Análise do potencial de geração de energia solar fotovoltaica para suprir uma plataforma de petróleo na Bacia de Campos

Luiza Alves Garcia[1], Leandra Altoé[2], Antonio Augusto Martins Pereira Júnior[3],Carolina Lopes da Paz[4]

[1,2]Centro Universitário do Norte do Espírito Santo, São Mateus, Brasil
([1]luizaalvesgarcia@gmail.com)
[3,4]Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, Brasil

Resumo: A indústria petrolífera está em busca da renovação de seus negócios e de alternativas que causem menores impactos ambientais. Ao se analisar o potencial de geração de energia fotovoltaica para suprir uma plataforma de petróleo na Bacia de Campos (RJ), obteve-se 492,309 kWh/ano por módulo de referência (370 Wp). Apesar do custo está entre as limitações para este tipo aplicação atualmente, salienta-se as vantagens ambientais do uso de fontes renováveis na produção de petróleo e gás natural.

Palavras-chave: Impactos ambientais; Indústria petrolífera; Fontes renováveis.

INTRODUÇÃO

A demanda global de energia está constantemente aumentando devido à urbanização e ao crescimento populacional, e ainda deve aumentar em 30% até o ano de 2040, o que é equivalente a adicionar outra China e Índia à demanda global de energia (Lawan et al., 2019). Além disso, a energia é um critério determinante do crescimento econômico e um fator crucial para a redução da pobreza, isto porque facilita o aquecimento, a iluminação, o transporte, entre diversas outras finalidades (Ackah e Kizys, 2015).

O petróleo e o gás natural têm um papel importante no atendimento à demanda mundial de energia e, nas próximas duas décadas, irão continuar a desempenhar um papel dominante, onde representam aproximadamente 60% da energia primária total e devem atingir cerca de 9.960 milhões de toneladas equivalente de petróleo (Mtep) em 2035. Estima-se ainda que, em 2035, ocorra um aumento na demanda de energia em quase 50%, o qual será um grande desafio para as empresas de energia, particularmente as petrolíferas. Isto devido à diminuição das reservas de petróleo convencionais em torno do mundo e a crescente dependência do petróleo bruto pesado, que requer uma energia significativamente maior para produzir e processar os insumos (Halabi et al., 2014).

Ademais, a indústria petrolífera consome uma parte significativa da energia produzida, a qual equivale a quase 10% de sua produção total, um fator relevante para a busca por fontes renováveis (Halabi et al., 2014; Lawan et al., 2019). Somado a isso, os governos estão em busca de formas para reduzir as emissões dos gases de efeito estufa (GEE), promover a diversificação de suas economias energéticas e diminuir a dependência de combustíveis fósseis (Zhong e Bazilian, 2018).

Neste contexto, o uso de fontes renováveis de energia, como eólica, solar, geotérmica, entre outras, que têm como vantagens de serem menos poluentes e não esgotáveis, tornam-se parte da solução às recentes preocupações de desenvolvimento sustentável, mudanças climáticas e segurança energética (Ackah e Kizys, 2015).

Assim, a indústria de petróleo e gás natural pode se concentrar no tema de "expansão energética", em vez de "transição energética", com as fontes renováveis vistas como aliadas e não rivais dos combustíveis fósseis no fornecimento de energia (Halabi et al., 2014; Lawan et al., 2019; Stoddart et al., 2020). Por exemplo, a utilização da energia solar para auxiliar no suprimento de demandas energéticas onde os combustíveis convencionais, como o gás natural, têm oferta limitada, surge como uma solução para reduzir o consumo de combustíveis fósseis, liberando-os para atender as demandas de energia em outras aplicações. Além de, consequentemente, abrandar as pegadas ecológicas, reduzindo a pressão do consumo sobre os recursos naturais (Halabi et al., 2014).

Neste contexto, objetivou-se com este trabalho analisar o potencial de geração de energia solar fotovoltaica para suprir uma plataforma de petróleo presente na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro.

REFERENCIAL TEÓRICO

Nos últimos anos, as empresas de petróleo estão investindo na renovação de seus negócios, buscando, por exemplo, novas fontes energéticas. Isto devido a diversos fatores, como os impactos ambientais

gerados em seus processos, os quais estão relacionados à quantidade de energia consumida pela indústria, que varia amplamente e depende de muitos fatores, como a natureza do reservatório e as propriedades físicas e químicas dos fluidos produzidos, se o desenvolvimento é offshore ou *onshore*, se a reserva é convencional ou não convencional e o estágio de recuperação (primário, secundário ou terciário). Além disso, o consumo de energia representa uma parte significativa do custo operacional na exploração e produção e é o maior contribuinte das emissões de gases de efeito estufa da indústria do petróleo (Halabi et al., 2014; Saadawi, 2019).

Com isso, as empresas de petróleo terão que aprimorar cada vez mais seus resultados, promovendo a sustentabilidade, pois serão constantemente medidas por sua capacidade de reduzir sua pegada ambiental, envolvendo as populações locais em projetos e em cadeias de valor, além de desenvolver e implementar, com segurança, inovações e diversificar para novos recursos energéticos (Zhong e Bazilian, 2018).

Assim, a indústria petrolífera continua suas pesquisas e busca desenvolver novas tecnologias para aplicar fontes renováveis de energia nos campos de petróleo e gás natural, gerando diversas vantagens, como a economia de recursos de hidrocarbonetos, a minimização das emissões de gases, além de valorizar sua imagem pública (Saadawi, 2019). Ademais, Stoddart et al. (2020) citam que instituições como a Statoil, Shell, *International Energy Agency (*IEA), Siemens e Exxon, enfatizam que a inovação tecnológica é imprescindível para melhorar a eficiência ambiental das operações do setor de petróleo, além ser necessário investir em tecnologias e programas de captura e armazenamento de carbono.

Um exemplo de empresa com investimentos em fontes renováveis é a Statoil, que utilizou sua experiência em estruturas *offshore* no turbulento Mar do Norte para implantar quatro usinas eólicas *offshore*, além de demonstrar que continuará expandindo no mercado de fontes renováveis.

Adicionalmente, a BP, a Shell e a ExxonMobil tornaram os biocombustíveis (principalmente os de segunda geração) alguns dos seus maiores empreendimentos a partir 2011 e a ExxonMobil tem investido em pesquisas com biocombustíveis avançados de algas desde 2017 (Zhong e Bazilian, 2018). Outro exemplo é o centro de energia submarina autônomo da EC-OG, que utiliza correntes oceânicas para gerar eletricidade. Com tal tecnologia, é possível a conversão, o armazenamento e a entrega de energia elétrica autônoma para diversas aplicações, como alimentar um módulo de controle submarino (Saadawi, 2019).

Além disso, destacam-se os investimentos de empresas de petróleo e gás na Tailândia, como a Thai Oil, produtora de etanol e biodiesel, que iniciou um estudo para produção de etanol na maior instalação do país e a maior planta de etanol do mundo usando mandioca como matéria-prima principal (Chaiyapa et al., 2018).

Yang et al. (2020) realizaram um estudo de aplicação de fontes renováveis de energia na exploração do óleo de xisto na China, onde utiliza-se atualmente combustível fóssil para aquecimento elétrico *in situ* na mineração. Os autores propõem um sistema de microrrede para tal aquecimento através de um parque eólico e uma central fotovoltaica, com um banco de baterias de armazenamento de energia. E concluem que o método proposto garantiu a confiabilidade do sistema, reduziu o custo total, aumentou a receita, e reduziu da poluição ambiental, além de fornecer informações importantes para estudos relacionados (Yang et al., 2020). Outro exemplo, é o estudo de Elsholkami et al. (2016) que propuseram uma alternativa para a exploração das areias petrolíferas de Alberta no Canadá, cujo petróleo, extraído utilizando a queima de gás natural, é pesado, viscoso e requer quantidades significativas de energia para produção, armazenamento e transporte. Estes autores apresentam um modelo voltado para a minimização de custos e redução de emissões de dióxido de carbono, por meio de sistemas geotérmicos aprimorados (EGS), energia hidrelétrica e energia eólica. Os resultados indicaram que o modelo proposto é uma ferramenta prática que pode ser empregada para areias betuminosas e produtores de energia em cenários futuros (Elsholkami et al., 2016).

Pickl (2019) aponta iniciativas desta natureza no Brasil, como a petrolífera britânica BP que possui um negócio voltado para biocombustíveis no país (processamento de cana, para a produção, pesquisa e desenvolvimento de etanol), além de uma *joint venture* (Empreendimento conjunto) para a captura e o armazenamento de carbono com a Chevron, Petrobras e Suncor. A Petrobras trabalha com a geração de eletricidade, principalmente com fontes térmicas e uma pequena parcela renovável, incluindo eólica, pequenas hidrelétricas e ativos solares. Ademais, em 2017, a Equinor adquiriu uma participação de 40% na Apodi solar brasileira da Scatec Solar, além de uma participação na empresa de 50% para a execução de projetos, permitindo o desenvolvimento e operações no futuro em larga escala nas centrais fotovoltaicas (Pickl, 2019).

Outro exemplo é uma das primeiras aplicações de energia solar dentro da indústria do petróleo, que envolveu o uso de painéis fotovoltaicos para gerar eletricidade para aplicações de campo simples, como suprir energeticamente as luzes de aviso fora da rede em instalações *offshore*. Isto no início dos anos 70 e

com a ExxonMobil entre as primeiras empresas a usar essa tecnologia. Como os resultados do uso dos painéis fotovoltaicos foram uma economia substancial, tanto em termos de investimento de capital (custo de baterias) e dos custos operacionais (manutenção do sistema), a tecnologia foi rapidamente adotada pelas principais empresas: Amoco, ARCO, Chevron, ExxonMobil, Texaco e Shell (HALABI et al., 2014).

Ademais, Halabi e colaboradores (2014) apontam que a maioria das reservas convencionais internacionais de petróleo estão localizadas em regiões com alta radiação solar (Figura 1), o que possibilita a exploração dos recursos solares de forma rentável. Segundo estes autores, as potenciais aplicações de energia solar são particularmente importantes, principalmente no Oriente Médio e Norte da África (MENA) e para as tendências futuras da indústria de petróleo.

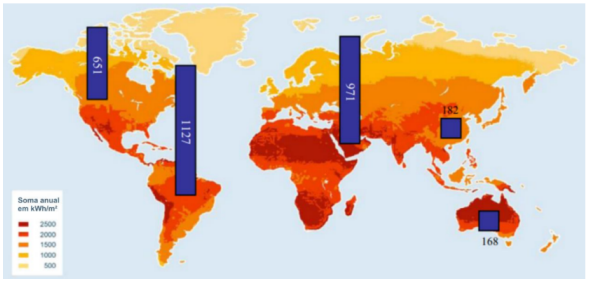

Figura 1. Mapa global de irradiância solar e distribuição de reservas de petróleo pesado e betume natural (barras azuis em bilhões de barris). Fonte: Halabi e colaboradores (2014) adaptado.

Uma aplicação promissora da energia solar na indústria de petróleo é a dessalinização da água salgada produzida em poços de petróleo e gás. Tal água é tipicamente contaminada com traços de óleo, metais, gases e altos níveis de sais minerais e possui um descarte que representa um sério problema ambiental, principalmente porque a maioria desses campos estão em regiões secas e semiáridas, com recursos como a água limitados. Assim, tal energia fornece para o processo de dessalinização, a custo razoável, a eficiência necessária (Halabi et al., 2014). Outras aplicações de painéis solares na indústria ocorrem em areias betuminosas, que além de gerar a energia necessária para operar os equipamentos de bombeamento, tem como vantagem a cogeração de eletricidade e calor, sendo rentável e com maior confiabilidade EOR (*Enhanced oil recovery*, Recuperação aprimorada de óleo, em português) baseada no gás, devido a sua volatilidade, interrupção de preços e suprimentos e impostos sobre carbono.

Diferentes recursos renováveis estão contribuindo para suprir as demandas de energia da indústria petrolífera, como exemplo tem-se o projeto da Shell que incorpora fontes renováveis de energia (turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos) em equipamentos em uma Plataforma *Monotower*, reduzindo custos e impactos da instalação (Halabi et al., 2014).

Os dispositivos solares fotovoltaicos têm sido usados em plataformas *offshore* e locais remotos para fornecer energia para várias aplicações, como suprir energeticamente painéis de controle da cabeça do poço, estações de proteção catódica ao longo de dutos *cross-country* e fornecer energia para bombas de injeção de produtos químicos. Assim, conforme são reduzidos os custos dos painéis solares fotovoltaicos, mais empresas de petróleo e gás estão utilizando essa tecnologia em seus campos (Saadawi, 2019). Tais exemplos demonstram que empresas petrolíferas em várias partes do mundo, com uma diversidade de estratégias, estão buscando fortalecer o empreendedorismo em mercados de fontes renováveis de energia e melhorar a sustentabilidade ambiental de suas atividades tradicionais (Zhong e Bazilian, 2018).

MATERIAL E MÉTODOS

Neste trabalho, foi desenvolvido um estudo de aplicação de energia solar fotovoltaica em um campo petrolífero, selecionado na Bacia de Campos, Rio de Janeiro, onde foi utilizada a metodologia de Pinto et al. (2020) adaptada. Uma visão geral das etapas da metodologia adotada é representada na Figura 2.



Figura 2. Visão geral da metodologia adotada. Fonte: Adaptado de Pinto et al. (2020).

Inicialmente, foi selecionado um campo petrolífero na Bacia de Campos com atividades de O&G (óleo e gás) em andamento, considerando a disponibilidade de dados necessários para aplicação da metodologia de Pinto et al. (2020). Tais dados incluem as coordenadas de localização do campo, tipo de plataforma, além do consumo/geração de energia elétrica para manter o funcionamento da plataforma e a irradiação solar no local do campo selecionado.

As coordenadas e as informações do campo e da plataforma foram obtidas através de relatórios disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2019).

Ademais, os dados de consumo e geração de energia elétrica necessários foram extraídos de trabalhos anteriores existentes na bibliografia, relacionados ao funcionamento e otimização energética em campos e plataformas petrolíferas. Para coletar os dados de irradiação solar média foi realizada uma consulta aos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, uma ferramenta com informações de potencial solar desenvolvida pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2017).

Para obter a avaliação do potencial solar, foi necessário definir a produção de energia de um módulo fotovoltaico, a qual depende de diversos fatores como a irradiação solar, os efeitos de temperatura e sombreamento na célula, entre outros fatores que afetam desempenho e devem ser considerados ao projetar um sistema. Assim, Pinto et al. (2020) definem que a produção anual de eletricidade de módulos fotovoltaicos pode ser estimada utilizando a Eq. (1).

$$E_e = A_{tp} A_V \eta_f P_R GHI \qquad (1)$$

Onde E_e é a produção anual de eletricidade de sistemas fotovoltaicos (kWh/ano); A_{tp} é a área total do módulo fotovoltaico (m^2); A_v é a disponibilidade do sistema fotovoltaico (%); η_f é a eficiência do módulo (%); P_R é a taxa de desempenho (%); e GHI é a irradiação global horizontal anual (kWh/m²/ano).

Para o cálculo da produção de energia elétrica, foram feitas algumas considerações para as variáveis da Eq. (1), baseadas em Pinto et al. (2020), entre elas: módulos fotovoltaicos de silício, com potência nominal de 370 Wp e dimensões de 1001 mm por 2005 mm (2,007 m²); disponibilidade do sistema fotovoltaico como 95%; eficiência do módulo fotovoltaico de 18%; e taxa de desempenho de 77%.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foi selecionado o Campo de Albacora, na Bacia de Campos, que, segundo a ANP (2018), está localizado a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, Figura 3. Este campo foi descoberto em 1984, através do poço 1-RJS297, tem como operador do contrato a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e abrange cerca de 455 km2, distribuídos numa lâmina d´água que varia entre 100 e 1.050 m (ANP, 2018).

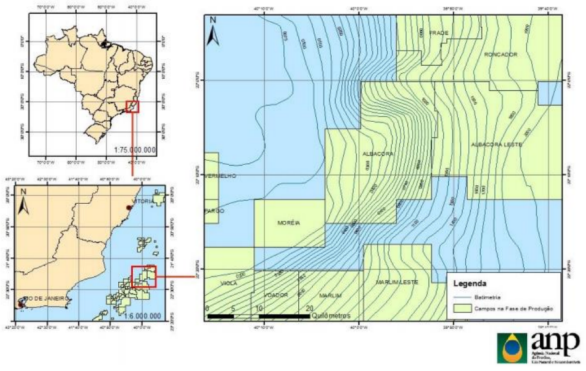

Figura 3. Mapa da localização do Campo de Albacora, na Bacia de Campos. Fonte: ANP (2018).

No Campo de Albacora, foi selecionada a plataforma FPSO P-31 (*Floating Production Storage and Offloading* PETROBRAS 31), Figura 4. A produção do campo é coletada através das plataformas P-25, tipo Semi Submersível, e pela P-31, do tipo FPSO, onde a malha de escoamento da produção de óleo e do gás é constituída por um oleoduto e por um gasoduto que interligam a P-25 à P-31. O escoamento da produção de óleo, a partir da plataforma P-31, é feito através de descarregamento para navios aliviadores e o escoamento do gás é feito para a plataforma de Garoupa (PGP-1), com a utilização de dois PLEMs (*Pipeline End Manifold*) (ANP, 2018). Segundo Pereira e colaboradores (2015), a geração de energia elétrica para atender a demanda da plataforma ocorre por meio de turbina a vapor, a qual é comum neste tipo de aplicação, sendo necessário uma potência de 6 MW e o combustível que a abastece é, normalmente, o gás natural ou óleo diesel.



Figura 4. Foto da FPSO PETROBRAS 31 (P-31). Fonte: Brasil (2016).

Para coletar os dados de irradiação solar média (GHI) anual e mensal da localização da P-31, latitude (-22:07:48,440) e longitude (-39:57:59,913), consultou-se a base do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017). No entanto, as informações no Atlas são fornecidas para coordenadas pré-definidas e, por isso, utilizou-se as coordenadas que mais se aproximavam do FPSO e obtiveram-se os resultados da Tabela 1.

Tabela 1. Irradiação Global Horizontal (GHI) médias mensais e média anual para a localização do FPSO P-31.

Mês	Irradiação Global Horizontal (Wh/m².dia)	Irradiação Global Horizontal (kWh/m².ano)
Janeiro	6.522	2.380,53
Fevereiro	6.628	2.419,22
Março	5.434	1.983,41
Abril	4.670	1.704,55
Maio	3.878	1.415,47
Junho	3.542	1.292,83
Julho	3.676	1.341,74
Agosto	4.502	1.643,23
Setembro	4.951	1.807,11

Outubro	5.529	2.018,08
Novembro	5.546	2.024,29
Dezembro	6.368	2.324,32
Anual	5.104	1.862,96

Fonte: INPE (2017) adaptado.

Por meio da Eq. (1), calculou-se a produção anual de eletricidade de um módulo fotovoltaico (Ee) e obteve-se como resultado aproximadamente 492,309 kWh/ano, isto para as condições de irradiação solar do local onde se encontra a plataforma P-31.

Quando comparada a produção de eletricidade por módulo estimada para P-31 com as encontradas por Pinto et al. (2020), Tabela 2, nota-se que a geração calculada no presente estudo é 61,62% maior que a produção no Mar do Norte e 5,74% maior que geração no Golfo do México, por outro lado, quando comparada com a produção da Costa Oeste da África, é 0,10% menor. Entende-se que tal resultado é ocasionado pela diferença de irradiação solar (GHI) observada entre a região de localização do FPSO, Rio de Janeiro, e a dos locais de estudo de Pinto et al. (2020). Esta variação pode ser vista na Tabela 2 e na Figura 1.

Tabela 2. Comparação da produção anual de eletricidade fotovoltaica (E_e) com as GHI encontradas nas regiões de estudo.

Região de estudo	GHI (kWh/m²)	Ee (kWh/ano)
FPSO P-31	1.862,96	492,309
Mar do Norte	715,00[1]	188,947[1]
Golfo do México	1.756,00[1]	464,044[1]
Costa Oeste da África	1.865,00[1]	492,848[1]

[1]Dados obtidos de Pinto et al. (2020).

Como plataformas de petróleo possuem muitos processos que empregam energia elétrica, para atender totalmente essa demanda, seria necessário um alto número de módulos solares, elevando consideravelmente os custos, além de ser preciso grande espaço físico, maior do que essas plataformas poderiam disponibilizar. Para tal fim, alguns autores sugerem a alocação de painéis solares em balsas acopladas nas plataformas de petróleo (usinas solares flutuantes). Nesta configuração, os módulos apresentam uma maior produção energética, uma vez que a água os resfria e com isso aumenta sua eficiência, além de outras vantagens como menos obstáculos para bloquear a luz solar (Santos et al., 2019).

Deve-se considerar ainda, que atualmente a maioria das plataformas *offshore* é operada pela queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade e que tal produção ocorre, geralmente, por meio de turbinas a gás ou a vapor e geradores a diesel, usados para acionar bombas e compressores a bordo (Tiong et al., 2015). A combustão de combustíveis convencionais para este fim gera cerca de 80% das emissões totais de CO2 e NOx (contaminante atmosférico) das instalações offshore, o que faz com que tais plataformas enfrentem dificuldades para operar suas atividades de forma ambientalmente corretas (Tiong et al., 2015).

Então, uma forma de reduzir estes impactos é a substituição de tais fontes atuais (gás natural e óleo diesel) por fontes renováveis de energia, como os sistemas solares. Substituição que, mesmo parcial, traria diversos benefícios como reduções das emissões e economia dos hidrocarbonetos, permitindo o seu uso em outras aplicações ou monetização. Com a combinação de mais de uma fonte energética, por exemplo, a aplicação do sistema solar com a geração por turbinas eólicas ou com correntes oceânicas, torna possível a utilização de tal energia para suprir as necessidades das plataformas, sendo aplicadas em equipamentos, máquinas, iluminação de dormitórios e demais áreas comuns, luzes de aviso, entre outros (Tiong et al., 2015; Zhong; Bazilian, 2018; Saadawi, 2019; Pinto et al., 2020).

CONCLUSÃO

Com a análise do potencial de geração de energia através de módulos fotovoltaicos para a plataforma selecionada P-31, localizada na Bacia de Campos (RJ), verificou-se uma estimativa de produção de 492,309 kWh/ano por módulo de referência (370 Wp).

Ressalta-se que, para suprir a demanda de energia da P-31, a qual atualmente é atendida por turbinas a vapor, seria necessária uma grande quantidade de módulos fotovoltaicos. Tal fator ocasionaria custos mais elevados para suprir a demanda de energia elétrica do FPSO, a qual atualmente é atendida por meio a turbinas a vapor.

Outra questão é a falta de espaço físico para acomodar os módulos solares em um ambiente *offshore*, e uma alternativa seria o uso de estruturas flutuantes ancoradas próximas ao FPSO, de maneira que a energia elétrica gerada possa abastecer a P-31. Tal alternativa possibilitaria a substituição das fontes atuais (gás natural e óleo diesel) por uma fonte renovável, o que permitiria tornar as atividades mais sustentáveis e inovadoras.

Espera-se que nos próximos anos haja um aprimoramento da aplicação de sistemas solares fotovoltaicos em ambiente marítimo, bem como uma redução dos custos destes em comparação aos sistemas de geração de energia elétrica por

combustíveis fósseis, os quais são comumente empregados em plataformas de petróleo, de modo que esse tipo de substituição possa ser realizado de forma mais eficiente e menos onerosa.

Além disso, outra opção seria o emprego de sistemas combinados/híbridos de geração de energia elétrica por fontes renováveis para atender a demanda das plataformas, com base no potencial de recursos naturais de cada região dos campos de exploração e produção de petróleo, incluindo, além da energia solar, a energia eólica, a energia maremotriz, entre outras.

REFERÊNCIAS

Ackah, I., Kizys, R. Green growth in oil producing African countries: a panel data analysis of renewable energy demand. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 50, 1157-1166, out. 2015.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Albacora Plano de desenvolvimento aprovado. 1-2, 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Lista de Plataformas em Operação, 2019.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Portos e Costas. PETROBRAS 31 (9PFQ). 2016.

Chaiyapa, W., Esteban, M., Kameyama, Y. Why go green? Discourse analysis of motivations for Thailand's oil and gas companies to invest in renewable energy. Energy Policy, [S.L.], v. 120, p. 448-459, set. 2018.

Elsholkami, M., Elkamel, A., Vargas, F. Optimized integration of renewable energy technologies into Alberta's oil sands industry. Computers & Chemical Engineering, [S.L.], v. 90, 1-22, jul. 2016.

Halabi, M. A., Aal-Qattan, A., Al-Otaibi, A. Application of solar energy in the oil industry—Current status and future prospects. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 43, 296-314, mar. 2015.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2017) Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN): Atlas Brasileiro de Energia Solar. Acesso em: 23 de novembro, 2020 de: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html.

Lawan, Z. M., Lawal, K. A., Ukaonu, C. E., Eyitayo, S. I., Matemilola, S. The Future of Petroleum Engineering in an Emerging Renewable-Energy World. [S.L.], 1-11, 2019.

Pickl, M. J.. The renewable energy strategies of oil majors – From oil to energy? Energy Strategy Reviews, [S.L.], v. 26, 1-8, nov. 2019.

Oliveira-Pinto, S., Rosa-Santos, P., Taveira-Pinto, F. Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply worldwide offshore oil and gas platforms. Energy Conversion And Management, [S.L.], v. 223, 1-17, nov. 2020.

Pereira, J. A. M., Jesus, J. D. Caracterização dos sistemas de geração elétrica dos FPSOs em operação no Brasil. Engevista, [S.L.], v. 17, n. 3, 433-443, 4 abr. 2015.

Saadawi, H. Application of Renewable Energy in the Oil and Gas Industry. [S.L.], 1-8, 15 mar. 2019.

Santos, F. R., Mariano, J. D., Sestrem Junior, J. A., Urbanetz Junior, J. Analysis of solar photovoltaic energy potential in Brazilian hydroelectric reservoirs through floating panels. Brazilian Archives Of Biology And Technology, [S.L.], v. 62, 1-8, 2019.

Stoddart, M. C. J., Mccurdy, P., Slawinski, N., Collins, C. G. Envisioning energy futures in the North Atlantic oil industry: avoidance, persistence, and transformation as responses to climate change. Energy Research & Social Science, [S.L.], v. 69, 1-10, nov. 2020.

Tiong, Y. K., ZahariI, M., Wong, S. F., Dol, S. S. The Feasibility of Wind and Solar Energy Application for Oil and Gas Offshore Platform. Iop Conference Series: Materials Science and Engineering, [S.L.], v. 78, 1-9, 2015.

Yang, X., Liu, S., Zhang, L., Su, J., Ye, T. Design and analysis of a renewable energy power system for shale oil exploitation using hierarchical optimization. Energy, [S.L.], v. 206, 1-28, 2020.

Zhong, M., Bazilian, M. D. Contours of the energy transition: investment by international oil and gas companies in renewable energy. The Electricity Journal, [S.L.], v. 31, n. 1, 82-91, 2018.