido e tratado a bordo, reduzindo a necessidade de transportar combustível líquido. Configurações dual-fuel permitem manter um combustível alternativo para condições em que o sistema de fuel gas não esteja disponível.

A utilização das famílias LM2500 e SGT-A35 em diversos FPSOs ilustra essa preferência. No Liza Destiny, na Guiana, foram fornecidas quatro turbinas SGT-A35 de 32,1 MW cada, correspondendo a 128,4 MW de potência nominal dos grupos geradores. O mesmo projeto utiliza grandes compressores centrífugos acionados por motores elétricos.

A opção por múltiplos geradores também está associada à redundância. O BW Pioneer, no Golfo do México, foi projetado com três turbinas dual-fuel de 12 MW, em arranjo 3 × 50%, para uma capacidade de processamento de 80 mil barris por dia. Dessa forma, a potência instalada superava a carga necessária em operação normal para permitir indisponibilidade de uma unidade.

A potência instalada, portanto, não deve ser confundida com a carga elétrica permanente da instalação.

3. Geração elétrica e acionamento mecânico direto

Há duas formas fundamentais de transferir potência das turbinas a gás aos grandes consumidores de uma plataforma.

Na configuração com acionamento mecânico direto, a cadeia energética pode ser representada por:

combustível → turbina a gás → compressor

Na configuração eletrificada:

combustível → turbina a gás → gerador → rede elétrica → VSD → motor → compressor

O acionamento mecânico direto evita as perdas associadas ao gerador, transformadores, conversores de frequência e motor. Também pode resultar em um conjunto compacto.

A FPSO Johan Castberg demonstra que essa solução permanece tecnicamente relevante. Além de dois turbogeradores LM2500+G4 DLE dual-fuel equipados com unidades de recuperação de calor, a instalação utiliza uma SGT-750 de 41 MW para acionar diretamente dois compressores DATUM em tandem. A configuração dispensa uma caixa multiplicadora entre a turbina e o trem de compressão.

Esse exemplo também demonstra uma limitação importante das comparações entre FPSOs: considerar apenas os megawatts instalados nos geradores pode subestimar significativamente a potência total empregada no processo.

Uma representação mais apropriada da potência de eixo instalada seria:

$$P_{\text{eixo,total}} = P_{\text{elétrica}} + P_{\text{mecânica,direta}}$$

A primeira parcela atravessa o sistema elétrico da unidade; a segunda é transmitida diretamente entre turbina e máquina acionada.

4. A FPSO all-electric

A alternativa ao uso extensivo de acionamentos mecânicos é a centralização da geração elétrica e eletrificação das grandes máquinas de processo.

A Petrobras adotou essa direção para as plataformas P-84 e P-85, destinadas aos campos de Atapu e Sépia. Cada FPSO terá capacidade de produção de 225 mil barris de óleo por dia e processamento de 10 milhões de metros cúbicos de gás por dia. O projeto introduz a

configuração denominada **All Electric**, incluindo variadores de velocidade em bombas e compressores.

A principal vantagem dessa configuração não decorre necessariamente de uma maior eficiência do motor elétrico em relação à transmissão mecânica direta. O benefício aparece no nível do sistema.

Quando a geração é centralizada, grandes consumidores deixam de precisar de turbinas dedicadas. A potência pode ser distribuída entre as cargas conforme a necessidade do processo, permitindo maior flexibilidade de despacho dos geradores e facilitando a integração de novas fontes de energia.

A filosofia também cria uma interface natural para recuperação de calor, turbinas a vapor, armazenamento de energia e eventual alimentação elétrica externa.

No caso das P-84 e P-85, a Petrobras associa ao conjunto das tecnologias do projeto uma redução prevista de aproximadamente 30% da intensidade de emissões de gases de efeito estufa por barril de óleo equivalente. Esse resultado inclui, além da configuração All Electric, WHRU, recuperação de gases, flare fechado, redução de emissões fugitivas e captura, uso e armazenamento geológico do CO₂ separado do gás produzido. Portanto, os 30% não devem ser atribuídos exclusivamente à eletrificação dos acionamentos.

5. Recuperação de calor: WHRU não é necessariamente ciclo combinado

A elevada temperatura dos gases na descarga de uma turbina representa uma fonte considerável de energia térmica.

Essa energia pode ser utilizada em uma *Waste Heat Recovery Unit* — WHRU — para suprir calor ao processo:

GT → WHRU → calor de processo

Esse arranjo constitui cogeração, mas não necessariamente um ciclo combinado para geração elétrica.

Em Johan Castberg, por exemplo, unidades de recuperação de calor são utilizadas tanto nos turbogeradores quanto no trem de compressão. No caso da SGT-750, a energia térmica recuperada pode ser utilizada no sistema de aquecimento necessário às condições ambientais do Mar de Barents. Não há, entretanto, uma turbina a vapor utilizando esse calor para produzir eletricidade.

O ciclo combinado requer uma etapa adicional:

GT → HRSG/OTSG → vapor → STG

onde STG representa *Steam Turbine Generator*.

Essa distinção é importante ao avaliar a eficiência de diferentes FPSOs.

6. A entrada do ciclo combinado nos FPSOs

O ciclo combinado representa uma das transformações mais relevantes observadas na geração offshore recente.

A potência elétrica líquida pode ser representada, de forma simplificada, por:

$$P_{CC} = \sum P_{GT} + P_{ST} - P_{aux}$$

Parte da energia que anteriormente seria rejeitada na exaustão das turbinas a gás retorna ao sistema na forma de potência produzida pela turbina a vapor.

A FPSO Maria Quitéria fornece um exemplo com dados públicos particularmente detalhados. A instalação possui quatro geradores acionados por turbinas a gás de 27,5 MW e uma turbina a vapor de 24 MW. A configuração declarada é 4 × 33% para as GTGs e 1 × 100% para a STG. A potência principal instalada corresponde, portanto, a 134 MW.

Considerando três GTGs em operação:

$$P_{GT} = 3 \times 27.5 = 82.5 \text{ MW}$$

Com a turbina a vapor:

$$P_{CC} = 82.5 + 24 = 106.5 \text{ MW}$$

A potência da STG equivale a:

$$\frac{24}{82.5} = 0.291$$

ou aproximadamente 29% da potência produzida pelas três turbinas a gás.

Sua participação na potência total do bloco é:

$$\frac{24}{106.5} = 0.225$$

ou aproximadamente **22,5%**.

A FPSO Agogo, em Angola, apresenta resultado muito semelhante. Seu sistema possui quatro GTGs de 28,2 MW e uma STG de aproximadamente 25 MW. O próprio *vessel brochure* publica a geração de projeto como:

$$P_{\text{Agogo}} = 3 \times 28.2 + 25.3 = 109.9 \text{ MW}$$

A relação entre a potência da turbina a vapor e a potência das três GTGs é:

$$\frac{25.3}{84.6} = 0.299$$

e a participação da STG na potência total é:

$$\frac{25.3}{109.9} = 0.230$$

Assim, em dois projetos independentes, o bottoming cycle responde por aproximadamente **22,5% a 23% da geração elétrica do bloco combinado**, enquanto sua potência equivale a aproximadamente 29% a 30% daquela entregue pelas GTGs em operação.

Esses números não significam que todos os ciclos combinados offshore apresentarão exatamente a mesma relação. Eles mostram, entretanto, uma ordem de grandeza observada em duas instalações comerciais.

7. Eficiência e heat rate

A eficiência elétrica de uma planta pode ser definida por:

$$\eta_e = \frac{P_{\text{net}}}{\dot{Q}_{\text{fuel}}}$$

A taxa de calor correspondente pode ser expressa por:

$$HR = \frac{3600}{\eta_e}$$

quando a eficiência é expressa como fração e o heat rate em kJ/kWh.

Dados atuais de catálogo da SGT-A35 mostram a diferença de ordem de grandeza entre as duas configurações. Dependendo da variante, a Siemens Energy informa eficiências brutas de ciclo simples entre aproximadamente 38,3% e 39,8% para duas configurações DLE comparáveis e eficiências líquidas de ciclo combinado de 51,4% e 52,8%. Os valores de ciclo combinado correspondem a 7.005 e 6.820 kJ/kWh, respectivamente. Os dados são baseados em condições ISO, gás natural, projeto padrão e ausência de perdas de admissão e exaustão.

Uma comparação teórica entre eficiências pode ser feita pela razão entre consumos de combustível necessários para produzir a mesma quantidade de eletricidade:

$$\frac{\dot{m}f, CC}{\dot{m}f, SC} \approx \frac{\eta_{SC}}{\eta_{CC}}$$

Para 38,3% e 51,4%:

$$1 - \frac{0.383}{0.514} = 0.255$$

o que representa aproximadamente 25,5%.

Para 39,8% e 52,8%:

$$1 - \frac{0.398}{0.528} = 0.246$$

ou aproximadamente 24,6%.

Esses valores são comparações termodinâmicas a partir dos ratings padronizados do fabricante e não medições de desempenho dos FPSOs. O desempenho real offshore depende da configuração da planta e das condições de operação.

Ainda assim, a ordem de grandeza é consistente com a redução superior a 20% das emissões de CO₂ que a Baker Hughes estima para o sistema de ciclo combinado da FPSO Raia em comparação com um FPSO equivalente de mesma demanda utilizando ciclo aberto.

8. FPSOs que caracterizam a mudança tecnológica

FPSO	Região	Configuração energética documentada	Aspecto de destaque
BW Pioneer	Golfo do México	3 × 12 MW GTG dual-fuel	Exemplo de geração convencional redundante 3 × 50%
Liza Destiny	Guiana	4 × SGT-A35 de 32,1 MW	128,4 MW nominais e compressores elétricos

FPSO	Região	Configuração energética documentada	Aspecto de destaque
Johan Castberg	Noruega	2 × LM2500+G4 GTG + SGT-750 mechanical drive	WHRU e compressão direta por GT de 41 MW
Maria Quitéria	Brasil	4 × 27,5 MW GTG + 24 MW STG	Ciclo combinado comercial
Bacalhau	Brasil	4 GT + 2 ST	Ciclo combinado; cerca de 9 kg CO ₂ /boe
Agogo	Angola	4 × 28,2 MW GTG + ≈25 MW STG	CCGT, all-electric e CCS piloto
Raia	Brasil	GTG + STG	CCGT; intensidade prevista abaixo de 6 kg CO ₂ /boe
Errea Wittu	Guiana	GTCC	Ciclo combinado em FPSO de 250 kbpd
P-84/P-85	Brasil	All Electric + WHRU	Meta de redução de 30% na intensidade de GEE
Goliath	Noruega	Power from shore + GT de backup	Geração térmica retirada da operação normal

As fontes públicas não apresentam a mesma profundidade de dados para todas as unidades. A ausência de modelo ou potência em determinada linha não significa ausência do equipamento, mas apenas que o dado não foi considerado suficientemente confirmado em documentação pública.

9. Bacalhau, Raia e a consolidação do CCGT no Brasil

O Bacalhau representa um marco na aplicação brasileira de ciclos combinados em FPSOs. A instalação possui quatro turbinas a gás e duas turbinas a vapor, utilizando o calor que seria rejeitado pelas GTs para aumentar a geração elétrica. Sua capacidade de produção é de 220 mil barris por dia. A Equinor informa intensidade média de emissões próxima de 9 kg CO₂ por barril de óleo equivalente.

Raia seguirá na mesma direção. A FPSO, com capacidade aproximada de 126 mil barris por dia e grande capacidade de processamento e exportação de gás, utilizará ciclo combinado. A intensidade média durante a vida do campo é estimada em menos de 6 kg CO₂/boe. A Baker Hughes espera redução superior a 20% nas emissões em relação a FPSOs equivalentes de ciclo aberto e mesma demanda de potência.

Esses valores podem ser expressos pelo indicador:

$$I_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{N_{boe}}$$

onde o numerador representa a massa de CO₂ associada às operações e o denominador a produção em barris de óleo equivalente, considerando as fronteiras adotadas pelo operador.

A interpretação exige cautela. O indicador é influenciado não apenas pela eficiência da geração, mas também pelas características do reservatório, quantidade de gás comprimido ou reinjetado, water injection, gas lift, flare, venting e demais consumos de processo. Não é adequado atribuir toda a diferença entre dois campos exclusivamente à planta de geração.

10. Agogo: integração de diferentes tecnologias

A FPSO Agogo é particularmente relevante porque reúne diversas rotas de redução de emissões em uma única instalação.

Além do ciclo combinado e da configuração all-electric, o projeto incorpora flare fechado, *hydrocarbon blanketing*, controles automatizados e um sistema piloto de captura pós-combustão de CO₂. A Yinson estima redução de até aproximadamente 27% das emissões em comparação com um projeto convencional.

A unidade de captura de carbono é de escala piloto. Sua finalidade é testar a tecnologia em ambiente offshore e adquirir experiência operacional para possíveis aplicações futuras em maior escala. Não deve ser interpretada como captura integral das emissões dos turbogeradores.

Esse ponto é relevante para as perspectivas futuras. Uma instalação offshore dispõe de competências e infraestrutura relacionadas a compressão, poços e reservatórios, mas a captura pós-combustão acrescenta peso, área ocupada, equipamentos auxiliares e consumo energético. A demonstração em escala real de operação constitui, portanto, uma etapa importante antes de eventual ampliação da tecnologia.

11. Errea Wittu e a expansão do ciclo combinado na Guiana

A FPSO Errea Wittu, destinado ao desenvolvimento de Uaru, na Guiana, possui capacidade de produção de aproximadamente 250 mil barris de óleo por dia, tratamento de 540 milhões de pés cúbicos de gás por dia e injeção de água de 350 mil barris por dia.

A MODEC confirma que a unidade é equipada com um **Gas Turbine Combined Cycle — GTCC**, projetado para aumentar a eficiência e reduzir as emissões de CO₂.

A presença do ciclo combinado em projetos sucessivos e de diferentes operadores mostra que a solução deixou de ser apenas uma possibilidade conceitual para aplicações offshore. Maria Quitéria, Bacalhau e Agogo já estão em operação, enquanto Raia e Errea Wittu ampliam a base de projetos que utilizam ou utilizarão essa configuração.

12. Power from shore: retirando a geração térmica da operação normal

Uma estratégia diferente consiste em transportar eletricidade até a instalação offshore.

Nesse caso:

rede terrestre → cabo submarino → FPSO

substitui, durante a operação normal:

gas → GT → gerador

A Noruega oferece a aplicação mais desenvolvida dessa estratégia. Segundo o Norwegian Offshore Directorate, a substituição de turbinas a gás por *power from shore* tem sido a medida mais importante para redução das emissões offshore na plataforma continental norueguesa. Entre 2015 e 2025, as emissões do setor foram reduzidas em aproximadamente 4,1 milhões de toneladas, ou 27%, com a eletrificação desempenhando papel central nessa redução.

No Goliat, toda a necessidade normal de potência é atendida a partir de terra desde o início da produção em 2016. Caldeiras elétricas fornecem calor de processo, enquanto uma turbina a gás com unidade de recuperação de calor permanece disponível para suprir integralmente a instalação quando necessário.

Esse arranjo representa uma diferença fundamental em relação ao CCGT: a intensidade de carbono da geração deixa de depender principalmente do ciclo termodinâmico instalado na FPSO e passa a depender da origem da eletricidade fornecida pelo sistema externo.

13. Eólica offshore como fonte complementar

A geração renovável localizada próxima das instalações de produção constitui outra alternativa.

Hywind Tampen foi desenvolvido especificamente para fornecer eletricidade às instalações de Snorre e Gullfaks no Mar do Norte. O parque iniciou a produção com configuração de 88

MW e a Equinor informa capacidade de 94,6 MW após a atualização das onze turbinas para 8,6 MW cada. A instalação foi concebida para cobrir aproximadamente 35% da demanda elétrica anual das plataformas atendidas.

Essa aplicação não elimina automaticamente as turbinas a gás. A geração eólica varia com as condições meteorológicas, enquanto as cargas críticas de uma plataforma necessitam de fornecimento contínuo.

A consequência é o desenvolvimento de sistemas energéticos híbridos, nos quais a geração térmica passa a compartilhar a rede com fontes renováveis e, potencialmente, sistemas de armazenamento.

14. O papel potencial dos sistemas de armazenamento

Sistemas BESS não precisam substituir a geração primária de dezenas ou centenas de megawatts para apresentar valor operacional.

Em uma microrrede offshore, armazenamento pode atuar no gerenciamento de transientes, suporte de frequência, atendimento temporário de picos de potência e redução da reserva girante exigida das unidades térmicas.

A importância desse efeito está associada ao comportamento das turbinas em carga parcial. Um sistema que permita manter menos GTGs sincronizadas e carregar mais intensamente as máquinas em operação pode produzir benefícios adicionais de eficiência, mesmo que a energia total armazenada seja pequena em comparação com o consumo diário da FPSO.

A principal função de uma bateria nesse contexto tende, portanto, a ser de **potência e flexibilidade operacional**, e não de armazenamento de energia suficiente para substituir durante longos períodos a geração térmica principal.

15. Uma mudança no conceito do sistema energético da FPSO

A evolução observada pode ser organizada como uma sequência tecnológica.

A primeira geração é caracterizada pela utilização de múltiplas turbinas a gás em ciclo simples, combinando geração elétrica e acionamentos mecânicos:

OCGT + mechanical drives

Uma etapa intermediária introduz recuperação de calor:

GT + WHRU

sem necessariamente produzir potência elétrica adicional.

A geração seguinte incorpora ciclo combinado:

GT + HRSG/OTSG + STG

e a eletrificação das grandes cargas conduz à configuração:

CCGT + all electric drives

Finalmente, sistemas mais integrados podem combinar:

CCGT + offshore wind + BESS + shore power + CCS

A presença simultânea de todas essas tecnologias não é uma exigência. Cada projeto seleciona as soluções em função da distância da costa, potência requerida, características do reservatório, disponibilidade de gás, vida útil, infraestrutura elétrica e requisitos econômicos e ambientais.

16. Limitações dos indicadores de comparação

Um indicador aparentemente simples é a potência instalada por capacidade de produção:

$$D_P = \frac{P_{\text{installed}}}{Q_o/100000}$$

onde a unidade resultante pode ser expressa em MW por 100 mil barris por dia.

Esse indicador, entretanto, não representa eficiência energética.

Um FPSO que produza 100 mil barris por dia e precise reinjetar grandes quantidades de gás a alta pressão poderá consumir mais potência que outra FPSO com a mesma produção de óleo e menor carga de compressão.

Além disso, um FPSO com acionamento mecânico direto pode apresentar baixa potência elétrica instalada simplesmente porque parte significativa do consumo energético não atravessa o barramento elétrico.

Uma análise energética completa deveria considerar:

$$P_{\text{total}} = P_{\text{eletrica}} + P_{\text{mecanica,direta}} + P_{\text{termica,util}}$$

e relacionar essas parcelas às condições efetivas de processo, incluindo vazões e pressões de compressão, injeção de água, reinjeção de gás e demais consumidores.

17. Perspectivas para a descarbonização

Os projetos em operação e em construção indicam que a turbina a gás continuará exercendo papel importante em instalações offshore remotas. Não há, nos projetos analisados, evidência de uma substituição generalizada e imediata dessa tecnologia.

O que está mudando é sua integração.

O ciclo combinado reduz o combustível necessário por unidade de eletricidade; o All Electric centraliza a geração e permite maior flexibilidade de despacho; o power from shore pode retirar as turbinas da operação normal quando a infraestrutura e a distância tornam a solução viável; a geração eólica offshore pode reduzir a energia produzida por combustíveis; sistemas BESS podem contribuir para gerenciamento de potência e reserva; e a captura de CO₂ começa a migrar da análise conceitual para demonstrações offshore.

No Brasil, as características do pré-sal tornam essa discussão especialmente relevante. Grandes potências de processamento, elevadas vazões de gás, reinjeção, águas ultraprofundas e distâncias significativas da costa tornam a otimização energética da própria FPSO particularmente importante. Bacalhau, Maria Quitéria, Raia e as futuras P-84/P-85 representam diferentes respostas a esse problema.

18. Conclusões

A geração de energia em FPSOs está atravessando uma mudança de configuração, mais do que uma simples mudança de máquina primária.

As turbinas a gás continuam apresentando características favoráveis para aplicações offshore: alta densidade de potência, disponibilidade, capacidade dual-fuel e possibilidade de utilizar gás produzido no próprio campo. A utilização de acionamentos mecânicos diretos continua tecnicamente competitiva em determinadas aplicações, como demonstra o trem de compressão de 41 MW do Johan Castberg.

A tendência mais significativa nos novos projetos, entretanto, é a integração energética. Ciclos combinados já estão presentes em instalações comerciais como Maria Quitéria, Bacalhau e Agogo e aparecem em novos projetos como Raia e Errea Wittu. Nos casos de Maria Quitéria e Agogo, aproximadamente 23% da potência do bloco combinado pode ser associada à turbina a vapor, utilizando energia que, em uma configuração de ciclo aberto, seria majoritariamente rejeitada com os gases de exaustão.

A eletrificação de bombas e compressores permite tratar a geração e o consumo como partes de um sistema único. Isso facilita a integração de ciclo combinado, power from shore, geração eólica e armazenamento.

A experiência norueguesa demonstra que a eletrificação a partir de terra pode produzir reduções expressivas das emissões offshore quando as condições geográficas e de infraestrutura são favoráveis. Hywind Tampen demonstra, por sua vez, que geração eólica flutuante pode ser integrada operacionalmente a instalações petrolíferas.

Finalmente, o sistema piloto de captura de carbono do Agogo mostra uma nova fronteira tecnológica: tratar também as emissões remanescentes da geração térmica.

Assim, a trajetória de descarbonização offshore pode ser resumida não como uma substituição direta da turbina a gás, mas como a transformação da tradicional casa de força da FPSO em um **sistema energético integrado, eletrificado e progressivamente híbrido**.

Referências

1. **Yinson Production.** *FPSO Maria Quitéria — Vessel General Information and Power Systems*. Dados de geração: 4 × 27,5 MW GTG + 1 × 24 MW STG.
https://www.yinson-production.com/vessel_brochure_fpso_mq_r1/
2. **Yinson Production.** *FPSO Agogo — Vessel Brochure*. Dados de geração: 4 × 28,2 MW GTG, STG e potência total de projeto de 109,9 MW.
https://www.yinson-production.com/wp-content/uploads/2025/05/Vessel-Brochure_FPSO-Agogo_R1-2.pdf
3. **Yinson Production.** Tecnologias de redução de emissões da FPSO Agogo, incluindo combined cycle, all-electric drives e captura de carbono em escala piloto.
<https://www.yinson-production.com/news/agogo-fps-achieves-first-oil-four-months-a-head-of-schedule-and-begins-15-year-firm-charter/>
4. **Equinor.** *Bacalhau: Equinor's largest international field*. Capacidade de 220 mil barris/dia, quatro turbinas a gás, duas turbinas a vapor e intensidade de aproximadamente 9 kg CO₂/boe.
<https://www.equinor.com/energy/bacalhau>
5. **Equinor.** *Raia*. Ciclo combinado e intensidade de CO₂ prevista inferior a 6 kg/boe.
<https://www.equinor.com/energy/raia>
6. **Baker Hughes.** Fornecimento de tecnologia de ciclo combinado para Raia/BM-C-33 e estimativa de redução superior a 20% das emissões comparativamente a FPSO equivalente em ciclo aberto.
<https://investors.bakerhughes.com/news/press-releases/news-details/2023/Baker-Hughes-Awarded-Significant-Gas-Technology-Contract-to-Support-Equinors-BM-C-33-Project-in-Brazil-07-05-2023/default.aspx>
7. **Baker Hughes.** Fornecimento de dois turbogeradores LM2500+G4 DLE dual-fuel com recuperação de calor para Johan Castberg.
<https://www.bakerhughes.com/company/news/bhge-awarded-contract-by-Statoil-to-provide-turbo-equipment-for-johan-castberg>
8. **Siemens Energy.** *Johan Castberg — Reference*. SGT-750 de 41 MW em acionamento direto de dois compressores DATUM e recuperação de calor.

https://assets.siemens-energy.com/dam/f4009287-d2b3-4cc6-ac17-b3540071b500/Johan-Castberg---Reference-onepager-pdf_Original%20file.pdf

9. **Siemens Energy.** Dados técnicos da SGT-A35 para ciclo simples, ciclo combinado e acionamento mecânico.
<https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/products-services/product/sgt-a35.html>
10. **Siemens Energy.** Dados do sistema de geração e compressão do Liza Destiny.
https://assets.siemens-energy.com/dam/8765dbcf-d4b0-424d-b37e-b04f0090b951/OfshoreMag-FPSOs-ePRINT-1811OFF58-61-pdf_Original%20file.pdf
11. **BW Offshore.** *Cascade & Chinook — BW Pioneer.* Configuração 3 × 12 MW dual-fuel em arranjo 3 × 50%.
<https://www.energydelphos.com/wp-content/uploads/INTSOK-Mexico-BWO-Deepwater-Experience-in-GoM-May-2013-L-Barlass.pdf>
12. **Petrobras.** P-84 e P-85: configuração All Electric, WHRU, variadores de velocidade, recuperação de gases, flare fechado e meta de redução de 30% da intensidade de emissões.
<https://agencia.petrobras.com.br/pt/w/petrobras-inicia-processo-de-contratacao-de-plataformas-p-84-e-p-85>
13. **Norwegian Offshore Directorate.** *Power from Shore 2025.* Eletrificação como medida de redução de emissões offshore na plataforma continental norueguesa.
<https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/reports/power-from-shore/>
14. **Norwegian Offshore Directorate.** Dados do Goliat: fornecimento integral de potência a partir de terra e turbina a gás com recuperação de calor para contingência.
<https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/reports/power-from-shore/fields-with-power-to-shore/>
15. **Equinor.** *Hywind Tampen.* Integração de geração eólica flutuante com as instalações de Snorre e Gullfaks.
<https://www.equinor.com/news/20230823-hywind-tampen-officially-opened>
16. **MODEC.** *FPSO Errea Wittu/Uaru.* FPSO de 250 mil barris/dia equipado com sistema Gas Turbine Combined Cycle.
https://www.modec.com/news/2026/20260824_pr_Uaru.html