

Aplicação do Método Momentum na Análise Prospectiva do Dilema *Topside* versus *Subsea*: Estudo de Caso em uma Fornecedora Brasileira de Equipamentos para Energia Offshore

Rebeca Menezes Bezerra (UFF) rebeca.menezes@gmail.com

André Gomes Baptista (UFF) andrebaptista@id.uff.br

Paula Pellacani Basilone Mannarino (UFF) pmannarino@id.uff.br

Carlos Francisco Simões Gomes (UFF) cfsg1@bol.com.br

Resumo

Este artigo aplica o método Momentum de construção de cenários prospectivos ao dilema de direcionamento tecnológico entre soluções *Topside* (superfície) e *Subsea* (submarino) em uma fornecedora brasileira de bens de capital para energia *offshore*, anonimizando a organização e os participantes por confidencialidade. A pesquisa estrutura o problema, define variáveis críticas e utiliza análise estrutural por matriz de impacto cruzado para identificar relações de influência e dependência entre fatores externos e variáveis tecnológicas. O estudo resulta em um mapa de motricidade e dependência que destaca, como vetores dominantes, a agenda ESG e a volatilidade do preço do petróleo, complementadas por digitalização, custo de capital e demanda tecnológica por *Subsea/Topside*. Com base nesses vetores, são propostos indicadores operacionais e estados futuros discretos, com implicações para o redesenho de portfólio e para a gestão de incertezas em decisões de investimento intensivas em CAPEX.

Palavras-chave: *cenários prospectivos, método Momentum, análise estrutural, offshore, topside e subsea.*

1. Introdução

1.1 Contextualização e relevância

A indústria *offshore* de óleo e gás caracteriza-se por ciclos de investimento longos, elevada intensidade de capital e forte exposição a incertezas exógenas, como choques geopolíticos e volatilidade do preço do petróleo. Essas incertezas afetam simultaneamente o apetite a risco, o ritmo de contratação de projetos e as prioridades tecnológicas ao longo da cadeia de suprimentos. No período pós-COVID-19, por exemplo, análises prospectivas por

cenários foram empregadas para explorar trajetórias plausíveis de demanda por óleo e derivados e suas implicações para o planejamento setorial (RODRIGUES et al., 2021). Adicionalmente, a volatilidade do preço do petróleo tem sido associada a efeitos sobre decisões de investimento e sobre a dinâmica de mercados dependentes de hidrocarbonetos, reforçando a necessidade de instrumentos de apoio à decisão sob incerteza (ZHU; SINGH, 2016).

No campo regulatório e socioambiental, pressões associadas à agenda ESG ampliam a necessidade de explicitar *trade-offs* entre desempenho técnico, emissões, compliance e retorno ajustado ao risco. Evidências recentes sugerem que determinantes ambientais e regulatórios podem influenciar o custo de capital e, portanto, atuar como restrição financeira indireta, com efeitos sobre a seleção de projetos, cronogramas e escolhas tecnológicas (WILBERG et al., 2025).

Do ponto de vista tecnológico, digitalização e automação têm reconfigurado o desenho, a operação e a manutenção de ativos *offshore*, com ênfase em monitoramento remoto, integração de dados e uso de modelos digitais ao longo do ciclo de vida. Relatórios setoriais apontam heterogeneidade na maturidade digital do segmento de óleo e gás e destacam desafios de escalabilidade e captura de valor em iniciativas digitais (DELOITTE; IBP; ABESPETRO, 2022). Nesse contexto, o gêmeo digital tem sido discutido como artefato integrador, capaz de conectar modelos de engenharia ao ambiente operacional e à infraestrutura em nuvem, apoiando decisões desde o primeiro desenho até a operação (KUBACKI; DUARTE DA SILVA; PLACIDO NETO, 2022; HAMIDISHAD et al., 2025).

1.2 Descrição do problema de pesquisa

Nesse ambiente, organizações fornecedoras de bens e serviços para projetos *offshore* enfrentam um dilema recorrente de posicionamento estratégico: como alocar esforços de capacitação, desenvolvimento e investimento entre soluções voltadas a intervenções e modernizações em instalações de superfície (*topside*) e soluções submarinas (*subsea*), que tendem a demandar maior integração tecnológica e a apresentar perfis distintos de risco e retorno. A difusão de arquiteturas submarinas mais complexas, incluindo sistemas de processamento e *boosting*, intensifica o desafio de harmonizar avanços tecnológicos com maturidade de fabricação e prontidão de suprimentos, sob risco de impactos em custo e prazo (CERQUEIRA et al., 2025).

Além das diferenças de CAPEX e conteúdo tecnológico, a escolha do foco (*topside versus subsea*) envolve a gestão de complexidade em transporte, instalação, comissionamento e *start-up*, frequentemente sob restrições severas de janela operacional e disponibilidade de

recursos especializados. Estudos sobre campanhas complexas de transporte e instalação enfatizam que estratégias de execução e de *scheduling* são determinantes para a eficiência de custos e a mitigação de riscos em empreendimentos *offshore* (KASSIM *et al.*, 2024). De forma análoga, casos de partida de campo em águas profundas destacam que restrições de *flow assurance* e entregabilidade de reservatório podem impor estratégias específicas de abertura de poços e *ramp-up* para viabilizar a produção com segurança operacional (KYATHAM *et al.*, 2024).

1.3 Questão de pesquisa, objetivos e justificativa

Diante desse cenário, este estudo investiga a seguinte questão de pesquisa: quais variáveis críticas e relações de dependência influenciam a decisão estratégica entre priorizar soluções *topside* ou *subsea* no portfólio tecnológico de um fornecedor do setor *offshore*, e como essas relações podem ser estruturadas para apoiar a construção de cenários prospectivos de decisão?

O objetivo geral é estruturar um conjunto de variáveis críticas e suas interdependências para apoiar a elaboração de cenários prospectivos aplicados ao dilema *topside* versus *subsea*. Como objetivos específicos, busca-se: (i) identificar variáveis externas e internas associadas a tecnologia, regulação, economia e execução de projetos; (ii) representar influências cruzadas por meio de análise estrutural; (iii) classificar variáveis segundo motricidade e dependência; e (iv) discutir implicações gerenciais para decisões de portfólio sob incerteza.

A justificativa combina contribuições acadêmicas e aplicadas. Do ponto de vista científico, o trabalho articula literatura de prospectiva, análise estrutural e transformações tecnológicas no *offshore*, ampliando evidências sobre decisões de portfólio na cadeia de suprimentos, tema menos explorado do que análises centradas em operadoras. Na prática, a sistematização de variáveis e relações oferece subsídios para decisões sob incerteza, com potencial de replicação em outros fornecedores e em dilemas tecnológicos análogos no setor *offshore*.

2. Referencial Teórico

2.1 Planejamento por cenários e análise estrutural

O planejamento por cenários constitui um conjunto de abordagens voltadas a explorar futuros alternativos e plausíveis, de modo a apoiar decisões estratégicas em contextos caracterizados por incerteza e interdependência de fatores. No âmbito da pesquisa operacional e da engenharia de produção, cenários são frequentemente utilizados para integrar variáveis

econômicas, tecnológicas e regulatórias em narrativas coerentes, permitindo avaliar consequências de escolhas presentes sob diferentes estados futuros (GOMES; COSTA, 2013). Em aplicação ao setor de óleo e gás, Rodrigues *et al.* (2021) mostram como a análise prospectiva pode apoiar a discussão de trajetórias de demanda após choques exógenos, reforçando a utilidade do instrumento para temas sujeitos a volatilidade e mudanças estruturais.

Entre as técnicas associadas à prospectiva, a análise estrutural com matriz de impacto cruzado permite representar relações de influência entre variáveis e, a partir disso, identificar variáveis mais motrizes (maior capacidade de influenciar o sistema) e mais dependentes (maior sensibilidade às demais). Esse tipo de modelagem favorece a redução de arbitrariedade na seleção de incertezas críticas e contribui para a construção de lógicas de cenários consistentes, ao explicitar redundâncias, conflitos e cadeias de causalidade percebidas pelos especialistas (GOMES; COSTA, 2013).

No campo da prospectiva aplicada à decisão, protocolos estruturados de construção de cenários buscam reduzir arbitrariedades na passagem do diagnóstico qualitativo para a seleção de incertezas críticas. Nessa linha, o método Momentum organiza uma sequência de etapas que parte da visão sistêmica, passa pela delimitação de arenas e atores e pela síntese SWOT, e culmina na definição de variáveis críticas tratadas por análise estrutural e classificação por motricidade e dependência.

Como apoio à visão sistêmica, a análise da estrutura competitiva pode ser operacionalizada pelas Cinco Forças de Porter, orientando uma varredura do ambiente externo por rivalidade, entrantes, substitutos e poder de barganha de compradores e fornecedores (PORTER, 1980). Em estudos prospectivos, essa lente funciona como checklist para explicitar pressões e mecanismos de captura de valor, apoiando o mapeamento de atores e a delimitação de arenas onde tais pressões se materializam; Souza *et al.* (2023) ilustram esse uso em aplicação recente do Momentum. Neste estudo, as Cinco Forças são empregadas apenas como suporte qualitativo na Etapa 1, sem alterar o tratamento estrutural posterior ancorado na matriz de impacto cruzado.

2.2 Digitalização, automação e gêmeos digitais no *offshore*

A transformação digital na indústria de óleo e gás envolve a incorporação de sensores, conectividade, integração de dados, *analytics* e automação para aumentar eficiência operacional, segurança e previsibilidade de desempenho. Diagnósticos setoriais apontam que a maturidade digital é heterogênea e que a captura de valor depende de governança de dados, competências e capacidade de escalar pilotos para operações críticas (DELOITTE; IBP;

ABESPETRO, 2022). No contexto *offshore*, tais capacidades estão associadas a práticas de operação remota e a novas arquiteturas de manutenção, que podem afetar requisitos de projeto e seleção de soluções tecnológicas.

O conceito de gêmeo digital tem se consolidado como um dos pilares dessa transformação, ao conectar modelos de engenharia e simulação a dados operacionais em tempo real, suportando otimização de projeto, comissionamento, operação e manutenção. Kubacki, Duarte da Silva e Placido Neto (2022) discutem o uso de gêmeos digitais desde o primeiro rascunho de projeto até a integração em nuvem, destacando ganhos em qualificação e integração de componentes. Em perspectiva mais ampla, Hamidishad *et al.* (2025) sistematizam discussões sobre gêmeos digitais e sua integração com cadeias de valor e processos, reforçando seu papel como infraestrutura informacional para decisões ao longo do ciclo de vida.

2.3 Arquiteturas *subsea*, processamento e *boosting* e dilemas de portfólio

A expansão de soluções *subsea*, incluindo sistemas de processamento e *boosting*, tem sido associada a ganhos potenciais de produção e a alternativas de desenvolvimento para campos maduros, *tiebacks* extensos e arquiteturas compartilhadas. Ao mesmo tempo, tais soluções ampliam requisitos de integração, qualificação e prontidão de suprimentos. Cerqueira *et al.* (2025) descrevem, no contexto brasileiro, a necessidade de harmonizar avanços tecnológicos com maturidade de fabricação e estratégias de padronização e qualificação paralela, visando reduzir prazos de entrega e mitigar riscos de custo e cronograma. Essas tendências reforçam que escolhas tecnológicas no *offshore* extrapolam desempenho técnico, envolvendo dinâmica de portfólio, capacidade industrial e gestão de risco em cadeia.

2.4 Execução de projetos offshore: transporte, instalação e *scheduling*

A execução de projetos *offshore* é marcada por interdependência entre engenharia, logística, disponibilidade de embarcações, janelas meteorológicas e interfaces entre múltiplos contratados. Nesse sentido, estratégias de transporte e instalação e a qualidade do *scheduling* podem ser determinantes para custo total e para a mitigação de riscos de execução. Kassim *et al.* (2024) discutem estratégias e programação de campanhas complexas de transporte e instalação orientadas à maior efetividade de custos, reforçando que decisões de execução devem ser tratadas como parte integrante da escolha tecnológica e do desenho do empreendimento, e não apenas como etapa operacional posterior.

2.5 *Start-up e flow assurance* em águas profundas

Em ambientes de águas profundas, o *start-up* e o *ramp-up* de produção podem estar condicionados por restrições de *flow assurance*, como risco de hidratos, deposição de parafinas e formação de *slug flow*, além de limitações de entregabilidade do reservatório. Kyatham *et al.* (2024) apresentam um estudo de caso em que a estratégia de abertura sequencial de poços e de *bean-up* foi concebida para manter temperaturas operacionais acima do ponto de *pour point* em sistemas *subsea* conectados a FPSO, em conjunto com estratégias pré-abertura e monitoramento contínuo. Tais evidências reforçam que escolhas entre soluções *topside* e *subsea* incorporam não apenas CAPEX, mas também riscos operacionais e requisitos de integração de dados e instrumentação ao longo do *start-up*.

2.6 Variáveis macroeconômicas, custo de capital e agenda ESG

A sensibilidade do setor ao preço do petróleo, em combinação com condições financeiras globais, impacta o timing de investimentos e a viabilidade de projetos. Zhu e Singh (2016) discutem efeitos da volatilidade do preço do petróleo sobre dinâmicas econômicas, enquanto Wilberg *et al.* (2025) indicam que componentes ESG podem afetar o custo de capital, com implicações para projetos intensivos em CAPEX. Para fornecedores, esses determinantes influenciam demanda tecnológica, priorização de P&D e estratégias de financiamento e contratação, constituindo parte essencial do ambiente externo considerado em análises prospectivas.

3. Metodologia

A pesquisa é aplicada e adota um estudo de caso único, com abordagem qualitativa-quantitativa. Os dados foram obtidos por triangulação de (i) entrevistas semiestruturadas com um painel de especialistas do setor (engenharia, comercial e gestão de projetos), (ii) análise documental interna disponibilizada sob confidencialidade e (iii) consolidação das evidências em workshops de validação. Por restrições de sigilo, a empresa, o projeto de consultoria e os respondentes são anonimizados, e os resultados são reportados em nível agregador.

A empresa focal atua como fornecedora de bens e serviços para ativos offshore, atendendo operadoras e integradoras em projetos *brownfield* e *greenfield*. Nos últimos anos, o painel de especialistas apontou aumento de pressão competitiva (comoditização e competição por preço), além de demandas crescentes por redução de OPEX, confiabilidade e disponibilidade operacional. O dilema *Topside versus Subsea* emerge do trade-off entre (i) soluções *Topside* associadas a revitalizações e módulos de superfície, com menor CAPEX e

ciclos de execução menores, e (ii) soluções *Subsea*, com maior conteúdo tecnológico e CAPEX elevado, porém com potencial de ganhos operacionais e de produtividade em águas profundas.

O protocolo segue as etapas do método Momentum: visão sistêmica, arenas e atores, SWOT, elucidação de incertezas, definição de variáveis críticas, matriz de impacto cruzado, análise de motricidade e dependência e definição de indicadores e estados futuros. A matriz de impacto cruzado foi preenchida em escala ordinal de -3 a +3 (impacto negativo/positivo), admitindo 0 para ausência de relação relevante. O sinal representa a direção da influência e o módulo representa a intensidade percebida. A motricidade é a soma dos módulos por linha (influência exercida) e a dependência é a soma dos módulos por coluna (influência recebida).

Como detalhamento operacional, a Etapa 1 (visão sistêmica) foi conduzida com apoio do arcabouço das Cinco Forças de Porter, empregado como checklist de pressões estruturais (rivalidade, entrantes, substitutos, poder de barganha de fornecedores e de compradores) para evitar omissões na caracterização do ambiente competitivo e tecnológico. Os resultados dessa leitura foram incorporados diretamente nas Etapas 2 e 3, orientando o mapeamento de atores relevantes e a delimitação das arenas de decisão, e serviram de base para qualificar a matriz SWOT (Etapa 4).

4. Resultados e Discussão

4.1 Etapas 1 a 4: visão sistêmica, atores, arenas e SWOT

As etapas iniciais consolidaram o sistema de referência, delimitando o escopo offshore, os principais atores (operadoras, integradoras, reguladores, financiadores e fornecedores), e as arenas competitivas relevantes (contratações, tecnologia e regulação). A análise SWOT sintetizou forças ligadas à base fabril e capacidade de engenharia, fraquezas relacionadas a lacunas de digitalização e escalabilidade, oportunidades vinculadas a novos requisitos tecnológicos (incluindo automação e monitoramento remoto) e ameaças derivadas de ciclos de preço e de restrições financeiras.

Para reforçar a coerência interna dessas etapas, a visão sistêmica (Etapa 1) foi explicitamente ancorada nas Cinco Forças de Porter como estrutura de varredura do ambiente setorial. A leitura das forças não introduz uma etapa nova ao Momentum; ela operacionaliza o levantamento do contexto, com rastreabilidade entre a pressão identificada, os atores que a exercem ou sofrem e a arena em que ela se materializa.

Em termos de rastreabilidade, adotaram-se associações analíticas (exemplificativas): (a) poder de barganha de compradores e rivalidade setorial na arena de contratações e modelos de

fornecimento; (b) poder de barganha de fornecedores e ameaça de entrantes na arena de capacidade industrial e cadeia de suprimentos; (c) ameaça de substitutos na arena tecnológica e na arena regulatória ou ESG, na medida em que requisitos de segurança, conteúdo local e descarbonização alteram a atratividade relativa das alternativas Toppide e Subsea. Essas associações foram usadas para qualificar a SWOT e para justificar a seleção das variáveis críticas na Etapa 5, mantendo inalterados o preenchimento da matriz de impacto cruzado e os cálculos de motricidade e dependência.

4.2 Etapa 5: elucidação de incertezas e definição das variáveis críticas

Para responder ao requisito de ampliar o conjunto de variáveis, o ambiente externo foi reavaliado e duas novas variáveis críticas foram adicionadas às três originais. O conjunto final contempla cinco variáveis diretamente associadas ao dilema *Toppide versus Subsea*, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Variáveis críticas definidas na Etapa 5

Código	Variável crítica	Definição operacional
V1	Digitalização e automação	Nível de exigência de tecnologias digitais, <i>digital twins</i> e monitoramento remoto.
V2	Agenda ESG e regulação ambiental	Intensidade de metas de descarbonização e pressão regulatória.
V3	Demanda tecnológica (<i>Subsea vs. Toppide</i>)	Preferência das operadoras por arquiteturas submarinas ou de superfície.
V4	Volatilidade do preço do petróleo (geopolítica)	Flutuação do <i>Brent</i> impulsionada por choques geopolíticos; preços altos favorecem projetos complexos.
V5	Custo de capital e acesso a financiamento	Condições de crédito e taxas de juros globais; projetos <i>Subsea</i> são mais sensíveis a juros e restrições de CAPEX.

Fonte: elaboração própria

4.3 Etapa 6: matriz de impacto cruzado e análise de motricidade e dependência

A matriz de impacto cruzado foi preenchida pelo painel de especialistas, consolidando percepções sobre como alterações em uma variável influenciadora afetam as demais. A Figura 1 apresenta a matriz e os somatórios de motricidade e dependência.

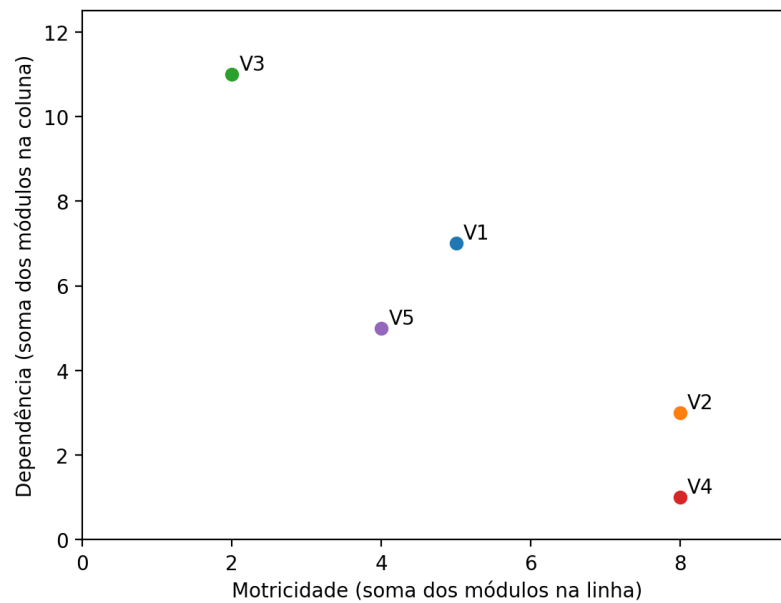
Tabela 2 - Matriz de impacto cruzado (V1 a V5) e somatórios de motricidade e dependência

Influenciadora / Dependente	V1	V2	V3	V4	V5	Motricidade ($\Sigma \cdot $)
V1	X	1	3	0	-1	5
V2	3	X	2	-1	-2	8
V3	2	0	X	0	0	2
V4	1	-2	3	X	2	8
V5	-1	0	-3	0	X	4
Dependência ($\Sigma \cdot $)	7	3	11	1	5	

Fonte: elaboração própria

Os somatórios de motricidade indicam que V2 (agenda ESG) e V4 (volatilidade do preço do petróleo) exercem maior influência sobre o sistema, enquanto V3 (demanda tecnológica *Subsea vs. Topside*) apresenta elevada dependência e menor motricidade, caracterizando-se como variável mais reativa ao comportamento das demais. Essa configuração sugere que preferências por arquiteturas *Subsea* ou *Topside* tendem a ser consequência de condições regulatórias, econômicas e financeiras, e não apenas de escolhas tecnológicas internas.

Figura 1 - Plano motricidade versus dependência das variáveis críticas



Fonte: elaboração própria

4.4 Etapa 7: indicadores e estados futuros das variáveis

Para operacionalizar o monitoramento e suportar a construção de cenários, cada variável crítica foi traduzida em um conjunto sintético de indicadores e em estados futuros discretos. A Tabela 3 apresenta uma proposição compatível com um horizonte de decisão de médio prazo em portfólio.

Tabela 3 - Indicadores e estados futuros (proposição)

Variável	Indicador(es) sugerido(s)	Estados futuros (exemplo)	Implicação típica
V1	Índice de maturidade digital; % ativos com monitoramento remoto; % projetos com digital <i>twin</i>	Baixa (pilotos) Intermediária (escala parcial) Alta (escala e integração)	Eleva atratividade de soluções com automação e suporte remoto, com impactos em <i>Topside</i> e <i>Subsea</i> .
V2	Metas corporativas de emissões; exigências de licenciamento; taxa implícita de carbono em contratos	Pressão baixa Moderada Alta (regulação mais restritiva)	Favorece projetos com menor intensidade de carbono e maior rastreabilidade operacional.

V3	Razão de projetos <i>Subsea/Topside</i> em RFPs; CAPEX médio por projeto; demanda por <i>subsea processing</i>	<i>Topside</i> -dominante Balanceada <i>Subsea</i> -dominante	Direciona P&D, certificações, cadeia de suprimentos e posicionamento comercial.
V4	Preço <i>Brent</i> (média); volatilidade (desvio/índice); <i>proxy</i> de risco geopolítico	Baixo/estável Alto/estável Alto/volátil	Afeta viabilidade e apetite por projetos complexos (<i>Subsea</i>) versus soluções de menor CAPEX (<i>Topside</i>).
V5	WACC setorial; juros globais; <i>spread</i> de crédito; disponibilidade de <i>funding</i> (debêntures/ <i>Project Finance</i>)	Crédito restrito Neutro Crédito favorável	Define espaço orçamentário e timing de investimento, penalizando alternativas CAPEX-intensivas.

Fonte: elaboração própria

4.5 Etapa 8: definição dos cenários (S1-S3)

A Etapa 8 do Momentum consolida os estados das variáveis críticas em três cenários coerentes (S1, S2 e S3), a partir da combinação dos estados associados às variáveis motrizes e dependentes. Neste artigo, a qualificação dos cenários é assumida do ponto de vista de uma empresa do setor (fornecedora e/ou operadora), isto é, considerando efeitos esperados sobre custo de conformidade, acesso a capital e viabilidade econômico-operacional dos projetos. Evidências empíricas indicam que maior exposição a políticas climáticas e a incerteza regulatória tende a reduzir o investimento de empresas de óleo e gás, via revisão de expectativas de demanda e aumento de risco percebido (BOGMANS; PESCATORI; PRIFTI, 2023), enquanto choques recentes reforçaram a centralidade de segurança energética e de custos nas respostas de política (KIM; PANTON; SCHWERHOFF, 2024). A utilidade da Etapa 8 é prover uma moldura consistente para discutir implicações e preparar respostas estratégicas e planos de ação robustos a diferentes estados do ambiente.

Tabela 4 - Definição dos cenários (S1 a S3) por estados das variáveis críticas

Variável	Indicador	S1	S2	S3
V1	Integração digital em contratos (EPC) / maturidade digital	Baixa integração; monitoramento básico; “ <i>hardware-centric</i> ”.	Adoção gradual e híbrida; monitoramento de condição; digital <i>twin</i> como diferencial.	Digital <i>twins</i> e integração quase em tempo real; interoperabilidade como requisito.
V2	Rigor ESG / taxaço implícita de carbono / licenciamento	Rigor elevado; taxaço agressiva e exigências fortes; prêmio a baixa emissão.	Transição moderada; metas mantidas com implementação gradual.	Flexibilização regulatória; foco em custo e segurança energética.

V3	RFPs <i>Subsea/Topside</i> / CAPEX médio / demanda por boosting	<i>Topside</i> e revitalizações; <i>Subsea</i> pontual (reposição).	Crescimento equilibrado; <i>Subsea</i> cresce sem suplantar <i>Topside</i> .	<i>Subsea</i> dominante; migração de valor para o fundo do mar; <i>topside</i> “utility”.
V4	Preço Brent (média) / volatilidade / <i>proxy</i> de risco geopolítico	Baixo/estável.	Alto/volátil.	Alto/estável.
V5	WACC / juros / spreads / disponibilidade de <i>funding</i>	Crédito restrito.	Neutro.	Crédito favorável.

Fonte: elaboração própria

Em S1, combinam-se preço de petróleo em patamar baixo/estável (V4), crédito mais restrito e custo de capital elevado (V5), com um ambiente de rigor regulatório e tributação de carbono mais agressivos (V2). Do ponto de vista da empresa, essa configuração pressiona margens e cronogramas (custos de conformidade e maior seletividade de financiadores), favorecendo decisões defensivas, com priorização de eficiência operacional e redução de exposição a projetos com retorno sensível a restrições de emissões. Em S2 (tendencial), o cenário reflete continuidade de políticas intermediárias, com estabilidade moderada do preço, crédito seletivo e evolução incremental da digitalização e de soluções submarinas, mantendo o sistema em trajetória de adaptação contínua.

Em S3, assume-se flexibilização regulatória com foco em custo e segurança energética (V2), associada a preço elevado e relativamente estável (V4) e condições financeiras mais favoráveis (V5). Nessa configuração, a atratividade econômica tende a sustentar portfólios mais ambiciosos, favorecendo integração digital e automação (V1) como vetor de produtividade, previsibilidade e segurança operacional, e ampliando o espaço para soluções *Subsea* (V3) por ganhos de eficiência, confiabilidade e redução de intervenções. Ainda assim, a literatura sugere que respostas de curto prazo centradas em segurança energética podem tensionar objetivos de mitigação e gerar incerteza sobre a trajetória regulatória no médio prazo (KIM; PANTON; SCHWERHOFF, 2024; FRINGS; HELM; HAHNEL, 2024).

Os três cenários são compatíveis com os achados e discussões do referencial já mobilizado no artigo. Em particular, a ênfase em digitalização e integração de dados em operações de óleo e gás apoia a leitura de V1 como vetor de produtividade e redução de incertezas operacionais (DELOITTE; IBP; ABESPETRO, 2022), o que se manifesta com maior intensidade em S3. Do mesmo modo, estudos que discutem descarbonização e ‘*de-risking*’ em novos projetos energéticos reforçam a plausibilidade de um regime mais estrito de conformidade (S1) como pressão adicional sobre investimento e execução, com efeitos

assimétricos para diferentes perfis de empresa (MILNE; JONES; LEE, 2025; BOGMANS; PESCATORI; PRIFTI, 2023). Um ponto potencialmente contraintuitivo é que, embora S1 restrinja decisões por custo e capital, o próprio rigor pode acelerar a substituição de soluções e a priorização de tecnologias menos emissoras, desde que existam mecanismos de incentivo e capacidade de financiamento; quando esse suporte não se materializa, a combinação de restrição financeira e exigência regulatória tende a reforçar o comportamento conservador descrito no cenário.

4.6 Discussão

A classificação por motricidade e dependência indica que a dinâmica do dilema *Topside versus Subsea* é governada sobretudo por variáveis de contexto (V2 e V4), enquanto V3 reage a essas condições, em vez de atuar como fator autônomo. Esse padrão é compatível com a sensibilidade do setor a choques e volatilidade de preço (RODRIGUES et al., 2021; ZHU; SINGH, 2016) e com a crescente incorporação de critérios ESG e *compliance* no filtro de projetos (WILBERG et al., 2025; MILNE; JONES; LEE, 2025).

Do ponto de vista gerencial, recomenda-se tratar o conjunto de indicadores como um painel de sinais, revisado periodicamente, para ajustar o mix do portfólio (*Topside/Subsea*), o ritmo de qualificação e a estratégia de execução. Em particular, oscilações em V2 e V4 podem funcionar como gatilhos de replanejamento, enquanto tendências em V1 e V5 orientam decisões de timing, modularização e investimentos em capacidades digitais e financeiras.

Como limitações, o estudo depende de julgamento de especialistas e da granularidade da escala ordinal de influência. Estudos futuros podem ampliar o painel, aplicar rodadas Delphi, testar sensibilidade dos escores e triangular os resultados com séries históricas de projetos, além de comparar o Momentum com abordagens complementares em contextos semelhantes.

5. Considerações Finais

Este artigo apresentou uma aplicação do método Momentum ao dilema de seleção tecnológica entre alternativas *Topside* e *Subsea*, com base em elicitação estruturada de especialistas e análise estrutural por matriz de impacto cruzado. A versão adotada ampliou o conjunto de variáveis para incorporar, além de digitalização (V1), ESG/regulação (V2) e preferência tecnológica (V3), fatores exógenos ligados à volatilidade do preço do petróleo (V4) e ao custo de capital/acesso a financiamento (V5), permitindo representar com maior fidelidade o ambiente de decisão em portfólios de projetos *offshore*.

Os resultados sugerem que a dinâmica de decisão é governada sobretudo por variáveis de contexto (V2 e V4), enquanto a escolha arquitetural (V3) tende a reagir a essas condições de contorno. Essa leitura é convergente com estudos de cenários e de mercado que evidenciam o papel de choques de demanda e de volatilidade na viabilidade de investimentos (RODRIGUES et al., 2021; ZHU; SINGH, 2016), com análises que reforçam a influência de ESG/compliance (WILBERG et al., 2025; MILNE; JONES; LEE, 2025) e a centralidade de capacidades digitais (DELOITTE; IBP; ABESPETRO, 2022; KUBACKI; DUARTE DA SILVA; PLACIDO NETO, 2022) para reduzir incertezas e suportar operações mais distribuídas. Ademais, a literatura sobre tecnologias habilitadoras e redução de custos em soluções submarinas e *offshore* (SEVILLANO et al., 2021; CERQUEIRA et al., 2025; VILSTRUP et al., 2025) corrobora a interpretação de que a atratividade relativa de *Subsea* depende do equilíbrio entre preço, regulação e custo de capital, ao passo que trabalhos sobre execução e *start-up* reforçam a importância de disciplina de projeto em cenários de restrição financeira (KASSIM et al., 2024; KYATHAM et al., 2024).

Como implicação gerencial, recomenda-se tratar os indicadores propostos como um “painel de sinais” para revisão periódica de premissas: variações em V2 e V4 podem justificar reavaliações rápidas de portfólio, enquanto tendências em V1 e V5 podem orientar decisões de *timing*, modularização e estratégia de execução. Como limitações, o estudo depende de julgamento de especialistas e da granularidade adotada na escala de influência; pesquisas futuras podem ampliar o painel, aplicar procedimentos Delphi, testar sensibilidade dos escores e triangular resultados com evidências históricas de projetos, além de comparar o Momentum com abordagens complementares (por exemplo, MICMAC) em contextos análogos.

REFERÊNCIAS

BOGMANS, C.; PESCATORI, A.; PRIFTI, E. **The impact of climate policy on oil and gas investment**. IMF Working Paper, WP/23/140, 2023. Disponível em: <<https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/07/28/The-Impact-of-Climate-Policy-on-Oil-and-Gas-Investment-537552>>. Acesso em: 15 dez. 2025.

CERQUEIRA, G. C.; PATUSCO, C. A.; KOELLN, H. P.; ROBERTO, M. A. **50 years in 5 - Speeding Up Subsea Processing & Boosting (SP&B) Projects in Brazil**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2025, Houston, TX. Anais... Houston, TX: Offshore Technology Conference, 2025. Paper OTC-35787-MS. DOI: 10.4043/35787-MS.

DELOITTE; INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP); ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO (ABESPetro). **Maturidade Digital no Setor de Óleo e Gás 2022**. [S. l.]: IBP, 2022. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/02/maturidade-digital-oil-gas-2022.pdf>>. Acesso em: 14 dez. 2025.



FRINGS, Nina L.; HELM, Jessica F.; HAHNEL, Ulf J. J. **The energy crisis differentially impacted Swiss and German citizens' energy literacy and efficiency preferences but not their support for climate policies.** *Communications Earth & Environment*, v. 5, art. 544, 2024. DOI: 10.1038/s43247-024-01719-7. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s43247-024-01719-7>>. Acesso em: 15 dez. 2025.

GOMES, Carlos Francisco Simões; COSTA, Helder Gomes. **Proposta de um método para construção de cenários prospectivos em projetos e estudos prospectivos.** *Revista Pesquisa em Engenharia de Produção*, v. 13, n. 8, p. 94-114, 2013.

HAMIDISHAD, Nayereh; BARBOSA, Rafael S.; ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, Armin; KHALILZADEH, Majid. **Digital twin in manufacturing systems: a systematic review and future research directions.** *Processes*, v. 13, n. 11, 3488, 2025. DOI: 10.3390/pr13113488.

KASSIM, K.; NGADIMAN, H. B.; RAHMAN, K. A.; SHAHUDIN, F.; MARIMUTHU, M. **Project X Complex Transportation & Installation Campaign: Strategies & Scheduling for Greater Cost Effectiveness.** In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION (ATCE), 2024, New Orleans, LA. Anais... Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2024. Paper SPE-220764-MS. DOI: 10.2118/220764-MS.

KIM, Jaden; PANTON, Augustus J.; SCHWERHOFF, Gregor. **Energy Security and The Green Transition.** IMF Working Paper, WP/24/6, 2024. Disponível em: <<https://www.imf.org/-/media/files/publications/wp/2024/english/wpica2024006-print-pdf.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2025>.

KUBACKI, Markus; DUARTE DA SILVA, Joao Pedro; PLACIDO NETO, Amadeu. **The Digital Twin: Optimizing the System Design from the First Draft to the Cloud.** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2022, Houston, TX. Anais... Houston, TX: Offshore Technology Conference, 2022. Paper OTC-31913-MS. DOI: 10.4043/31913-MS.

KYATHAM, Ashwith; KUMAR, Anand; MARANDI, Pratik; KUMAR, Ratnesh; GUBBALA, Santoosh. **Successful Implementation of Field Start-Up Strategy for Deep Water Unconsolidated Oil Fields with Flow Assurance Challenges - A Case Study in KG Offshore, India.** In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE (ADIPEC), 2024, Abu Dhabi. Anais. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2024. Paper SPE-222771-MS. DOI: 10.2118/222771-MS.

MILNE, Angus; JONES, Sam; LEE, Jodie Pui Yin. **De-risking new energies projects with asset risk assurance.** IET Conference Proceedings, v. 2024, n. 32, 2025. DOI: 10.1049/icp.2024.4563.

PORTER, Michael E. **Competitive strategy: techniques for analyzing industries and competitors.** New York: Free Press, 1980.

RODRIGUES, Maria Victoria Gomes; DUARTE, Thiago E.; SANTOS, M. et al. **Prospective scenarios analysis: Impact on demand for oil and its derivatives after the COVID-19 pandemic.** *Brazilian Journal of Operations & Production Management*, v. 18, n. 2, e20211215, 2021. DOI: 10.14488/BJOPM.2021.039.

SEVILLANO, Carlos A.; BRANDT, Eric; KALLA, Jason; KARMOS, Erling; RUTHERFORD, Steve et al. **Enabling technologies for low cost subsea field development.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON OFFSHORE MECHANICS AND ARCTIC ENGINEERING (OMAE), 2021. Anais. [S. l.]: ASME, 2021. Paper OMAE2021-62862. DOI: 10.1115/OMAE2021-62862.

SOUZA, Pedro Soares; HÜBNER, Hudson; GOMES, Carlos Francisco Simões; SANTOS, Marcos dos. **Application of Prospective Scenarios in Tourism Company.** *Procedia Computer Science*, v. 221, p. 161-168, 2023. DOI: 10.1016/j.procs.2023.07.023.

VILSTRUP, A.; ASKELAND, A. M.; ALMGREN, M.; SOLBERG, P.; EIKELAND, E. O.; HAGLAND, A. S.; NORDOEN, M.; MARRA, F.; LANGE, A. **Subsea Substations - Leveraging Existing Technology to Reduce Costs of Offshore Wind.** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2025, Houston, TX. Anais... Houston, TX: Offshore Technology Conference, 2025. Paper OTC-35827-MS. DOI: 10.4043/35827-MS.

WILBERG, Sindre; KJELLEVOLL, Vibeke; HOLZ, Franziska; NEUMANN, Anne. **ESG regulation and the cost of capital: evidence from the oil and gas industry.** *Utilities Policy*, 2025, art. 102016. DOI: 10.1016/j.jup.2025.102016.



ZHU, Qianqian; SINGH, Gurcharan. **The impacts of oil price volatility on a macroeconomic system: a case study of Brazilian economy.** Pesquisa Operacional, v. 36, n. 1, p. 1-21, 2016. DOI: 10.1590/0101-7438.2016.036.01.0001.