ورقة نقاش

كابسارك
KAPSARC

مسارات إزالة الكربون من أنظمة الطاقة في منشآت النفط البحرية

دراسة حالة المملكة العربية السعودية

أحمد البلوي وحسن الحجويري

يوليو 2026 | DOI: 10.30573/KS--2026-DP24

عن كابسارك

مركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك) هو مركز عالمي غير ربحي يجري بحوثًا مستقلة في اقتصاديات وسياسات وتقنيات الطاقة بشتى أنواعها بالإضافة إلى الدراسات البيئية المرتبطة بها. وتتمثل مهمة كابسارك في تعزيز فهم تحديات الطاقة والفرص التي تواجه العالم اليوم وفي المستقبل من خلال بحوث غير منحازة ومستقلة وعالية الجودة لما فيه صالح المجتمع، ويقع كابسارك في الرياض في المملكة العربية السعودية.

إشعار قانوني

© حقوق النشر 2026 محفوظة لمركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك). لا يجوز استخدام هذا المستند أو أي معلومات أو بيانات أو محتوى يتضمنه دون نسبته بشكل ملائم لكابسارك. كما لا يجوز إعادة إنتاج هذا المستند أو جزء منه دون إذن خطي من كابسارك. ولا ينشأ عن المعلومات الواردة في هذا المستند أي ضمان أو تعهد أو أي مسؤولية قانونية –سواء مباشرة أو غير مباشرة- تجاه دقتها أو اكتمالها أو فائدتها. كما لا يجوز أن يُعتبر هذا المستند –أو أي جزء منه- أو أن يفسر كنصيحة أو دعوة لاتخاذ أي قرار. الآراء والأفكار الواردة هنا تخصّ الباحثين مُعدّي الدراسة، ولا تعكس بالضرورة موقف المركز ووجهة نظره.

النقاط الرئيسة

- يقدر إطار 'KAP-LOAD' إجمالي السعة الكهربائية اللازمة لتشغيل منصات النفط والغاز البحرية في المملكة بنحو 226 ميجاواط. ويتركز معظم الطلب على الكهرباء في ثلاث عمليات أساسية هي: الرفع الاصطناعي للنفط من الأعماق إلى السطح، وحقن المياه داخل الحقل للحفاظ على الضغط، وعمليات ضغط الغاز.
- إن الاعتماد على مزيج من الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح البرية، المدعومة ببطاريات التخزين، يوفر الكهرباء بتكلفة تنافسية تبلغ 61 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة. وهي تكلفة تقارب تكلفة توليد الكهرباء باستخدام الغاز المقترن بتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه البالغة نحو 62 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة.
- في سياق المملكة العربية السعودية، لا يصبح التحول إلى توليد الكهرباء من مصادر منخفضة الكربون مجديًا اقتصاديًا إلا إذا تجاوزت تكلفة الانبعاثات الكربونية 78 دولارًا للطن.
- عند احتساب تكاليف نقل الكهرباء عبر الكابلات البحرية، بالإضافة إلى تكلفة إحلال الكهرباء النظيفة محل الغاز المستخدم في تشغيل المنصات، ترتفع التكلفة الإجمالية لخفض الانبعاثات إلى نحو 137 دولارًا لكل طن واحد من ثاني أكسيد الكربون عند الاعتماد على مصادر الطاقة المتجددة البرية.
- يسهم تزويد المنصات البحرية الرئيسة في المملكة بالكهرباء النظيفة في تجنب 0.81 مليون طن من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون سنويًا.

الملخص

تُعد إزالة الكربون في منصات إنتاج النفط البحرية خيارًا واعدًا لخفض كثافة الكربون على مستوى المنتج، وهو ما يزداد ارتباطه بالقدرة على النفاذ إلى الأسواق والحفاظ على التنافسية في المدى الطويل. وتقدم هذه الدراسة تقييمًا تقنيًا واقتصاديًا للمسارات البديلة لتزويد منصات النفط البحرية بالطاقة منخفضة الكربون، مع التركيز على الحقول البحرية الرئيسة التي تديرها شركة أرامكو السعودية. ولتحقيق ذلك، طوّر مركز كابسارك إطار لأحمال الطاقة في منشآت النفط والغاز البحرية (KAP-LOAD)، وهو إطار يستند إلى القوانين الفيزيائية ومنهجية التحليل الهيكلي التصاعدي (من القاعدة إلى القمة)، إذ يبني منحنيات الأحمال الكهربائية لكل حقل استنادًا إلى العمليات التشغيلية الأساسية داخل المنصات البحرية. ورُبطت منحنيات الأحمال بنموذج لزيادة السعة بأقل تكلفة من أجل تقييم أربعة مسارات لإزالة الكربون، وهي: نقل الكهرباء المولدة من مصادر الطاقة المتجددة البرية عبر كابلات بحرية، وتوليد الكهرباء من مصادر الطاقة المتجددة البحرية، وتحديث محطات الغاز البرية القائمة بإضافة تقنيات احتجاز الكربون وتخزينه، وإنشاء محطات غاز جديدة مزودة بهذه التقنيات. وتظهر النتائج أن مصادر الطاقة المتجددة البرية وإعادة تأهيل محطات الغاز بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه هما المساران الأقل تكلفة والأكثر فاعلية في سياق المملكة. فعلى مستوى توليد الكهرباء، تبلغ تكلفة الكهرباء المنتجة من الطاقة الشمسية وطاقة الرياح البرية المدعومتين ببطاريات التخزين نحو 61 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة، مقابل 62 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة للكهرباء المولدة من محطات الغاز بعد تجهيزها بتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه، وهو تقارب كبير يُبرز ما تتمتع به المملكة من موارد متجددة عالية الجودة وأسعار غاز محلي منخفضة. في المقابل، ترتفع تكلفة الكهرباء إلى 82 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة، في محطات الغاز الجديدة المزودة بتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه، وإلى 110 دولارات لكل ميجاواط في الساعة في حالة الطاقة المتجددة البحرية. ولكي تصبح مصادر الطاقة المتجددة البرية قادرة على المنافسة ومجدية اقتصاديًا مقارنة بسيناريو خط الأساس الخالي من الانبعاثات، ينبغي أن يتجاوز سعر الكربون 78 دولارًا للطن، في حين تتطلب تنافسية إعادة التأهيل لاحتجاز الكربون وتخزينه أن يصل سعر الكربون ما يقارب 94 دولارًا للطن. وعند إضافة تكاليف إدراج البنية التحتية الجديدة لنقل الكهرباء عبر الكابلات البحرية، ترتفع التكلفة الإجمالية للحد من انبعاثات الكربون باستخدام الطاقة المتجددة البرية إلى 100 دولار للطن من ثاني أكسيد الكربون. إضافة إلى ذلك، فإن حساب تكلفة الفرصة البديلة الناتجة عن الإيقاف المبكر لقدرات توربينات الغاز ذات الدورة المركبة الحالية يرفعها إلى ما يقارب 137 دولارًا للطن من ثاني أكسيد الكربون، وهو ما يتجاوز مسار إعادة التأهيل لاحتجاز الكربون وتخزينه. ويضمن مسار الاعتماد على الطاقة المتجددة البرية القضاء بالكامل على الانبعاثات الكربونية الناتجة عن توليد الكهرباء في المنصات البحرية، وهو ما يعادل خفض 0.81 مليون طن من مكافئ ثاني أكسيد الكربون سنويًا، في حين يحقق احتجاز الكربون وتخزينه خفضًا بنسبة 86% تقريبًا من هذه الانبعاثات. وتُعد تداعيات هذه المسارات على تكلفة إنتاج برميل النفط الواحد محدودة، إذ تتراوح نسبة الزيادة بين 0.07 و0.18 دولارًا للبرميل.

الكلمات المفتاحية: منصات النفط البحرية، إمداد المنشآت البحرية بالكهرباء من البر، الطاقة المتجددة البرية، تخزين طاقة البطاريات، احتجاز الكربون وتخزينه، المملكة العربية السعودية، النمذجة التقنية الاقتصادية، كهربة المنشآت البحرية.

01

المقدمة

1.1. النفط البحري في ظل نظام طاقة يفرض قيودًا صارمة على الانبعاثات الكربونية

يستمر قطاع استخراج النفط والغاز من المنصات البحرية بالاضطلاع بدور محوري بوصفه مصدرًا أساسيًا لإمدادات الطاقة على الصعيد العالمي، ومع ذلك فإنه يواجه ضغوطًا مجتمعية وتنظيمية متزايدة لخفض بصمته الكربونية التشغيلية، ولا سيما انبعاثات النطاق 1 والنطاق 2 (IEA 2023). وتقدر وكالة الطاقة الدولية (IEA) أن صناعة النفط والغاز مسؤولة عن نحو 15% من انبعاثات غازات الدفيئة المرتبطة بالطاقة على الصعيد العالمي، وهي نسبة ضخمة تعادل إجمالي الانبعاثات المرتبطة بالطاقة في الولايات المتحدة الأمريكية.

واستجابة لتطلع الكثير من الأطراف إلى اعتماد عمليات تشغيلية أقل تلويثًا، انضمت أكثر من 50 شركة نفط وغاز إلى ميثاق إزالة الكربون من قطاع النفط والغاز (OGDC) في مؤتمر الأطراف الثامن والعشرين (COP28)، ملتزمة تحقيق الحياد الصفري بحلول عام 2050 وانبعاثات ميثان قريبة من الحياد الصفري بحلول عام 2030 (IPIECA 2025; COP28 UAE 2023). ويستأثر الموقعون معًا بما يقارب 40% من إنتاج النفط العالمي، وهو ما يشير إلى تحول واسع في الصناعة نحو إزالة الكربون إزالة الكربون من العمليات التشغيلية شرطًا للمنافسة على المدى الطويل والحصول على الترخيص الاجتماعي للعمل.

تُعد مشروعات النفط والغاز البحري ركيزة أساسية في مسار هذا التحول؛ إذ أسهمت الحقول البحرية بنحو 30% من إجمالي الإنتاج العالمي وفقًا لإحصائيات عام 2024، وترتفع هذه النسب في مناطق مثل النرويج والمملكة المتحدة والبرازيل (Rystad Energy 2025). ومن المتوقع أن تقود حقول المياه العميقة والفائقة العمق جانبًا كبيرًا من نمو الإمدادات خلال السنوات المقبلة،ولا سيما في البرازيل وغيانا وخليج المكسيك الأمريكي. وتشير وكالة الطاقة الدولية (IEA 2025)، إلى أن استمرار انخفاض التكاليف والتقدم التقني عززا الجدوى الاقتصادية للعديد من المشروعات البحرية مقارنة بمشروعات النفط الصخري قصير الدورة. ونتيجة لذلك، استعادت المشروعات البحرية مكانتها الإستراتيجية، ومن المتوقع أن تستحوذ بحصة متزايدة من الإمدادات النفطية الجديدة حتى عام 2030.

ولا تقتصر أهمية هذه الإستراتيجيات على حماية البيئة فحسب، بل تقيّم مدى قدرة النفط على المنافسة في الأسواق مستقبلًا. ففي ظل فرض دول العالم قيودًا صارمة على الانبعاثات الكربونية (من خلال آليات مثل آلية تعديل الكربون على الحدود التابعة للاتحاد الأوروبي ومتطلبات العناية الواجبة لسلاسل الإمداد الناشئة (EU 2023, 2024)، أصبح المشترون مهتمين اهتمامًا كبيرًا بمعرفة مستوى كثافة الكربون في كل برميل قبل الإقدام على الشراء.

ويستمر هذا الزخم الصناعي نحو إزالة الكربون من العمليات التشغيلية رغم التحول الكبير في المشهد السياسي الأمريكي؛ إذ انسحبت الولايات المتحدة من اتفاقية باريس واتفاقية الأمم المتحدة الإطارية بشأن تغير المناخ، وفككت الأحكام الرئيسية لقانون الحد من التضخم الذي يقر حوافز ضريبية كبيرة لمشروعات الطاقة النظيفة (Congress.gov 2025).

وعلى الرغم من الانسحاب الأمريكي، فإن الأنظمة الدولية الأخرى (مثل آلية تعديل الكربون على الحدود التابعة للاتحاد الأوروبي التي دخلت مرحلتها النهائية في يناير 2026) لا تزال تدفع بقوة نحو اعتماد المعايير البيئية الصارمة في استخراج النفط. وتُشير التحليلات الأخيرة إلى أن توفير المنتجين لنفط منخفض الكربون يمنحهم أسبقية الولوج إلى الأسواق العالمية، ويحميهم من تكاليف التشريعات البيئية، ويجعلهم الخيار الأول في القطاعات المهتمة بالاستدامة البيئية (Strategy& 2025).

وفي هذا السياق، فإن خفض كثافة الكربون في استخراج النفط والغاز عبر المنصات البحرية ليس مجرد إستراتيجية للحد من الانبعاثات، بل هو أيضًا مصدر محتمل لميزة تنافسية مستدامة.

2.1. كهربة المنشآت البحرية بوصفها ركيزة من ركائز إزالة الكربون

يُعد إمداد منصات إنتاج النفط والغاز بالطاقة الكهربائية المولدة في المحطات البرية أحد أبرز المسارات لخفض الانبعاثات التشغيلية البحرية. وقد ربطت النرويج بالفعل ثمانية حقول نفط وغاز بحرية بشبكات الكهرباء البرية، مع العمل على تطوير ثمانية حقول أخرى، مستفيدة إلى أقصى حد من نظام الطاقة منخفض الكربون لديها (Martinez 2025).

وفي منطقة الشرق الأوسط، تستثمر شركة النفط الوطنية الإماراتية 3.8 مليار دولار في تطوير شبكة بحرية لنقل الكهرباء عبر الكابلات، بهدف تزويد منصات الإنتاج البحرية بالطاقة الكهربائية انطلاقًا من الشبكة الوطنية لدولة الإمارات (Ingram 2025). وفي المملكة العربية السعودية، يؤدي الإنتاج البحري دورًا محوريًا في الإمداد الوطني، إذ توفر الحقول الرئيسية، مثل المرجان وبري، والظلوف، والسفانية، ثلث الكميات المنتجة في مرحلة التنقيب والإنتاج (Aramco 2025).

ويتمتع حقل السفانية وحده، وهو أكبر حقل نفط بحري في العالم، بقدرة إنتاجية مستدامة تتراوح بين 1.2 و1.5 مليون برميل يوميًا. وتعتمد هذه المنصات على الطاقة الكهربائية لتشغيل عمليات الرفع الاصطناعي، والفصل، والضغط، وحقن المياه، وهو ما يجعل إمدادات الطاقة البحرية ركيزة من ركائز إزالة الكربون من العمليات التشغيلية.

3.1. نطاق هذه الدراسة ونهجها وإسهامها

تقدم هذه الدراسة تقييمًا تقنيًا واقتصاديًا لمصادر الطاقة منخفضة الكربون المستخدمة في تشغيل منصات النفط البحرية، مع التركيز على الحقول البحرية الرئيسة التي تديرها شركة أرامكو السعودية. وتعتمد الدراسة في تحليلها على نمذجة الأحمال الكهربائية الحالية بوصفها خط أساس مرجعيًا، دون الأخذ في الحسبان أي زيادة مستقبلية في الطلب نتيجة لاعتماد الكهربة أو لتحديث العمليات التشغيلية في تلك الحقول.

ويختلف الطلب على الطاقة اختلافًا واسعًا بين الأصول البحرية تبعًا للاختلافات في خصائص المكامن، ومرحلة الإنتاج، وتكوين المنشآت. ويُعد استيعاب هذا التباين أمرًا ضروريًا، نظرًا إلى تأثيره المباشر في الجدوى الاقتصادية لحلول الطاقة منخفضة الكربون وقابليتها للتوسع. وبناء على ذلك، يعتمد النهج الذي اتبعناه على نمذجة الأحمال الخاصة بكل حقل على نحو مستقل وتفصيلي، ومن ثم تحديد الصيغة المثلى لخيارات الإمداد وفقًا لتلك المعطيات.

تتوفر خيارات تقنية متنوعة لإزالة الكربون من قطاع الطاقة البحرية وخفض بصمته البيئية، وتشمل هذه الخيارات تزويد المنصات بكهرباء منخفضة الكربون من البر (تُولد من مصادر متجددة برية، أو طاقة نووية، أو محطات تعمل بالغاز ومجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه)، بالإضافة إلى أنظمة الطاقة المتجددة البحرية، وإعادة التأهيل لتوربينات الغاز ذات الدورة البسيطة البحرية بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه حيثما كان ذلك ممكنًا من الناحية التقنية. وتختلف هذه الخيارات اختلافًا كبيرًا في التكلفة، والموثوقية، وقدرتها على خفض الانبعاثات، وهو ما يسلط الضوء على الحاجة إلى إجراء تقييم مقارن محايد تقنيًا.

وبناء على ما سبق، تهدف هذه الدراسة إلى:

- قياس الطلب الحالي على طاقة المنصات البحرية التي يمكن إمدادها بكهرباء منخفضة الكربون، باستخدام الأحمال الخاصة بكل حقل والقيود التشغيلية.
- تقييم الجدوى الاقتصادية والأثر البيئي لحلول إزالة الكربون في المنشآت البحرية، بما في ذلك خيار ربط المنشآت بشبكة الكهرباء البرية، والاعتماد على مصادر الطاقة المتجددة البحرية، وتطبيق تقنيات احتجاز الكربون وتخزينه.

ويركز التحليل على العمليات البحرية في مرحلة التنقيب والإنتاج التي تنفذها شركة أرامكو، عبر محاكاة احتياجات كل حقل بحري أساسي من الطاقة، بهدف تقييم أداء بدائل الطاقة منخفضة الكربون في بيئة عمل حقيقية. ويمكّن هذا التركيز الجغرافي والتشغيلي من إجراء تقييم واقعي ومحدد السياق لمسارات إزالة الكربون البحرية داخل أحد أكبر مناطق إنتاج النفط البحرية وأكثرها أهمية من الناحية الإستراتيجية في العالم.

02

إزالة الكربون من العمليات البحرية: المسارات، والأدلة، والثغرات غير المعالجة

1.2. ركائز إزالة الكربون الراسخة لعمليات التنقيب والإنتاج

تحدد وكالة الطاقة الدولية خمس ركائز تقنية رئيسة قادرة على خفض الانبعاثات من عمليات النفط والغاز في مرحلة التنقيب والإنتاج بنسبة تزيد على 60%، وهي: تحسين كفاءة الطاقة، والحد من انبعاثات الميثان، والكهربة، واحتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه، والتحول إلى وقود الهيدروجين (IEA 2023).

ومن الجدير بالذكر أن القياسات القائمة على الأقمار الاصطناعية قد وضعت بعض قوائم جرد الانبعاثات التقليدية على المستوى الوطني موضع التساؤل. فعلى سبيل المثال استخدمت دراسة (Gasim, Matar, and Muhsen 2023) بيانات الأقمار الاصطناعية لتقدير انبعاثات الميثان من قطاع النفط والغاز في المملكة بنحو 780 كيلو طن في عام 2022 أي أقل بنسبة 73% تقريبًا من تقديرات وكالة الطاقة الدولية الخاصة بالمملكة.

وتسلط التحليلات الإقليمية الحديثة لمنطقة الشرق الأوسط الضوء على ترتيب أولويات مماثل لركائز وكالة الطاقة الدولية، مع التأكيد أيضًا على كثافة الكربون على مستوى المنتج بوصفها مصدرًا مستجدًا للتمييز التنافسي في الأسواق الموجهة نحو التصدير (Strategy& 2025). وتشكل هذه الركائز مجتمعة العمود الفقري لمسارات إزالة الكربون العالمية في مرحلة التنقيب والإنتاج.

وقد بحثت الدراسات الأكاديمية على نحو متزايد كيفية تطبيق هذه الخيارات على العمليات البحرية، إذ تواجه الكهربة، ومصادر الطاقة المتجددة البحرية، واحتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه قيودًا تقنية واقتصادية متميزة.

2.2. إزالة الكربون من الطاقة البحرية: الكهربة والمصادر المتجددة

على الصعيد العالمي، تعتمد منصات النفط والغاز البحرية على تلبية احتياجاتها من الكهرباء على خيارين رئيسين: الأول هو التوليد الذاتي على متن المنصة باستخدام الوقود الأحفوري، والثاني هو التزود من الشبكة البرية. وإذا استُبعدت الانبعاثات الناجمة عن حرق الغاز في المشاعل، فإن توليد الكهرباء يُعد المصدر الرئيس للانبعاثات الكربونية في المنصات البحرية بنسبة تبلغ 85% (Ayasse et al. 2022; Camargo et al. 2024; Voldsund et al. 2023). وفي حال تخلت المنصات عن استخدام الوقود الأحفوري في التوليد وعوضته بالكهرباء المستمدة من شبكة الكهرباء البرية، فمن المتوقع أن تنخفض الانبعاثات التشغيلية بنسبة تزيد على 95% شرط أن تكون تلك الشبكة منخفضة الكربون (Voldsund et al. 2023; Riboldi, Pilarczyk, and Nord 2021).

ولتخفيض التكاليف الباهظة واختصار المدة الزمنية اللازمة لمد كابلات الكهرباء البحرية، اقترحت عدة دراسات استخدام تصاميم هندسية موحدة لشبكات نقل الطلاقة، سواء عبر التيار المستمر عالي الجهد أو

التيار المتردد عالي الجهد، وهي حلول تبدو ملائمة للمناطق البحرية القديمة والمزدحمة بالمنصات، مثل حقول الجرف القاري للمملكة المتحدة (Elgenedy et al. 2021). غير أن الجدوى الفنية والاقتصادية لهذا الخيار تعتمد بدرجة كبيرة على كثافة الكربون في شبكة الكهرباء البرية، والمسافة بين المنصة والساحل، والخصائص الهندسية والتشغيلية لكل منصة.

وإلى جانب الكهربة من البر، برز اتجاه بحثي يدعو إلى إنشاء 'منظومة طاقة هجينة' في عرض البحر، تجمع بين طاقة الرياح، وتوربينات الغاز التقليدية، بالإضافة إلى بطاريات ضخمة لتخزين الطاقة، والهيدروجين الأخضر. وعلى سبيل المثال أنجزت دراسة (Saadallah and Heggelund 2023) محاكاة لمنصة نرويجية تتزود بالكهرباء عن طريق توربينات الرياح البحرية وبطاريات التخزين. وقد أظهرت النتائج أن هذا الدمج بين مصادر الطاقة قد نجح في خفض انبعاثات ثاني أكسيد الكربون بنسبة تتراوح بين 30% و80% بحسب حجم النظام والإستراتيجية التشغيلية. وتوسعت دراسة (Banihabib and Assadi 2023) في هذا النهج لتشمل شبكة صغيرة مكونة من ثلاث منصات تدمج طاقة الرياح العائمة وإنتاج الهيدروجين وتوربينات الغاز الجاهزة لاستخدام الهيدروجين، محققة خفضًا بنسبة 16% تقريبًا في التكاليف والانبعاثات معًا.

ورغم أن هذه الدراسات تثبت قابلية التطبيق التقنية والفوائد المحتملة للتكوينات الهجينة، إلا أنها تسلط الضوء أيضًا على التحديات المستمرة المتعلقة بتكامل النظام، وتحسين بنية الطاقة، والكفاءة التشغيلية (Eyni et al. 2022; Elgenedy et al. 2021; Singlitico, Østergaard, and Chatzivasileiadis 2021).

ومع ذلك، لا تزال الدراسات التي تتناول الخصائص التشغيلية للطلب على الطاقة واستهلاكها في المنصات البحرية محدودة. وفي هذا السياق، أجرت دراسة (Eyni et al. 2022) محاكاة زمنية للجزء العلوي من منصة نفط نرويجية لتحليل تطور الطلب على الكهرباء بمرور الوقت، وتقييم جدوى تزويد المنصة بالكهرباء المولدة من طاقة الرياح البحرية والهيدروجين والأمونيا. غير أن الدراسة اقتصرت على تقييم الجدوى التقنية لهذه البدائل، دون إجراء مقارنة تقنية واقتصادية بينها لتحديد الخيار الأكثر كفاءة والأقل تكلفة.

وقد طبقت دراسة أخرى (Camargo et al. 2024) مقياس الكفاءة البيئية والاقتصادية على وحدات الإنتاج والتخزين والتفريغ العائمة البرازيلية على امتداد دورة حياتها، وتوصلت إلى أن الاعتماد الجزئي على طاقة الرياح البحرية لتغطية الاحتياجات الكهربائية للمنصة (بنسبة 20%)، قد يخفض الانبعاثات بنسبة 55%. لكن تبيّن كذلك أن هذا الخيار يؤدي إلى زيادة في تكاليف دورة الحياة بنسبة تصل إلى 76%. وعلى الرغم من شمولية هذا العمل من الناحية البيئية، فإنه لا يقدم تفصيلًا كافيًا لخصائص الطلب على الطاقة على متن المنصات البحرية، بما يحد من إمكانية استخدام نتائجه في تحسين التشغيل أو تحسين إدارة الاستهلاك الكهربائي داخل المنصة.

وإلى جانب الكهرباء المولدة بتوربينات الرياح البحرية والتزود بالكهرباء من محطات التوليد البرية، تبحث عدة دراسات في خيارات الطاقة المتجددة البحرية المتخصصة مثل المنظومات الهجينة التي تجمع أكثر من مصدر طاقة في وقت واحد، مثل الأمواج والطاقة الشمسية والأنظمة الكهروضوئية العائمة. وتواجه هذه التقنيات تحديات نشر كبيرة بسبب ضعف نضجها، وارتفاع تكاليفها، والمخاوف المتعلقة بالاستقرار الهيكلي في البيئات البحرية القاسية (Barooni et al. 2022; Bashetty and Ozcelik 2021; Vo et al. 2021; Petracca et al. 2022; Oliveira-Pinto, Rosa-Santos, and Taveira-Pinto 2020; Ayub et al. 2023). وتسلط مراجعات الأنظمة الكهروضوئية العائمة الضوء على معدل التبني السريع لهذه التقنية في المسطحات المائية الداخلية، والاهتمام المتزايد بالتطبيقات القريبة من الشاطئ، والتطبيقات البحرية، ولكنها تؤكد في الوقت ذاته استمرار التحديات المتعلقة بأحمال الأمواج، والتآكل، والموثوقية على المدى الطويل (Vo et al. 2021).

وفي سياق الشرق الأوسط، خلصت دراسة (Srinivasan, Soori, and Ghaith 2024) إلى أن الأنظمة الكهروضوئية العائمة المقترنة بالبطاريات يمكنها تزويد المنشآت البحرية في أبوظبي تقنيًا، ولكن بتكاليف تتجاوز بكثير البدائل الأحفورية الحالية (261 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة).

3.2. احتجاز الكربون والفجوات المتبقية في الأدلة العلمية

تجمع الكثير من الدراسات على أن تقنية احتجاز الكربون وتخزينه هي الحل الأبرز لخفض الانبعاثات من قطاعي النفط والغاز، ورغم ذلك، فإن معظم الأبحاث الحالية تركز على تطبيق هذه التقنية على اليابسة (في الحقول البرية)، حيث تكون القيود المتعلقة بالمساحة، والوزن، وتصريف الحرارة أقل تعقيدًا مما هي عليه في البحر (Yasemi et al. 2023). ولا يزال احتجاز ثاني أكسيد الكربون مباشرة على المنصات البحرية يمثل تحديًا تقنيًا بسبب المساحة المحدودة للأجزاء العلوية من المنشآت، ومتطلبات تجديد المذيبات، فضلًا عن تعقيد التعامل مع ثاني أكسيد الكربون وضغطه بحرًا.

ولئن سلطت التقييمات الحديثة الضوء على الإمكانات المتزايدة لتخزين ثاني أكسيد الكربون في البحر، فإنها تشير أيضًا إلى عقبات تنظيمية وفنية مستمرة تتعلق بسلامة المكامن والمراقبة وتطوير البنية التحتية (Rystad Energy 2025). وبناء على ذلك، فإن احتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه في المنشآت البحرية اليوم يشير في المقام الأول إلى نقل ثاني أكسيد الكربون المحتجز إلى مكامن بحرية، عوضًا من احتجاز الانبعاثات مباشرة من أنظمة الطاقة البحرية.

وتكشف هذه الدراسات مجتمعة عن ثلاث ثغرات متكررة: أولًا، تعمد معظم الدراسات إما إلى فحص عدة مسارات لإزالة الكربون على مستوى عالٍ، أو التعمق في تحليل تقنيات فردية، ولكن قليلًا منها يطبق إطارًا تقنيًا واقتصاديًا موحدًا يحسّن جميع خيارات الطاقة البحرية الرئيسة منخفضة الكربون ويقارن بينها في آن واحد. ثانيًا، تعتمد التحليلات الحالية عادة على فرضيات أحمال مبسطة أو مجمعة، عوضًا من بناء طلب على الطاقة، لا سيما بكل حقل، استنادًا إلى تكوينات عمليات تشغيلية واقعية. ثالثًا، تسجيل غياب ملحوظ للدراسات التي تبحث في مسارات إزالة الكربون البحرية في سياق المملكة، إذ تكون موارد الرياح البحرية أضعف مقابل توفر طاقة شمسية وطاقة رياح برية منخفضتي التكلفة بصورة استثنائية.

وبناء على هذه الثغرات، يشرع هذا البحث في نمذجة أحمال الطاقة الخاصة بمنصات أصول بحرية سعودية رئيسة، وتقييم مسارات طاقة متنافسة منخفضة الكربون، لتحديد التكوينات الفعالة من حيث التكلفة بخفض الانبعاثات في مرحلة التنقيب والإنتاج.

جدول 1. مراجعة الدراسات السابقة بشأن مسارات إزالة الكربون من منصات الطاقة البحرية مقارنة بهذا البحث

المرجع	النطاق الجغرافي	النهج	تكوين إمدادات الطاقة	أساس تحديد منحنى طلب المنصة
Voldsund et al. (2023)	الجرف القاري النرويجي	تقييم مؤشرات الأداء الرئيسة (غازات الدفيئة، الوزن، النضج التقني) لـ 30 تصورًا	الربط الكهربائي بالبر، احتجاز الكربون وتخزينه، الهيدروجين، الأمونيا، الوقود الحيوي، الطاقة النووية، الرياح	مفترض (أُجريت مقارنات مقابل تصور مرجعي لتوربينات غازية تعمل بالغاز الطبيعي)
Camargo et al. (2024)	البرازيل (حوض كامبوس)	تقييم دورة الحياة واحتساب تكاليف دورة الحياة	توربينات غازية مستقلة، ومقاسم طاقة مع الكهربة باستخدام طاقة الرياح	منمذج (بناء على ثلاث مراحل إنتاجية متميزة: الذروة النفطية، والتعادل، والانخفاض)
Riboldi, Pilarczyk, and Nord (2021)	بحر الشمال (عام)	تحليل الطاقة والإكسرجي (Exergy) لأنظمة الطاقة الهجينة	طاقة الرياح، الهيدروجين (خلايا الوقود/المحللات الكهربائية)، وحدات استعادة الحرارة المهدورة (WHRU)، السخانات الكهربائية	منمذج (جرى تحديد منشأة بحرية عامة ذات متطلبات محددة من الحرارة والطاقة)
Elgenedy et al. (2021)	الجرف القاري للمملكة المتحدة (بحر الشمال)	تقدير النفقات الرأسمالية	طاقة الرياح البحرية (العائمة/ثابتة القاع)، خطوط الربط بالتيار المستمر عالي الجهد، مقاسم الطاقة	مقدّر (مستمد من التقارير البيئية الخاصة بانبعاثات ثاني أكسيد الكربون من المنصات)
Saadallah and Heggelund (2023)	بحر الشمال (عام)	المحاكاة العشوائية لأنظمة الطاقة وإستراتيجيات التحكم	توربينات الرياح، وأنظمة تخزين طاقة البطاريات	مقاس (استُخدمت بيانات السلاسل الزمنية لإنتاج طاقة التوربينات الغازية بوصفه منحنى طلب)
Banihabib and Assadi (2023)	النرويج (بحر الشمال)	التحسين الهجين (الخوارزمية الجينية) والتوأم الرقمي القائم على الذكاء الاصطناعي	طاقة الرياح العائمة، التوربينات الغازية، الهيدروجين الأخضر (المحلل الكهربائي والتخزين)	متنبأ به (توأم رقمي/ذكاء اصطناعي يعتمد على بيانات حقلية واقعية)
Eyni et al. (2022)	الجرف القاري النرويجي (تامبن)	نمذجة العمليات التشغيلية وتحليل استهلاك الطاقة	دمج طاقة الرياح في عمليات المعالجة فوق المنصات البحرية	منمذج (محاكاة أنظمة المعالجة فوق المنصات البحرية)
Singlitico, Østergaard, and Chatzivasileiadis (2021)	بحر الشمال (380 كم من الدنمارك)	نموذج اقتصادي تقني (التكلفة المستوية للكهرباء / التكلفة المستوية للهيدروجين	مقاسم طاقة الرياح البحرية، المحللات الكهربائية (البرية مقابل البحرية مقابل المدمجة داخل التوربين)	لا ينطبق (ينصب التركيز على توليد مقسم طاقة بقدرة 12 جيجاواط بغرض التصدير، وليس لاستهلاك المنصة)
Oliveira-Pinto, Rosa-Santos, and Taveira-Pinto (2020)	بحر الشمال، خليج المكسيك، غرب إفريقيا	تقييم الموارد (بيانات ERA5) والتحليل الاقتصادي التقني	محولات طاقة الأمواج والخلايا الشمسية الكهروضوئية البحرية	مفترض (منصة متوسطة الحجم افتراضية ذات طلب ثابت يبلغ 20 ميجاواط)
Srinivasan et al. (2024)	الخليج العربي (أبوظبي)	محاكاة باستخدام برنامج PVsyst والتحقق من الصحة باستخدام MATLAB	الخلايا الشمسية الكهروضوئية العائمة وتخزين البطاريات	محدد الخصائص (بناء على بيانات منشأة محددة لأحمال السكن والأنظمة المساعدة)
هذه الدراسة	المملكة العربية السعودية (الخليج العربي)	تقييم اقتصادي تقني باستخدام إطار لمنحنى الأحمال مستند إلى القوانين الفيزيائية ((KAP-LOAD)) مقترنًا بنموذج التوسع في السعة الإنتاجية (PLEXOS)	مصادر الطاقة المتجددة البرية (الشمسية/الرياح) عبر الربط الكهربائي بالبر، مصادر الطاقة المتجددة البحرية (الرياح/الأنظمة الكهروضوئية العائمة)، محطات الغاز البرية المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه وأنظمة تخزين طاقة البطاريات	منمذج (إطار عمل قائم على القوانين الفيزيائية من القاعدة إلى القمة يحسب الطلب بناء على بيانات المكمن، الرفع الاصطناعي، حقن المياه، والأنظمة الفرعية لضغط الغاز)

03 كيف نقيّم مسارات إزالة الكربون في محطات توليد الكهرباء التي تشغّل منصات النفط والغاز البحرية

1.3. لمحة عامة عن إطار العمل التحليلي

يوضح الشكل 1 الإطار التحليلي المتبع في هذه الدراسة؛ إذ تتمثل الخطوة الأولى في تقدير حجم الكهرباء التي تحتاج إليها كل منصة بحرية، بالاعتماد على نموذج حسابي يحاكي الواقع الفيزيائي والتشغيلي للحقل. بعد ذلك، نحدد محفظة من خيارات الطاقة البديلة منخفضة الكربون ونقيّمها باستخدام نموذج حاسوبي يحدد الخيار الأقل تكلفة، شريطة أن تضمن هذه الخيارات استمرار تدفق الكهرباء للمنصة بأعلى درجات الموثوقية. وأخيرًا، نحول حسابات التكاليف والانبعاثات إلى مؤشر واحد يمثل 'التكلفة المستوية للكهرباء'. ونحتسب أيضًا تكلفة خفض الانبعاثات لمعرفة مدى قدرة هذه الحلول على المنافسة في ظل تفاوت أسعار ضريبة الكربون في المستقبل. وترد التفاصيل المنهجية الكاملة في الملاحق من أ إلى ج.

2.3. تقدير الأحمال البحرية استنادًا إلى القوانين الفيزيائية والهندسية

تعتمد دراستنا في جوهرها على مدخل أساسي، هو تقديم صورة واقعية ودقيقة عن حجم الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية بناء على القوانين الفيزيائية. وتعتمد العديد من الدراسات الحالية على فرضيات مبسطة أو عامة، كأن تضع رقمًا ثابتًا لاستهلاك المنصة بالميجاواط، لكن هذا التوجه يتجاهل التباين الكبير في طبيعة عمل كل منصة. ولمعالجة هذا القصور، نطبق إطار مركز كابسارك لـ'حمل طاقة النفط والغاز البحري' KAP-LOAD، وهو إطار معياري قائم على القوانين الفيزيائية يقدر كمية الكهرباء التي تحتاج إليها المنصة بدقة متناهية دون الاعتماد على تقديرات مسبقة.

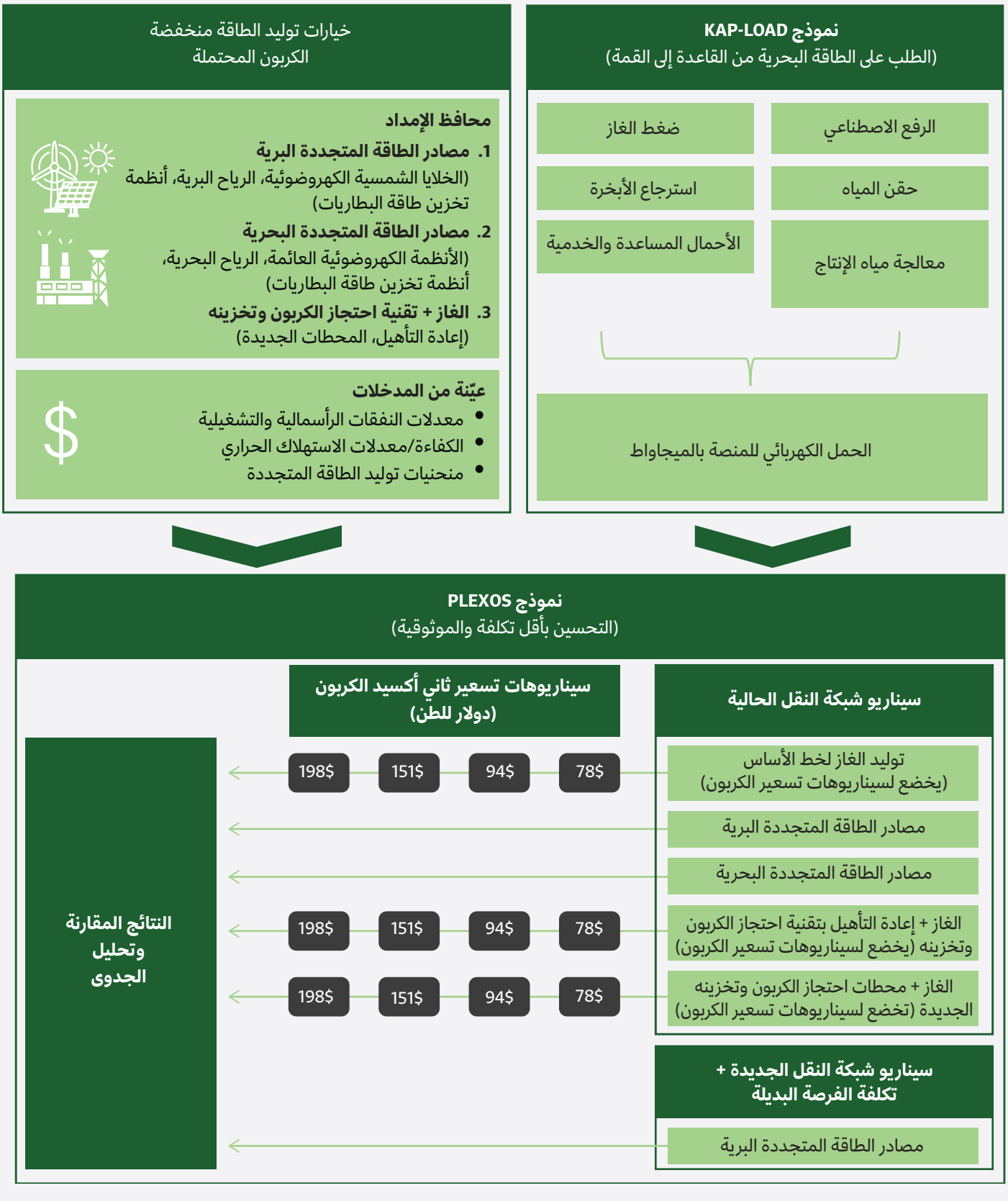
ويقدر إطار KAP-LOAD احتياجات الأنظمة البحرية الرئيسة من الطاقة، ويشمل ذلك الرفع الاصطناعي، وحقن المياه، وضغط الغاز، ومعالجة المياه المصاحبة للإنتاج، بناء على الخصائص الفريدة لكل حقل، مثل طبيعة المكمن ومعدلات الإنتاج وظروف المعالجة التشغيلية. وفي هذه الدراسة، يُطبق الإطار على حقول بحرية سعودية رئيسة لاستخراج منحنيات أحمال على مستوى الحقول تكون مدخلات لتحسين إمدادات الطاقة. ويرد وصف فني كامل لإطار KAP-LOAD وصيغ أنظمته الفرعية في الملحق أ.

3.3. تمثيل منحنى الأحمال

لئن أنتج إطار KAP-LOAD تقديرات للطلب على الكهرباء في الحالة المستقرة، فإن أحمال المنصات البحرية تظهر مرونة زمنية في بعض الأنظمة الفرعية. فأنظمة حقن المياه، التي تُحدد مستهدفات حجمها التراكمي على مقاييس زمنية يومية أو أسبوعية، تسمح بتعديل معدلات الحقن الساعية دون التأثير على أهداف إدارة المكامن (Sanchez et al. 2017).

بالإضافة إلى ذلك، يجري التعامل مع 10% من هامش التجهيزات الاحتياطية التصميمية بوصفها أحمالًا يمكن جدولتها، وهو ما يمثل أحمالًا مساعدة غير حرجة مثل أنظمة الإقامة ومعدات الصيانة. وينتج عن ذلك إجمالي أحمال مرنة تتراوح بين 8% و 11% من الطلب الاسمي، وهو ما يتوافق مع نطاق الاستجابة للطلب المسجل في دراسة Andreetta, Chapaloglou, and Tedeschi (2026).

الشكل 1. سير العمل المنهجي لربط تحديد منحنى الأحمال المستند إلى القوانين الفيزيائية مع تحسين نظام الطاقة بأقل تكلفة



المصدر: المؤلفون.

ولاستغلال التكامل بين الأحمال القابلة للجدولة وإنتاج الطاقة المتجددة، يُمثل الطلب الخاص بالمنصات باستخدام أربع شرائح زمنية خلال اليوم عوضًا من افتراض حمل ثابت. تُخفض الأحمال المرنة إلى حدها الأدنى خلال ساعات الصباح الباكر، عندما يكون توفر الطاقة الشمسية وطاقة الرياح في أدنى مستوياته، في حين يرتفع الحمل خلال فترة ذروة الطاقة الشمسية. وتضمن هذه الطريقة بقاء إجمالي الطاقة المستهلكة يوميًا ثابتًا حتى بعد إعادة توزيع أحمال التشغيل بين ساعات الليل والنهار؛ والهدف من ذلك هو التأكد من أن كميات الحقن التراكمية في الآبار وباقي منظومات المعالجة تعمل بكامل كفاءتها المعتادة.

4.3. محافظ الإمداد والتحسين

في إطار إستراتيجيتها لتعزيز كفاءة الإنتاج، ركزت شركة أرامكو السعودية على توسيع بنيتها التحتية لإمدادات الطاقة عبر محفظتها البحرية. وشمل ذلك تمديد كابلات الطاقة البحرية المغمورة وتطوير المنشآت المركزية البرية لتلبية الطلب الكهربائي المتزايد اللازم لتشغيل المضخات الكهربائية المغمورة، ومرافق حقن المياه، وأحمال المعالجة الأخرى. على سبيل المثال، مُنحت عقود لحقل السفانية لاستقبال كهرباء إضافية من البر عبر كابل بحري، في حين يتضمن برنامج زيادة الإنتاج في حقل المرجان منشأة جديدة للتوليد المشترك للطاقة برأس تنقيب تغذي الإنتاج البحري (Offshore Engineer 2017).

وتعتمد هذه الدراسة توربينات الغاز ذات الدورة المركبة البرية بوصفها خط أساس لتقييم إمدادات الكهرباء اللازمة للعمليات البحرية. ويُعد هذا النظام المعتمد على الغاز الطبيعي الركيزة الأساسية لتزويد المنصات البحرية بالكهرباء وفقًا لممارسات التشغيل الحالية المعمول بها في المملكة.

وتجري الدراسة تقييمًا لثلاث محافظ بديلة لإمدادات الطاقة منخفضة الكربون، وذلك عبر مقارنتها بسيناريو خط الأساس الحالي المتمثل في محطات توليد الكهرباء البرية العاملة بالغاز ذات الدورة المركبة، والذي يوفر الكهرباء للمنصات البحرية عبر كابلات بحرية. وتشمل محافظ إزالة الكربون: (1) التوليد البري الذي يعمل بالغاز مع تقنية احتجاز الكربون وتخزينه، (2) مصادر الطاقة المتجددة البرية (الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح البرية على نطاق المرافق)، (3) المصادر المتجددة البحرية (طاقة الرياح البحرية ثابتة القاع والأنظمة الكهروضوئية العائمة). ويمكن نشر أنظمة تخزين طاقة البطاريات في المحافظ القائمة على المصادر المتجددة لضمان إمداد مستمر وموثوق بالطاقة.

وتجري الدراسة التقييم التقني والاقتصادي باستخدام برمجية بليكسوس (PLEXOS) التجارية، والتي تحدد مزيج الطاقة الأقل تكلفة والقادر على تلبية الطلب الكهربائي البحري، بما يخضع لقيود موثوقية محددة. وتُجمع المنصات البحرية في تجمّعَي أحمال معزولين كهربائيًا، يمثلان عقدتين منفصلتين دون أي ربط بينهما في النموذج، ولا يُسمح بوجود طاقة غير مستوفاة. وتُوثق افتراضات تكلفة التقنية التفصيلية ومعلمات التحسين في الملحق ب.

5.3. مقاييس التكلفة والانبعاثات

تُقيّم التنافسية السعرية باستخدام مقياسين رئيسين هما 'التكلفة المستوية للكهرباء'، و'تكلفة الحد من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون'، وذلك بالمقارنة مع خط الأساس المتمثل في محطات الغاز غير المجهزة بتقنيات احتجاز الكربون. يحتسب النموذج أولًا التكلفة المستوية للكهرباء لكل مسار، مع استبعاد أي رسوم أو ضرائب مفروضة على الكربون في هذه المرحلة. ثانيًا، تُستخرج تكاليف خفض الانبعاثات بشكل لاحق عن طريق مقارنة التكاليف النظامية الإضافية وخفض الانبعاثات عبر المسارات، ويمكن تفسيرها بأنها عتبات أسعار الكربون الضمنية الخاصة بكل مسار.

توجّه هذه العتبات مجموعة من سيناريوهات أسعار الكربون، التي تُستخدم لتقييم المرحلة التي تصبح فيها محافظ الطاقة البديلة منخفضة الكربون تنافسية مقارنة بخط الأساس. وفي خطوة لاحقة، تُدرج مستويات أسعار الكربون المختارة والمستندة إلى تكاليف خفض الانبعاثات ضمن النموذج، ثم يُعاد تحسين النظام للتحقق من القدرة التنافسية السعرية لمحافظ الطاقة منخفضة الكربون مقارنة بخط الأساس في ظل تسعير صريح للكربون. وترد التعريفات والمعادلات الرسمية في الملحق ج.

04

نتائج النموذج: التكاليف، والانبعاثات، والآثار المترتبة على النظام

1.4. حجم الطاقة التي تتطلبها الحقول البحرية، وأماكن استخدامها

تُصنف حقول النفط البحرية السعودية الخمسة الرئيسة الواردة في هذه الدراسة إلى تجمعَين بناء على التقارب الجغرافي وإمكانات البنية التحتية المشتركة (الشكل 2). يضم التجمع أ حقول السفانية، والظلوف، ومرجان الكائنة في المنطقة الشمالية الشرقية من الخليج العربي، ويضم التجمع ب حقلَي برّي وأبو سعفة قبالة الجبيل والدمام. ويستند هذا التقسيم الثنائي للأصول إلى فرضية نمذجية تشير إلى تقارب الخصائص النوعية للموارد، وإمكانية تحقيق وفرة اقتصادية عبر تشغيل كل تجمع ببنية تحتية موحدة للنقل وإمدادات الطاقة.

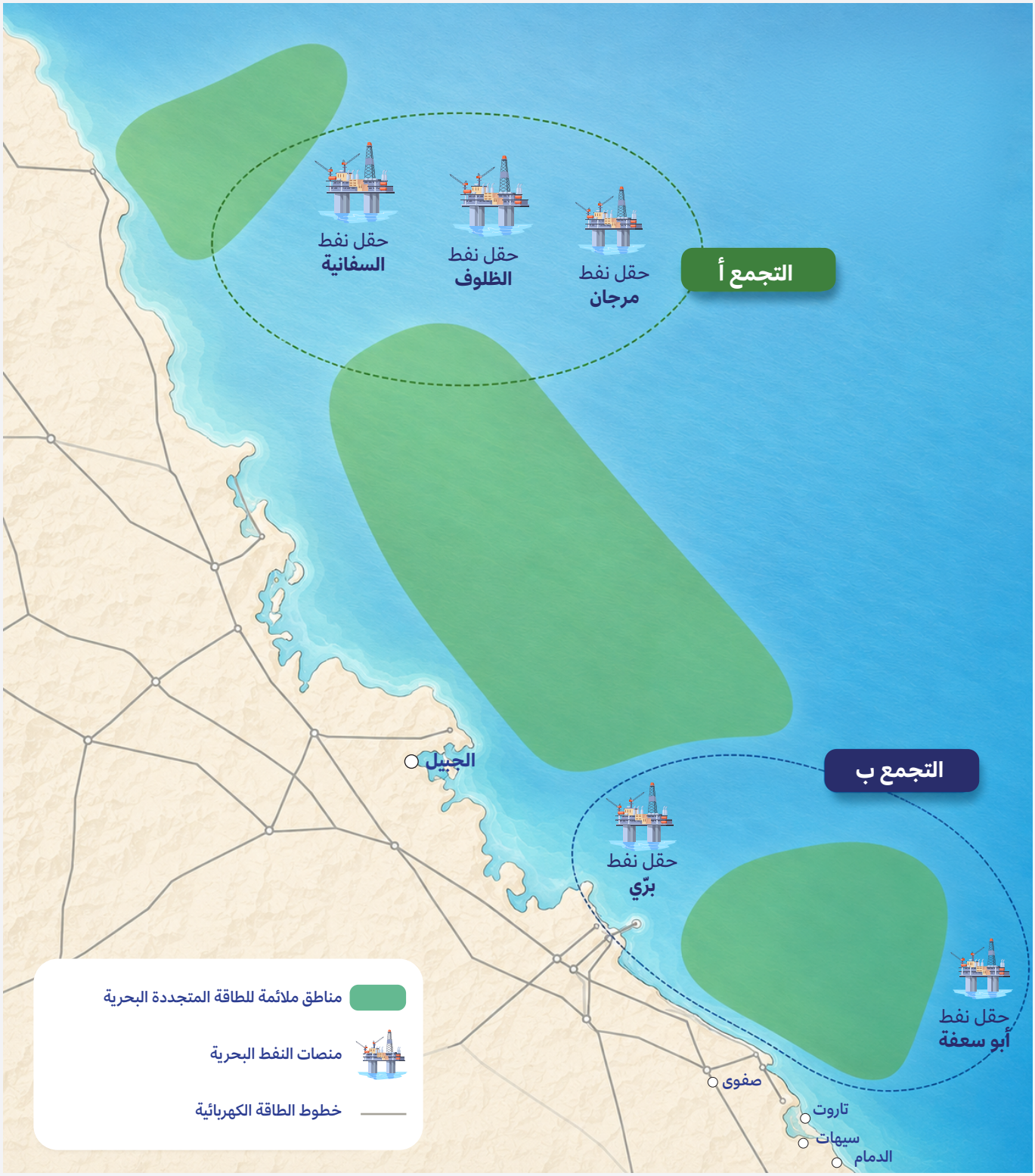
أظهرت نتائج تقييم الأحمال باستخدام إطار KAP-LOAD أن الحد الأدنى من احتياجات الطاقة الكهربائية (خط الأساس) اللازم لتشغيل الحقول البحرية يبلغ 160 ميجاواط للتجمع أ و66 ميجاواط للتجمع ب (الجدول 2). وتظهر هذه القيم معدلات الإنتاج الخاصة بكل حقل، وتكوينات الرفع الاصطناعي، ومخططات المعالجة. ويهيمن الرفع الاصطناعي وضغط الغاز على الطلب على الطاقة البحرية، مما يؤكد أهمية إستراتيجيات الكهربة التي يمكنها إمداد الأحمال الكبيرة والمستمرة إمدادًا موثوقًا. وتشكل منحنيات الطلب الأساسية الركيزة الأولى لتقييم مسارات إزالة الكربون البديلة.

الجدول 2. الحمل الكهربائي البحري لكل تجمع

الحقل	المضخات الكهربائية الغاطسة (ميجاواط)	تعزيز حقن المياه (ميجاواط)	محطة فصل الغاز عن النفط (ميجاواط)	وحدات معالجة مياه الإنتاج واسترجاع الأبخرة (ميجاواط)	الأحمال الأخرى (ميجاواط)	الإجمالي (ميجاواط)
التجمع أ (السفانية، وظلوف، ومرجان)	61	13	34	2	50	**160**
التجمع ب (برّي وأبو سعفة)	33	3	8	1	21	**66**

ملحوظة: تشمل 'الأحمال الأخرى' خسائر المحولات والتوزيع، وهامش الطوارئ التصميمي النموذجي لأنظمة الطاقة الكهربائية البحرية.

الشكل 2. حقول النفط البحرية الخمسة الرئيسة التي تديرها شركة أرامكو في الخليج العربي



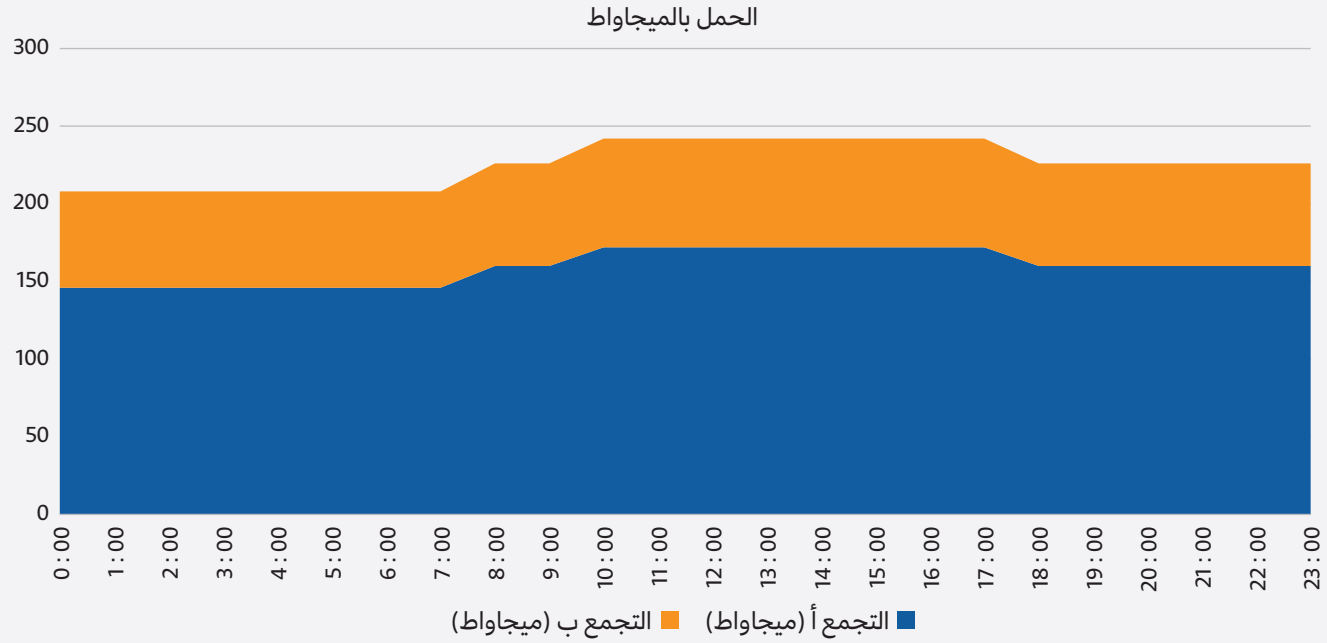
المصدر: المؤلفون.

1.1.4. منحنى الطلب المرن

إن تطبيق منهجية مرونة الأحمال الموصوفة في القسم 3.3 على أحمال الأنظمة الفرعية في الجدول 2 يؤدي إلى استخلاص منحنيات الطلب الكهربائي الخاصة بكل تجمع والمبيّنة في الشكل 3. ويمثل حقن المياه (13 ميجاواط للتجمع أ، و3 ميجاواط للتجمع ب) الحمل الرئيس القابل للجدولة، يُضاف إليه نسبة 10% من هامش الطوارئ التصميمي (بواقع 5 ميجاواط و2 ميجاواط على التوالي).

تمثل السعة المرنة المحققة (18 ميجاواط للتجمع أ، و5 ميجاواط للتجمع ب) نسبة 11% و8% من الحمل الاسمي لكل منهما. ورغم هذه المرونة، يحافظ النظام على معدل الاستهلاك اليومي الإجمالي عند 3,838 ميجاواط في الساعة و1,584 ميجاواط في الساعة للتجمعين على التوالي، مطابقًا بذلك إجمالي طاقة خط الأساس ذي الحمل الثابت.

الشكل 3. حمل النظام الساعي



المصدر: المؤلفون.

2.4. ما هي مسارات إزالة الكربون عالية الجدوى الاقتصاديّة؟

1.2.4. المقارنة بين المسارات المختلفة من حيث التكلفة المستوية

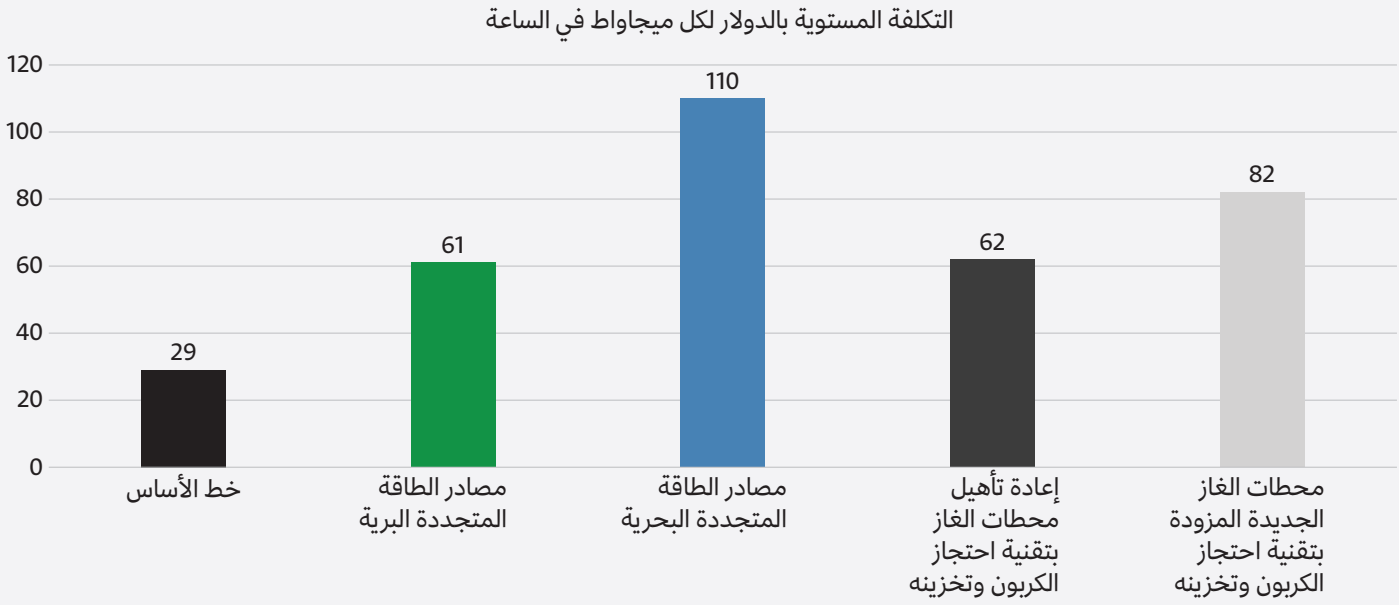
أُجري تقييم مقارن للتكاليف بين التكوين المرجعي الأساسي وأربعة مسارات لإزالة الكربون، وقد قُيّم كل مسار عبر جولات حاسوبية مستقلة ومقيدة بشروط صُممت لضمان استمرارية إمداد المنصات البحرية بالطاقة الكهربائية باستخدام شبكة الكابلات البحرية الحالية. وتشمل المسارات التي خضعت للتقييم ما يأتي:

- الطاقة الشمسية الكهروضوئية والرياح البرية.
- مصادر الطاقة المتجددة البحرية (الخلايا الكهروضوئية العائمة وطاقة الرياح البحرية).
- إعادة تأهيل المحطات لتوليد الكهرباء بالغاز الطبيعي المزود بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه.
- إنشاء محطات جديدة لتوليد الكهرباء بالغاز الطبيعي المزود بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه من مرحلة التأسيس.

ووفق ما يوضحه الشكل 4، فإن خط الأساس المتمثل في محطات التوليد العاملة بالغاز (غير المزودة بتقنية احتجاز الكربون) يوفر الكهرباء بتكلفة مستوية تقارب 29 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة، مما يظهر انخفاض تكاليف الوقود المحلي في المملكة. وتقدم مصادر الطاقة المتجددة البرية أدنى تكلفة مستوية منخفضة الكربون عند 61 دولارًا للميجاواط في الساعة، بما يثبت أن موارد الطاقة الشمسية متوفرة وأن طاقة الرياح منخفضة التكلفة في المملكة. في المقابل، تسجل مسارات الطاقة المتجددة البحرية تكلفة مستوية مضاعفة تقريبًا تصل إلى 110 دولار لكل ميجاواط في الساعة، مدفوعة بارتفاع تكاليف التركيبات البحرية وتكاليف توازن النظام.

أما توليد الطاقة بالغاز الطبيعي مع إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه فيحقق تكلفة مستوية تنافسية تبلغ 62 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة، وهي أعلى بقليل من تكلفة مصادر الطاقة المتجددة البرية، مدعومة بأسعار الغاز المحلي المتوقعة لعام 2030 (3 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية). وتأتي المحطات الجديدة المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه في مرحلة التأسيس بتكلفة أعلى تبلغ 82 دولارًا للميجاواط في الساعة، مدفوعة بالارتفاع في التكاليف الرأسمالية لتصميم محطات الاحتجاز المتكاملة. وتشير هذه النتائج إلى أن خيار الطاقة المتجددة البرية وخيار إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه يمثلان، في السياق السعودي، المسارين الأكثر جدوى من حيث التكلفة لإزالة الكربون من إمدادات الكهرباء المستخدمة في تشغيل المنصات البحرية.

الشكل 4. تكاليف سيناريو حالة خط الأساس باستخدام محطات الغاز القائمة المجهزة بتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه مقارنة بتكاليف مسارات إزالة الكربون



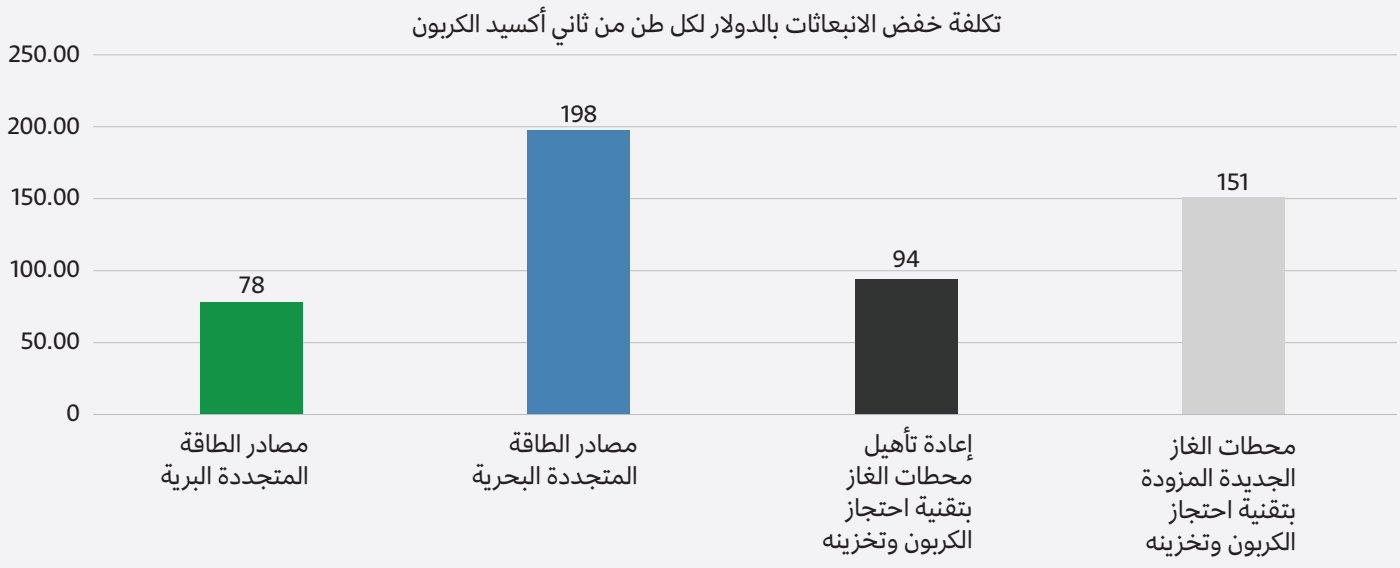
المصدر: المؤلفون.

2.2.4. تكاليف خفض الانبعاثات وعتبات أسعار الكربون الضمنية

إن تزويد المنصات البحرية بالكهرباء، بالاعتماد كليًا على محفظة الطاقة منخفضة الكربون المثلى، يؤدي إلى خفض الانبعاثات التشغيلية بمقدار 0.81 مليون طن من مكافئ ثاني أكسيد الكربون سنويًا، أي بما يعادل خفضًا بنسبة 100% من الانبعاثات الناتجة عن توليد الكهرباء في مراحل الإنتاج الأولية مقارنة بوضع خط الأساس الحالي المعتمد على التوربينات الغازية. وبتوفير الكهرباء عبر محطات الغاز الطبيعي المزودة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه، تصل الانبعاثات المتجنبة إلى 0.69 مليون طن من ثاني أكسيد الكربون سنويًا، مما يظهر خفضًا صافيًا للانبعاثات بنسبة 86% تقريبًا مقارنة بخط الأساس.

وتكشف نتائج تكلفة خفض الانبعاثات (الشكل 5) عن تراتبية اقتصادية واضحة: تُحسب هذه التكلفة عبر قسمة التكاليف الإضافية للنظام على كمية الانبعاثات الكربونية المتجنبة مقارنة بحالة خط الأساس التي تعمل فيها محطات الغاز دون تقنيات احتجاز الكربون وتخزينه (انظر الملحق ج). وتتصدر الطاقة المتجددة البرية هذا الترتيب مسجلة أدنى تكلفة لخفض الانبعاثات عند 78 لكل طن من ثاني أكسيد الكربون، يليها خيار إعادة تأهيل محطات الغاز بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه عند 94 لكل طن من ثاني أكسيد الكربون. في المقابل، فإن تكلفة خفض الانبعاثات في المشروعات

الشكل 5. تكاليف خفض الانبعاثات لحلول توليد الطاقة منخفضة الكربون الرامية إلى إزالة الكربون من منصات النفط البحرية



المصدر: المؤلفون.

الجديدة لتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه تقفز إلى 151 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون، في حين تصل إلى 198 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون في خيار الطاقة المتجددة. وتمثل هذه التكاليف عمليًا 'عتبة سعرية ضمنية للكربون'، أي أنه لا يمكن لهذه الحلول أن تنافس منظومة خط الأساس الغازية التقليدية اقتصاديًا إلا إذا فُرضت ضريبة أو تسعيرة تعادل هذه الأرقام أو تفوقها.

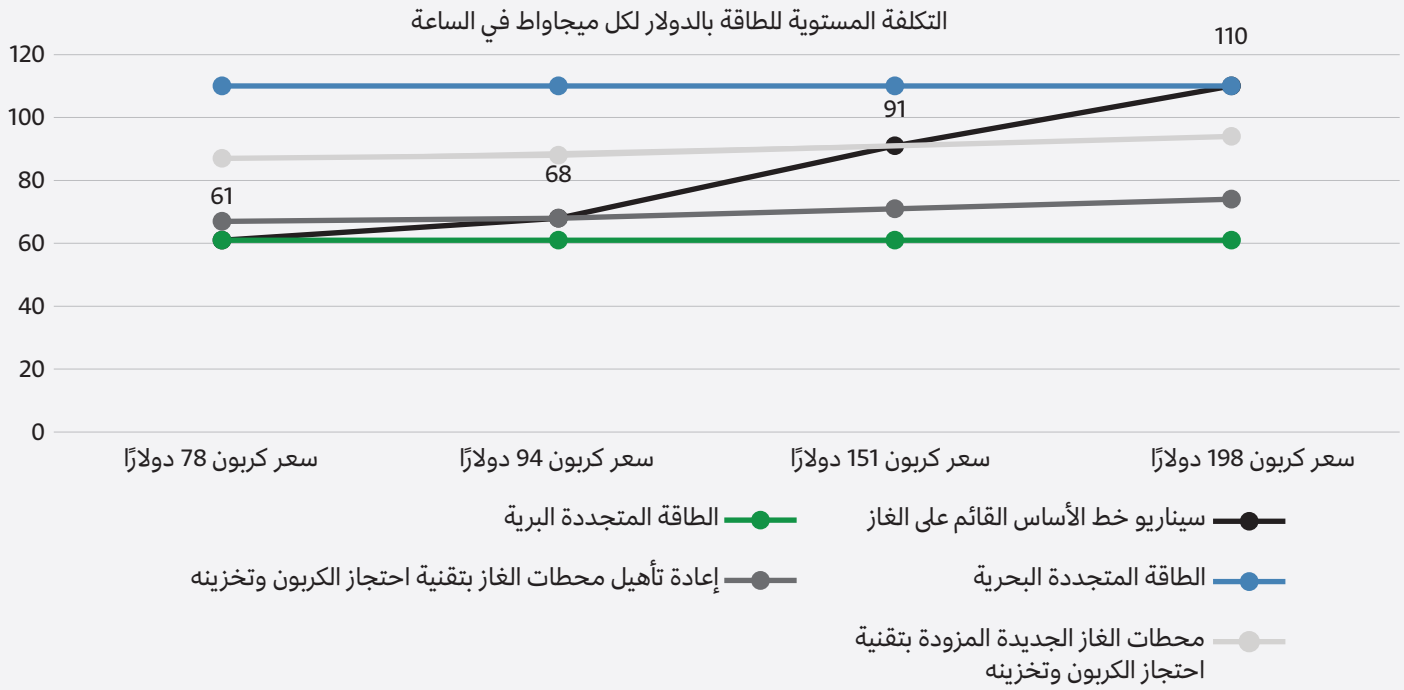
3.2.4. التنافسية في ظل فرض أسعار كربون صريحة

لتقييم التنافسية في ظل زيادة صرامة السياسات المناخية، طبقنا سلسلة من سيناريوهات أسعار الكربون على كل من منظومة خط الأساس ومسارات إزالة الكربون. وتظهر النتائج (الشكل 6) أن مصادر الطاقة المتجددة البرية تصبح تنافسية من حيث التكلفة عند وصول تسعير الكربون إلى نحو 78 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون، في حين تتطلب مصادر الطاقة المتجددة البحرية أسعارًا تصل إلى حدود 198 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون.

ويصبح مسار إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه تنافسيًا عند بلوغ أسعار الكربون نحو 94 دولارًا لكل طن. في المقابل يبدو مسار المحطات الجديدة للغاز المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه أقل تأثرًا بتغير أسعار الكربون، نظرًا إلى أن انبعاثاتها المتبقية تظل خاضعة للضريبة. ولن يقدر هذا المسار على منافسة وضع خط الأساس المتمثل في توليد الكهرباء بالغاز إلا في ظل أسعار كربون مرتفعة تصل إلى 151 دولارًا للطن. هذا الفارق السعري الكبير يشير إلى أن دور هذه التقنية في خفض انبعاثات قطاع الطاقة البحرية سيكون مشروطًا وثانويًا، لا محركًا أساسيًا.

ومن منظور السياسات، تُعد أسعار الكربون التي تتجاوز 94 دولارًا للطن كافية لتمكين التنافس بين المسارات القائمة على الطاقة المتجددة وإعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه. وينطوي الاختيار بينهما على مفاضلات تتجاوز التكلفة المستوية للكهرباء؛ إذ تحقق الطاقة المتجددة البرية إزالة كاملة لانبعاثات الطاقة البحرية، ولكنها تنطوي على اعتبارات تتعلق بالموثوقية خلال الفترات الطويلة التي تنخفض فيها الرياح، في حين يوفر إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه قدرة ثابتة وقابلة

الشكل 6. تأثير تسعير الكربون على التنافسية الاقتصادية لمسارات إزالة الكربون



المصدر: المؤلفون.

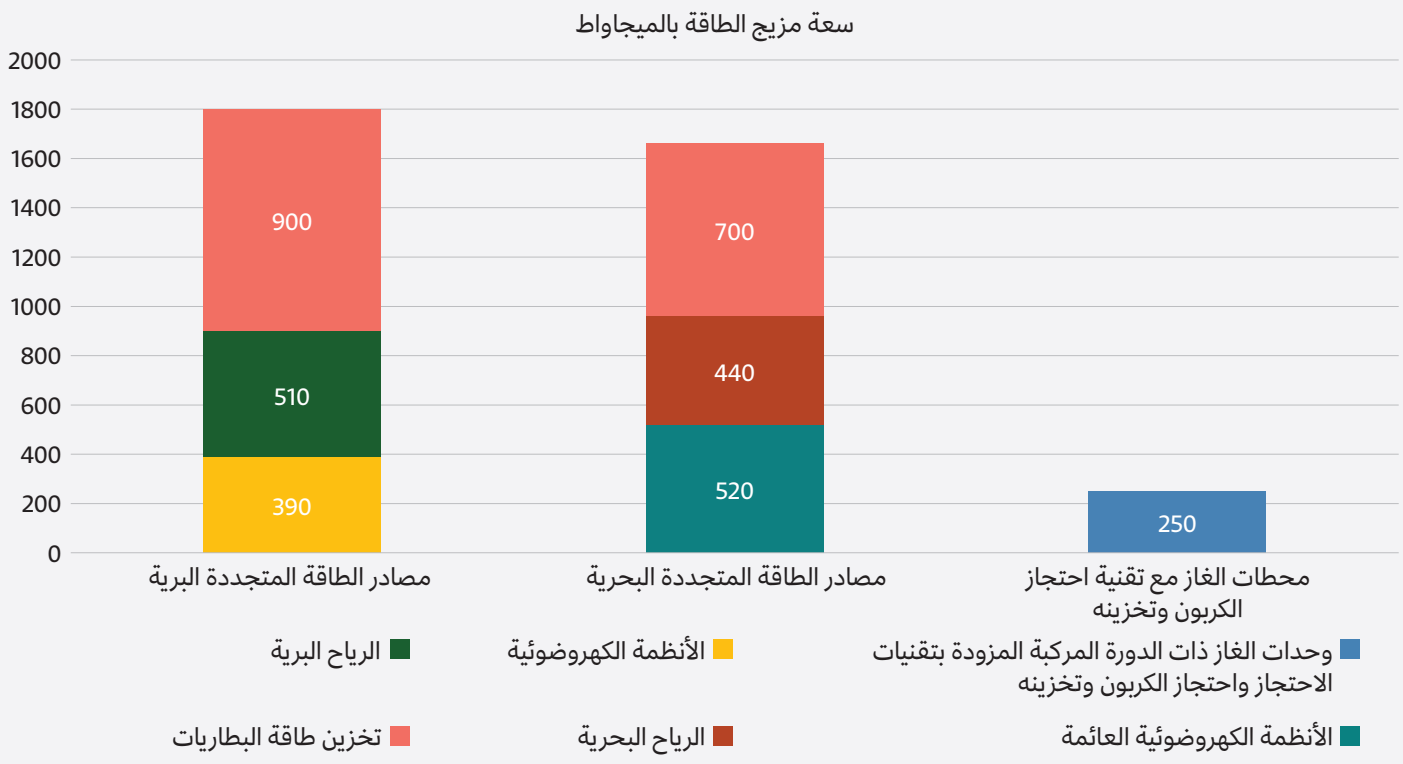
للتوزيع ولكنه يحتفظ بانبعاثات متبقية تقارب 0.12 مليون طن من ثاني أكسيد الكربون سنويًا. ويتطلب نشر المشروعات الجديدة لتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه والطاقة المتجددة البحرية إما أسعار كربون أعلى بكثير أو أدوات تنظيمية مكملة.

4.2.4. متطلبات السعة الإنتاجية المركبة والخيارات التقنية

جرى تصميم جميع السيناريوهات على أساس أن محطات توليد الكهرباء ستعمل على نحو مستقل تمامًا عن شبكة الكهرباء الوطنية، وهو ما يقتضي من كل مسار توفير طاقة متواصلة للتجمّعَين المعنيين. وفي سيناريو الاعتماد على الطاقة المتجددة البرية، تبيّن أن التشكيلة الهندسية الأقل تكلفة تتطلب بناء محطات طاقة شمسية كهروضوئية بقدرة 390 ميجاواط وتوربينات رياح برية بقدرة 510 ميجاواط. ولأن طاقتي الشمس والرياح تتقلبان بحسب الطقس، فقد دُعم هذا المزيج بنظام بطاريات ضخم لتخزين الطاقة بسعة 900 ميجاواط يمكنه تفريغ الشحنة بكامل طاقته لمدة أربع ساعات متواصلة (أي بسعة إجمالية تبلغ 3,600 ميجاواط في الساعة) (الشكل 7). ويؤكد هذا التنسيق الدقيق وجود علاقة تكاملية قوية بين موارد الطاقة الشمسية وطاقة الرياح.

وفي سيناريو الاعتماد على الطاقة المتجددة البحرية، يختار النموذج سعة أكبر من الأنظمة الكهروضوئية العائمة (520 ميجاواط) مقارنة بطاقة الرياح البحرية (440 ميجاواط)، ويُستكمل هذا المزيج بنظام بطاريات تخزين تبلغ قدرته 700 ميجاواط بسعة إجمالية تصل إلى 2,800 ميجاواط

الشكل 7. نتائج مزيج الطاقة لسيناريوهات التقنيات الأربعة الرئيسة



المصدر: المؤلفون.

في الساعة. وتوضح هذه النتيجة أنه في ظل معايير التكلفة والأداء المفترضة، يمكن للأنظمة الكهروضوئية العائمة منافسة طاقة الرياح البحرية في بيئات المياه الضحلة، حتى بعد تطبيق علاوات تكلفة إضافية تعزى لانخفاض نضجها التقني. وقد تؤثر القيود المكانية واستخدامات البيئة البحرية في هذه النتيجة عمليًا، ولكنها تقع خارج نطاق هذا التحليل.

أما بالنسبة إلى مسار الغاز الطبيعي المزود بتقنيات احتجاز الكربون وتخزينه، فإن وحدة توليد قابلة للتوزيع بقدرة 250 ميجاواط تُعد كافية لتلبية الطلب البحري المستمر.

3.4. متى تؤثر فرضيات المنظومة على النتائج؟ تحليل الحساسية لمسارات الطاقة المتجددة البرية

نظرًا إلى أن الطاقة المتجددة البرية تبرز باستمرار بوصفها خيارًا أقل تكلفة لإزالة الكربون بالكامل، فقد أُجريت تحليلات حساسية إضافية لاختبار ما إذا كان يمكن للعوامل على مستوى المنظومة أن تؤثر جوهريًا في تنافسيتها.

1.3.4. الحساسية لتكاليف النقل البحري

بالنظر إلى المسافات البحرية التي تبلغ نحو 100 كم للتجمع أ و 65 كم للتجمع ب، يُفترض استخدام كابلات بحرية للتيار المتردد عالي الجهد. ويُعد الكابل ثلاثي النواة بجهد 132 كيلوفولط، ذو السعة الحرارية القريبة من 200 ميجاواط (بناء على دراسة BVG Associates 2019)، كافيًا لخدمة كلا التجمعين. وتتدرج تكاليف كابلات التصدير طرديًا مع المسافة، في حين تتدرج تكاليف المحطات الفرعية مع السعة المركبة.

عند هذا الجهد وهذه المسافة، تؤدي تيارات شحن الكابلات إلى تقليل السعة الفعلية القابلة للاستخدام على نحو ملحوظ، لا سيما بالنسبة إلى التجمع أ، إذ يتطلب الأمر تعويضًا للسعة غير الفعالة (الردية) لتوصيل الـ 160 ميجاواط كاملة (انظر الملحق ج). إن إدراج بنية تحتية جديدة للنقل البحري يرفع التكلفة المستوية لإنتاج الكهرباء من الطاقة المتجددة البرية من 61 دولارًا إلى 70 دولارًا للميجاواط في الساعة، مما يرفع تكلفة خفض انبعاثات الطاقة المتجددة البرية من 78 دولارًا إلى 100 دولار لكل طن من ثاني أكسيد الكربون (الشكل 8). ونتيجة لهذه الزيادة، يفقد مسار الطاقة المتجددة البرية أفضليته الاقتصادية في هذه المرحلة، إذ تصبح تكلفة خفض الانبعاثات من خلاله أعلى مقارنة بتكلفة مسار إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه البالغة 94 دولارًا لكل طن.

تستند هذه النتيجة إلى افتراض إمكانية تطوير مشروعات الخلايا الشمسية والرياح بالقرب من الساحل دون الحاجة إلى تعزيزات كبرى في شبكة النقل البرية. ورغم أن تكاليف النقل ليست ضئيلة، فإن الطاقة المتجددة البرية تظل قادرة على منافسة المسارات البديلة منخفضة الكربون في ظل ظروف اختيار المواقع الملائمة.

2.3.4. تكلفة الفرصة البديلة للإيقاف المبكر لقدرات محطات الغاز

قد تنشأ تكاليف انتقال على مستوى النظام إذا أدى النشر الواسع للطاقة المتجددة إلى تسريع إيقاف تشغيل قدرات محطات الغاز الحالية.

ولتوضيح هذا الأثر، استُخدمت محطة حديثة وممثلة للدورة المركبة (CCGT)، وهي محطة القرية المستقلة لإنتاج الطاقة Qurayyah IPP التي بدأ تشغيلها سنة 2014، بوصفها حالة مرجعية. ووفقًا لعمرها الاقتصادي البالغ 30 عامًا (Schlömer et al. 2014)، يتبقى للمحطة نحو 14 عامًا من التشغيل في عام 2030.

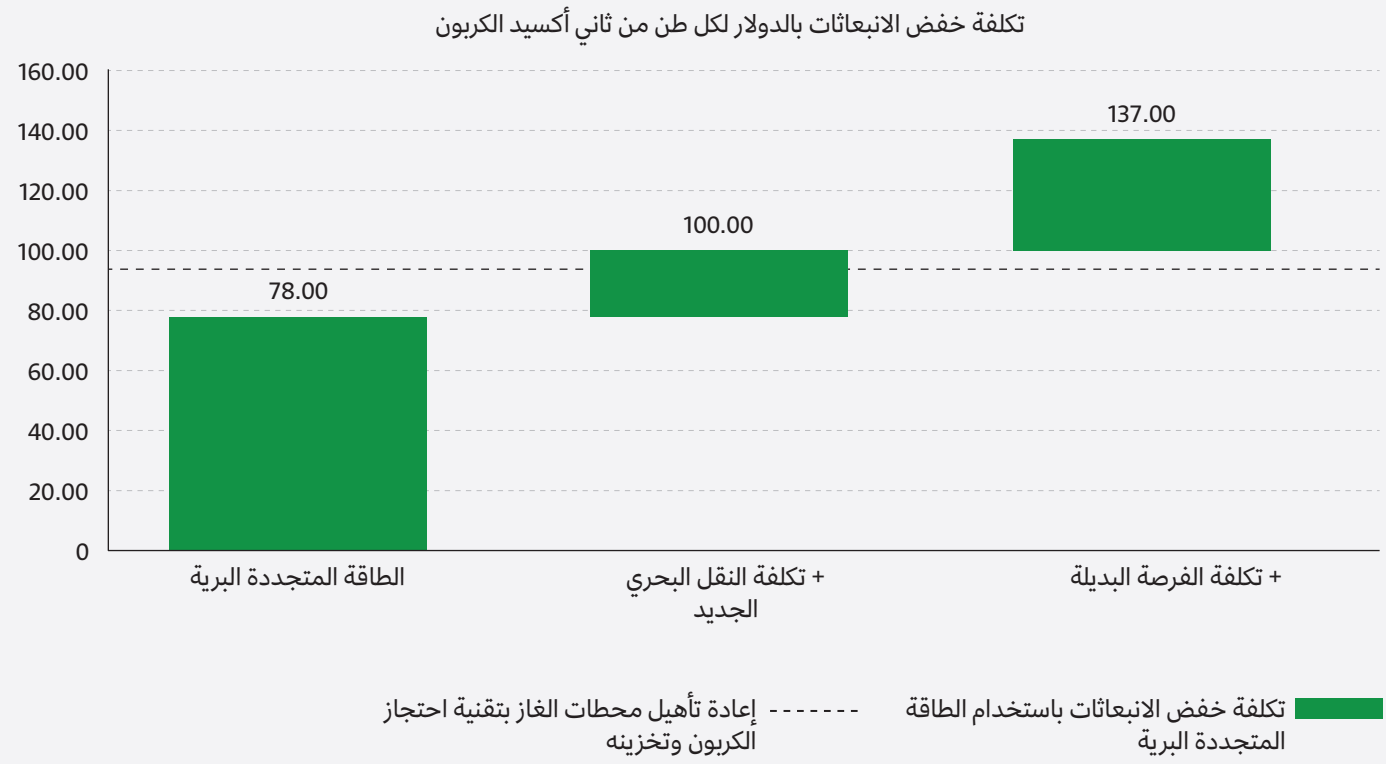
وباستخدام تكلفة رأسمالية مصححة تبلغ 1,720 دولارًا لكل كيلواط (عام 2030) (بناء على متوسط التكلفة الرأسمالية لمحطات الدورة المركبة المسجلة في دراسة (Schlömer et al. 2014)) ومع تطبيق طريقة الإهلاك الثابت، فإن القيمة الرأسمالية غير المستردة في عام 2030 تبلغ 803 دولارات لكل كيلواط. وتُحتسب هذه القيمة المتبقية سنويًا على مدى العمر المتبقي باستخدام معدل حسم قدره 6%، ثم تُقسم القيمة الرأسمالية السنوية المحتجزة الناتجة على التوليد السنوي المتوقع (بمعامل سعة 0.65)، وهو ما يمنحنا إضافة تعادل 15 دولارًا للميجاواط في الساعة في التكلفة المستوية للكهرباء (الملحق ج).

وعند دمج هذا التعديل مع تكاليف النقل البحري، فإنه يرفع تكلفة خفض انبعاثات مسار الطاقة المتجددة البرية إلى 137 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون (الشكل 8). وهذا يعني أننا سنحتاج إلى سعر كربون في حدود 137 دولارًا لكل طن للحفاظ على القدرة التنافسية في ظل هذه الفرضيات الأكثر تحفظًا للمنظومة.

وفي ظل فرضيات التكلفة الكاملة للمنظومة، لم تعد الطاقة المتجددة البرية الخيار الأقل تكلفة لإزالة الكربون؛ إذ ترتفع تكلفة خفض انبعاثات الطاقة المتجددة البرية إلى 137 دولارًا لكل طن، مقارنة بـ 94 دولارًا للطن في مسار إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه. ويعود هذا الفارق إلى أن خيار إعادة التأهيل لا يحتاج إلى شبكات نقل بحرية جديدة، ويحمي الاستثمارات الحالية في محطات الغاز من التحول إلى أصول معطلة.

والأثر المترتب على السياسات هو أن إستراتيجية إزالة الكربون المثلى تعتمد على مدى توفر سعة النقل الحالية وكيفية التعامل مع تحول أصول الغاز المعطلة، وقد تتباين هذه العوامل بين الحقول الفردية والسياقات التنظيمية المختلفة. ويجب الانتباه إلى أن حسابات رأس المال المعطل هنا لا تغطي سوى الاستثمارات الأصلية التي لم تُسترد بسبب إغلاق المحطات قبل نهاية عمرها الافتراضي. ولكي نحسب 'تكلفة الفرصة البديلة' على نحو اقتصادي شامل، يتعيّن علينا إضافة الأرباح التشغيلية الصافية المُتوقع تحقيقها، إلى جانب الالتزامات والعقود القانونية المتبقية التي لا تزال المؤسسة ملزمة بدفعها.

الشكل 8. تفكيك الزيادات في تكاليف خفض الانبعاثات لمسار الطاقة المتجددة البرية



المصدر: المؤلفون.

4.4. الآثار المترتبة على تكلفة البرميل الواحد والتموضع التنافسي

يقيم التحليل الاقتصادي المعروض في القسمين 4.2 و4.3 مسارات إزالة الكربون على مستوى منظومة الطاقة ككل. وعند تحويل هذه التكاليف وربطها بإنتاج البرميل الواحد، يتضح أن الأثر المالي على اقتصاديات الإنتاج يُعد طفيفًا وهامشيًا جدًا، بغض النظر عن المسار التقني المتبع. تنتج الحقول الخمسة الممثلة في هذه الدراسة نحو 905 ملايين برميل سنويًا، مع بلوغ إجمالي الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية ما يقارب 1,980 جيجاواط في الساعة سنويًا.

ويؤدي ضرب التكلفة الإضافية لكل ميجاواط في الساعة (أي التكلفة الزائدة مقابل خيار التوربينات الغازية المعتمد بوصفه خط أساس) في الطلب الكهربائي السنوي والقسمة على الإنتاج السنوي من البراميل إلى إحداث أثر يتراوح بين 0.07 إلى 0.12 دولار للبرميل الواحد بالنسبة إلى المسارات الثلاثة الرائدة. ويؤدي إدراج المصادر المتجددة البحرية إلى توسيع هذا النطاق ليصل إلى 0.18 دولارًا للبرميل الواحد.

ويتناقض هذا الأثر المتواضع على تكلفة البرميل مع الفوائد التجارية الكبيرة المحتملة لخفض كثافة الكربون في مرحلة التنقيب والإنتاج. وتقدر دراسة (Masnadi et al. 2018) كثافة الكربون في مرحلة التنقيب والإنتاج للمملكة العربية السعودية بنحو 27 كجم من ثاني أكسيد الكربون لكل برميل، وهي من بين الأدنى مقارنة بسائر الدول الرئيسة المنتجة للنفط. ويؤدي ربط المنصات البحرية بالكهرباء النظيفة إلى تجنب0.81 مليون طن من الانبعاثات الكربونية، وهو ما يعادل خفضًا للانبعاثات الناتجة عن كل برميل نفط بمقدار 0.9 كجم من ثاني أكسيد الكربون تقريبًا. ورغم أن هذا الإجراء يغطي مكونًا واحدًا من إجمالي كثافة الكربون في مرحلة التنقيب والإنتاج، فإنه يمثل الفرصة الأساسية المتبقية لتقليص الانبعاثات لدى المنتجين الذين نجحوا بالفعل في القضاء شبه الكامل على الحرق الروتيني للغاز، مع تحقيق معدلات احتجاز للغاز تتجاوز 99%، بالإضافة إلى تسجيل كثافة انبعاثات ميثان تُعد من بين الأدنى عالميًا (Gasim, Matar, and Muhsen 2023).

ويمكن تقدير القيمة المالية المباشرة لهذا التحسين في كثافة الكربون من خلال آلية تعديل الكربون على الحدود التابعة للاتحاد الأوروبي، والتي يُتوقع أن تمتد لتشمل تكرير النفط والإنتاج في مرحلة التنقيب والإنتاج بحلول عام 2028، مع تغطية كاملة بحلول منتصف الثلاثينيات (Belletti, Han, and Pérez 2023). ولحساب حجم الوفورات المالية الناتجة عن تجنب تكلفة آلية تعديل الكربون على الحدود التابعة للاتحاد الأوروبي بفضل تشغيل المنصات البحرية بالكهرباء النظيفة، نضرب معدل خفض كثافة الكربون البالغ 0.9 كجم للبرميل في أسعار الكربون السائدة في نظام تداول الانبعاثات التابع للاتحاد الأوروبي. وعند مستويات 70 إلى 100 يورو للطن من ثاني أكسيد الكربون، ينتج عن ذلك تكلفة متجنبة تتراوح بين 0.07 إلى 0.10 دولار للبرميل الواحد، مما يعادل تكلفة الاستثمار في إزالة الكربون نفسها على مستوى البرميل.

لم يعد خفض الانبعاثات مجرد التزام القوانين، بل أصبح ميزة تجارية تنافسية. فوفقًا لتقرير 'إس آند بي جلوبال' لعام 2025، (S&P Global 2025) أصبحت 'كثافة الكربون' معيارًا لتقييم جودة النفط الخام وتسعيره كنسبة الكبريت تمامًا. وبناء على ذلك، فإن البرميل الذي يسجل انبعاثات أعلى من المعدل العالمي بمقدار 5.8 كجم من مكافئ ثاني أكسيد الكربون، ينخفض سعره بمقدار 0.60 دولارًا للبرميل إذا استقر سعر الكربون في نظام تداول الانبعاثات الأوروبي عند 100 يورو لكل طن.

وتوضح دراسة (Dixit et al. 2023) أن كثافة الكربون في مرحلة 'من البئر إلى مدخل المصفاة' تتباين بمقدار 50 ضعفًا بين مسارات تجارة النفط الخام العالمية، إذ تتراوح بين 4.2 و 214.1 كجم من مكافئ ثاني أكسيد الكربون لكل برميل. ويمنح هذا التباين الشاسع المشترين الذين يراقبون الانبعاثات أداة قوية لفرض شروطهم وتصنيف النفط وتحديد سعره بناء على مدى نظافته. وبالنسبة إلى جهة منتجة تستقر انبعاثاتها عند مستويات أدنى بكثير من المعدل العالمي، فإن تزويد المنصات البحرية بالكهرباء يثبت تفوقها الموثق في خفض كثافة الكربون. واستنادًا إلى دراسة (Apeaning et al. 2025)، نجد أن تشديد القوانين البيئية يصب في مصلحة السعودية؛ إذ ستحقق مكاسب إنتاجية تراكمية تُقدر بنحو 89 إكساجول في سيناريو الحياد الصفري المعتدل، في ظل مسار معتدل للوصول إلى صافي الانبعاثات الصفري.

وعند احتساب هذه الأرقام للبرميل الواحد، نجد أن تطبيق الحلول الثلاثة الأساسية لإزالة الكربون يزيد التكلفة بمقدار 7 إلى 12 سنتًا فقط للبرميل. في المقابل، فإن المكاسب الناتجة عن خطوة كهذه تفوق هذه التكلفة بكثير؛ فهي تجنبنا تكاليف الامتثال لآلية تعديل الكربون التابعة للاتحاد الأوروبي التي تتراوح بين 7 و10 سنتات للبرميل، كما تضمن للمملكة صدارة موثوقة في سوق النفط منخفض الكربون، وتمنحها القدرة على المنافسة مستقبلًا في الأسواق التي تفرض قيودًا صارمة على الانبعاثات. وتؤكد مؤشرات السوق ونماذج المحاكاة صواب هذا التوجه وجدواه المالية الكبيرة.

05

الخاتمة

أصبحت إزالة الكربون في العمليات النفطية البحرية محددًا رئيسًا للقدرة التنافسية طويلة الأجل في أسواق النفط الخام. ومع تحول كثافة الكربون على مستوى المنتج إلى شرط أساسي للوصول إلى الأسواق العالمية، مدفوعة بآليات تنظيمية وتشريعية مثل 'آلية تعديل الكربون على الحدود التابعة للاتحاد الأوروبي'، ومعايير أداء غاز الميثان، ومتطلبات العناية الواجبة الناشئة في سلاسل الإمداد، يواجه مشغلو قطاع المنبع (التنقيب والإنتاج) رقابة وتدقيقًا متزايدين بشأن الانبعاثات الملازمة لكل برميل نفط منتَج.

وبالنسبة إلى المنتجين الذين يمتلكون محافظ استثمارية بحرية واسعة، فإن السؤال الجوهري يكمن في تحديد مسارات إزالة الكربون القادرة على توفير كهرباء منخفضة الكربون على نطاق واسع، وبموثوقية عالية، وبأقل تكلفة ممكنة. وفي هذا السياق، تقدم هذه الدراسة مقارنة تقنية واقتصادية موحدة للخيارات الرئيسة المتاحة لتزويد حقول النفط والغاز البحرية السعودية بكهرباء منخفضة الكربون. ولتحقيق ذلك، استُخدم إطار KAP-LOAD لمحاكاة الطلب على الكهرباء في كل حقل استنادًا إلى القوانين الفيزيائية وخصائص التشغيل، وطُبق على أكبر خمسة حقول نفط وغاز بحرية في الخليج العربي.

ونشير إلى أن المنصات البحرية لا تحتاج إلى تشغيل معداتها الثقيلة بالقوة نفسها طوال 24 ساعة؛ فهناك عمليات (مثل حقن المياه) يمكن تأجيلها أو تقديمها. لذلك قام الباحثون بتقسيم ساعات اليوم واستغلال هذه المرونة لتشغيل عمليات حقن المياه في منتصف النهار مثلًا عندما تكون الطاقة الشمسية في ذروتها. هذا التنسيق يعفي المشروع من تكاليف شراء بطاريات عملاقة ومكلفة لتخزين الكهرباء واستخدامها في العمليات الليلية، وفي الوقت نفسه يضمن أن الحقل ينتج كامل كمياته المطلوبة سنويًا دون تعطيل. وقد خضعت جميع مسارات الطاقة البديلة للتقييم في ظل مجموعة موحدة من القيود التشغيلية، شملت كفاءة التشغيل، والمساحة الجغرافية المتاحة، ومستوى موثوقية التزويد بالطاقة، بما يضمن إجراء مقارنة عادلة بين جميع البدائل.

وتبيّن النتائج أن الطاقة المتجددة البرية وإعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه يمثلان المسارين الأكثر جدوى من حيث التكلفة لإزالة الكربون من إمدادات الكهرباء المستخدمة في تشغيل المنصات البحرية في المملكة العربية السعودية. وعلى مستوى التوليد، يتقارب المساران بدرجة كبيرة، إذ تبلغ التكلفة المستوية للكهرباء 61 دولارًا و62 دولارًا للميجاواط في الساعة، على التوالي. ويُعزى هذا التقارب إلى توفر موارد شمسية ورياح منخفضة التكلفة في المملكة، إلى جانب انخفاض أسعار الغاز المحلية.

ومع ذلك، فإن القدرة التنافسية النسبية لهذين المسارين تتغير على نحو ملحوظ عند احتساب تكاليف النظام الإجمالية. فإضافة البنية التحتية اللازمة لنقل الكهرباء إلى المنصات البحرية، بما في ذلك محطات التحويل والكابلات البحرية، ترفع التكلفة المستوية لمسار الطاقة المتجددة البرية إلى 70 دولارًا للميجاواط في الساعة. ويؤدي احتساب تكلفة الفرصة البديلة الناتجة عن الإيقاف المبكر لمحطات الغاز القائمة إلى رفعها إلى نحو 85 دولارًا للميجاواط في الساعة، مع وصول تكلفة خفض الانبعاثات إلى 137 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون.

وفي ظل هذه الفرضيات الأكثر تحفظًا، يحقق مسار إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه ميزة تفضيلية من حيث التكلفة، نظرًا إلى أنه يستغل بنية النقل التحتية الحالية ويجنّب الشركات خسارة الأموال الطائلة التي أُنفقت سابقًا لبناء هذه المحطات. بالإضافة إلى ذلك، فإن تركز

منشآت معالجة الغاز والبتروكيماويات في المنطقة الشرقية قد يسهم في إيجاد بنية تحتية مشتركة لنقل ثاني أكسيد الكربون وتخزينه، بما يخفض التكلفة الحدية لنشر هذه التقنية، وهو ما يستدعي إجراء المزيد من التحليلات الاقتصادية لتقييم جدواها عبر القطاعات المختلفة.

أما خيارات الطاقة المتجددة البحرية التي قيّمتها الدراسة، فتؤدي إلى ارتفاع تكلفة الكهرباء إلى نحو 110 دولارات للميجاواط في الساعة، وتعتمد على محافظ تضم 520 ميجاواط من طاقة الأنظمة الكهروضوئية العائمة، و440 ميجاواط من طاقة الرياح البحرية، و700 ميجاواط من تخزين الطاقة بالبطاريات. وتظل تكلفة المحطات الجديدة لتوليد الكهرباء بالغاز الطبيعي المزود بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه هي الأعلى، إذ تبلغ 82 دولارًا للميجاواط في الساعة. ولذلك، فمن غير المرجح تفضيل هذه البدائل ما لم تفرض ظروف خاصة بالموقع قيودًا تحول دون تطبيق الطاقة المتجددة البرية وإعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه. وفي المقابل، تشير التحليلات إلى أن نقل الكهرباء النظيفة من الساحل إلى المنصات البحرية هو أمر ممكن من الناحيتين التشغيلية والاقتصادية، ويعود ذلك إلى القرب الجغرافي للمنصات ومسارات الكابلات في المياه الضحلة.

ويبقى الأثر المالي لإزالة الكربون من إمدادات الطاقة في المنصات البحرية محدودًا، إذ يضيف ما بين 0.07 إلى 0.12 دولار للبرميل بالنسبة إلى المسارات الثلاثة الرائدة. ورغم ضآلة هذه الزيادة مقارنة بأسعار النفط الخام، فإنها قد تكتسب أهمية في أنشطة التكرير والتسويق والتداول، حيث تُقاس الهوامش الربحية بفروق صغيرة لكل برميل.

ولذلك، ينبغي تقييم الجدوى التجارية لهذه التكاليف بالتوازي مع القيمة الاستثمارية المضافة التي تنتج عن خفض كثافة الانبعاثات الكربونية في مراحل الإنتاج الأولية، لا سيما في ظل التوجهات الناشئة لتسعير النفط الخام بناء على بصمته الكربونية. وبالنسبة إلى المنتجين الذين نجحوا بالفعل في القضاء شبه الكامل على الحرق لتقليص ما تبقى من كثافة الانبعاثات في منصات الاستخراج وصُنّفوا ضمن الأفضل عالميًا من حيث انخفاض كثافة انبعاثات الميثان، فإن كهربة المنشآت البحرية تمثل إحدى أهم الفرص المتبقية لتحقيق خفض انبعاثات أنشطة التنقيب والإنتاج.

المراجع

Albalawi, Ahmed A., Shahid Hasan, and Amro M. Elshurafa. 2025. "The Economics of Offshore Wind-Based Hydrogen Production in Saudi Arabia." *International Journal of Hydrogen Energy* 170: 151225. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.151225.

Alhadhrami, Khalid, Marie Petitet, Sarah Abuouf, Abdulelah Darandary, Timothy Laing, Frank Felder, and Amro Elshurafa. 2025. "Are There Adequate Materials and Land Resources for the Saudi Power Sector to Achieve Net Zero by 2060?" Riyadh: King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC). https://doi.org/10.30573/ks--2024-dp58.

Andreetta, Niccolò, Spyridon Chapaloglou, and Elisabetta Tedeschi. 2026. "Towards 100% Renewable-Powered Offshore Oil and Gas Platforms: Techno-Economic Evaluation of Optimal Power Plant Configurations." *Sustainable Energy, Grids and Networks* 46: 102167. https://doi.org/10.1016/j.segan.2026.102167.

Apeaning, Raphael, Puneet Kamboj, Diego Moya, Yang Qiu, Neal Graham, Kyle Page, Gokul Iyer, and Mohamad Hejazi. 2025. "Differentiating Upstream Crude Oil Carbon Intensities in a Net-Zero World." Riyadh: King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC). https://doi.org/10.30573/KS-2025--DP66. https://www.kapsarc.org/our-offerings/publications/differentiating-upstream-crude-oil-carbon-intensities-in-a-net-zero-world/.

American Petroleum Institute (API). 1991. *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API Recommended Practice 14E.* Fifth Edition, October 1991. Reaffirmed, March 2013. https://www.consultoracegroup.com/wp-content/uploads/API-RP-14E-Design-and-Installation-of-Offshore-Production-Platform-Piping-Systems-2013.pdf.

Aramco. 2025. *Saudi Aramco: Annual Report 2024.* https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/annual-reports/saudi-aramco-ara-2024-english.pdf.

Ayasse, Alana K., Andrew K. Thorpe, Daniel H. Cusworth, Eric A. Kort, Alan Gorchov Negron, Joseph Heckler, Gregory Asner, and Riley M. Duren. 2022. "Methane Remote Sensing and Emission Quantification of Offshore Shallow Water Oil and Gas Platforms in the Gulf of Mexico." *Environmental Research Letters* 17 (8): 084039. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac8566.

Ayub, Muhammad Waqas, Ameer Hamza, George A. Aggidis, and Xiandong Ma. 2023. "A Review of Power Co-Generation Technologies from Hybrid Offshore Wind and Wave Energy." *Energies* 16 (1). https://doi.org/10.3390/en16010550.

Banihabib, Reyhaneh, and Mohsen Assadi. 2023. "Towards a Low-Carbon Future for Offshore Oil and Gas Industry: A Smart Integrated Energy Management System with Floating Wind Turbines and Gas Turbines." *Journal of Cleaner Production* 423: 138742. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138742.

Barooni, Mohammad, Turaj Ashuri, Deniz Velioglu Sogut, Stephen Wood, and Shiva Ghaderpour Taleghani. 2022. "Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects." *Energies* 16 (1): 2. https://doi.org/10.3390/en16010002.

Bashetty, Srikanth, and Selahattin Ozcelik. 2021. "Review on Dynamics of Offshore Floating Wind Turbine Platforms." *Energies* 14 (19): 6026. https://doi.org/10.3390/en14196026.

Belletti, Elena, Nuomin Han, and Iván Pérez. 2023. *Playing by New Rules: How the CBAM Will Change the World.* Wood Mackenzie. https://www.woodmac.com/horizons/how-the-cbam-will-change-the-world/.

Boyce, Meherwan P. 2006. *Gas Turbine Engineering Handbook.* Second Edition. United States of America: Butterworth-Heinemann. https://soaneemrana.org/onewebmedia/GAS%20TURBINE%20ENGINEERING%20HAND%20BOOK%20BY%20MEHERWAN%20P.%20BOYCE%20%282nd%20Edtion%29.pdf.

BVG Associates. 2019. *Guide to an Offshore Wind Farm.* BVG Associates Limited (Published on Behalf of the Offshore Renewable Energy Catapult, The Crown Estate and Crown Estate Scotland). https://guidetoanoffshorewindfarm.com/.

Camargo, Rodrigo C., Hugo Sakamoto, Luís F. N. Lourenço, Maurício B. C. Salles, and Luiz Kulay. 2024. "Eco-Efficiency of Power Supply Systems for Offshore Platforms." *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* 7: 100475. https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100475.

Cole, Wesley, and Akash Karmakar. 2023. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update.* National Renewable Energy Laboratory (Golden, CO). https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf.

Congress.gov. 2025. *U.S. Withdrawal from the Paris Agreement: Process and Potential Effects.* April 14. https://www.congress.gov/crs-product/R48504.

COP28 UAE. 2023. "Oil and Gas Decarbonization Charter." https://www.ogdc.org/wp-content/uploads/2024/03/COP28-OG-Decarbonization-Charter.pdf.

Crane Co. 1988. "Flow of Fluids Through Valves, Fittings, and Pipe." Technical Paper No. 410. Reprint. https://www.scribd.com/document/733867654/CRANE-Technical-Paper-410-1705972152.

Dixit, Yash, Hassan El-Houjeiri, Jean-Christophe Monfort, Liang Jing, Yiqi Zhang, James Littlefield, Wennan Long, Christoph Falter, Alhassan Badahdah, Joule Bergerson, Raymond L. Speth, and Steven R. H. Barrett. 2023. "Carbon Intensity of Global Crude Oil Trading and Market Policy Implications." *Nature Communications* 14 (1): 5975. https://doi.org/10.1038/s41467-023-41701-z. https://doi.org/10.1038/s41467-023-41701-z.

Elgenedy, Mohamed, Khaled Ahmed, Graeme Burt, Graeme Rogerson, and Greg Jones. 2021. "Unlocking the UK Continental Shelf Electrification Potential for Offshore Oil and Gas Installations: A Power Grid Architecture Perspective." *Energies* 14 (21). https://doi.org/10.3390/en14217096.

Elshurafa, Amro M., Hatem Alatawi, Salaheddine Soummane, and Frank A. Felder. 2021. "Assessing Effects of Renewable Deployment on Emissions in the Saudi Power Sector Until 2040 Using Integer Optimization." *The Electricity Journal* 34 (6). https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106973.

European Union (EU). 2023. *Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 Establishing a Carbon Border Adjustment Mechanism*. Official Journal of the European Union: European Parliament & Council of the European Union. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj/eng.

European Union (EU). 2024. *Directive (EU) 2024/1760 on Corporate Sustainability Due Diligence*. Official Journal of the European Union: European Parliament & Council of the European Union. https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1760/oj/eng.

Everoze. 2020. *Characterisation of Key Resource Areas for Offshore Wind*. https://www.marinedataexchange.co.uk/details/2117/2020-everoze-characterisation-of-key-resource-areas-for-offshore-wind-a-report-for-the-crown-estate/summary.

Eyni, Leila, Milan Stanko, Heiner Schümann, and Ali Qureshi. 2022. "Dynamic Process Modeling of Topside Systems for Evaluating Power Consumption and Possibilities of Using Wind Power." *Energies* 15 (24). https://doi.org/10.3390/en15249482.

Gasim, Anwar, Walid Matar, and Abdelrahman Muhsen. 2023. "Using Satellite Technology to Measure Greenhouse Gas Emissions in Saudi Arabia." Riyadh: King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC). https://doi.org/10.30573/KS--2023-DP29.

Gas Processors Suppliers Association (GPSA). 2004. *GPSA Engineering Data Book*. Tulsa, Oklahoma: GPSA. https://www.academia.edu/34810797/ENGINEERING_DATA_BOOK.

Global Wind Energy Council (GWEC). 2025. *Global Offshore Wind Report 2025*. https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf.

Hayat, Muhammad Adnan, Shahid Hasan, and Amro M. Elshurafa. 2024. "Strategic Priorities and Cost Considerations for Decarbonizing Electricity Generation Using CCS and Nuclear Energy." *Energy Reports* 12: 2108–2122. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.08.017.

Honnur Vali, Mohamed Shaik, Naren Gupta, Keng Goh, and Tariq Umar. 2020. "Potential Regions in the Persian Gulf to Deploy Offshore Floating Photovoltaic Systems." *Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Energy* 173 (3): 94–100. https://doi.org/10.1680/jener.19.00061.

International Electrotechnical Commission (IEC). 2023. *IEC 60287-1-1: Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 1-1: Current Rating Equations (100% Load Factor) and Calculation of Losses – General*. https://www.en-standard.eu/bs-iec-60287-2-1-2023-electric-cables-calculation-of-the-current-rating-thermal-resistance-calculation-of-thermal-resistance/?gad_source=1&gad_campaignid=23589929400&gclid=EAIaIQobChMI_P_7qd2mlAMVlZVoCR2tuxs-EAAYASAAEgIOPPD_BwE.

International Energy Agency (IEA). 2023. *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*. https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions.

International Energy Agency (IEA). 2025. *Oil Market Report – April 2025*. https://www.iea.org/reports/oil-market-report-may-2025.

Ingram, Jamie. 2025. "Adnoc's $3.8bn Offshore Electrification Project Hits Key Milestone." *MEES*, January 24. https://www.mees.com/2025/1/24/power-water/adnocs-38bn-offshore-electrification-project-hits-key-milestone/dac8c830-da61-11ef-af78-0700af7faaf5#:~:text=The%20$3.8bn%20offshore%20electrification%20project%20(Project%20Lightning)%20is,led%20by%20Adnoc%20and%20Taqa%20Transmission%20(formerly%20Transco).

IPIECA. 2025. "Enhancing Energy Efficiency." https://www.ipieca.org/impact/action/energy-efficiency.

Karassik, Igor J., Joseph P. Messina, Paul Cooper, and Charles C Heald. 2007. *Pump Handbook*. New York: McGraw-Hill. https://www.hamrahsanat.com/filearchive/download/pump_handbook_third_edition_mcgraw_hill-karassik.pdf.

Kubil, Marek. 2025. "A Fork in the Road for Energy Storage." *PV Magazine*, February 11. https://www.pv-magazine.com/2025/02/11/a-fork-in-the-road-for-energy-storage/.

Longi. 2024. "LR5-72 HBD- 530~550M." https://static.longi.com/Hi_MO_5_LR_5_72_HBD_530_550_M_5dedd88088.pdf.

Martinez, Carlos. 2025. "Power from Shore for Nearly Half of Norwegian Oil and Gas Production." *World Ports Org.*, May 7. https://www.worldports.org/power-from-shore-for-nearly-half-of-norwegian-oil-and-gas-production/.

Masnadi, Mohammad S., Hassan M. El-Houjeiri, Dominik Schunack, Yunpo Li, Jacob G. Englander, Alhassan Badahdah, Jean-Christophe Monfort, James E. Anderson, Timothy J. Wallington, Joule A. Bergerson, Deborah Gordon, Jonathan Koomey, Steven Przesmitzki, Inês L. Azevedo, Xiaotao T. Bi, James E. Duffy, Garvin A. Heath, Gregory A. Keoleian, Christophe McGlade, D. Nathan Meehan, Sonia Yeh, Fengqi You, Michael Wang, and Adam R. Brandt. 2018. "Global Carbon Intensity of Crude Oil Production." *Science* 361 (6405): 851–853. https://doi.org/10.1126/science.aar6859.

Ministry of Energy. 2025. "Principal Buyer Awards Five Renewable Energy Projects with a Total Capacity of 4,500 Megawatts, Al-Dawadmi Sets a New Global Record in Wind Energy, and Najran Ranks Second Worldwide in Solar Energy." October 27. https://www.moenergy.gov.sa/en/media-center/news/principal-buyer-awards-five-renewable-projects-achieving-new-record-capacity.

Nakhai, Aryana Y. 2023. *Electrical Infrastructure Cost Model for Marine Energy Systems.* National Renewable Energy Laboratory (Golden, CO). https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/87184.pdf.

Nakhai, Aryana Y. 2024. "System Advisor Model (SAM)." National Renewable Energy Laboratory (NREL). https://sam.nrel.gov/.

National Laboratory of the Rockies (NLR). 2025. "The NLR Annual Technology Baseline (ATB)." https://atb.nrel.gov/.

Offshore Engineer. 2017. "Saudi Aramco Awards Zuluf, Safaniya work." November 9. https://www.oedigital.com/news/445203-saudi-aramco-awards-zuluf-safaniya-work?

Oliveira-Pinto, Sara, Paulo Rosa-Santos, and Francisco Taveira-Pinto. 2020. "Assessment of the Potential of Combining Wave and Solar Energy Resources to Power Supply Worldwide Offshore Oil and Gas Platforms." *Energy Conversion and Management* 223: 113299. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113299.

Petracca, Ermando, Emilio Faraggiana, Alberto Ghigo, Massimo Sirigu, Giovanni Bracco, and Giuliana Mattiazzo. 2022. "Design and Techno-Economic Analysis of a Novel Hybrid Offshore Wind and Wave Energy System." *Energies* 15 (8): 2739. https://doi.org/10.3390/en15082739.

Rehman, Shafiqur, Kashif Irshad, Mohamed A. Mohandes, Ali Al-Shaikhi, and Mohamed E. Zayed. 2024. "Comprehensive Evaluation of Solar Floating Photovoltaic Prospective in Saudi Arabia: Comparative Experimental Investigation and Thermal Performance Analysis." *Solar Energy* 283: 113015. https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.113015.

Riboldi, Luca, Marcin Pilarczyk, and Lars O. Nord. 2021. "The Impact of Process Heat on the Decarbonization Potential of Offshore Installations by Hybrid Energy Systems." *Energies* 14 (23): 8123. https://doi.org/10.3390/en14238123.

Rystad Energy. 2024. *(UCube) Upstream Database.* https://www.rystadenergy.com/services/upstream-solution.

Rystad Energy. 2025. *The Evolving Energy Landscape: A Global Outlook with Offshore Opportunities and Challenges.* https://www.rystadenergy.com/insights/review-offshore-opportunities-in-an-evolving-global-energy-landscape.

S&P Global. 2025. *A Roadmap to a Carbon-Differentiated Market.* https://www.spglobal.com/content/dam/spglobal/ci/en/documents/products/CI_0126_Carbon.pdf.

Saadallah, Nejm, and Yngve Heggelund. 2023. "Electrification of Oil and Gas Platforms by Wind Energy." *Energies* 16 (7): 3062. https://doi.org/10.3390/en16073062.

Sanchez, Santiago, Elisabetta Tedeschi, Jesus Silva, Muhammad Jafar, and Alexandra Marichalar. 2017. "Smart Load Management of Water Injection Systems in Offshore Oil and Gas Platforms Integrating Wind Power." *IET Renewable Power Generation* 11 (9): 1153–1162. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0989.

Schlömer, S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser. 2014. "*Annex III: Technology-Specific Cost and Performance Parameters.*" In *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge, United Kingdom, and New York, USA: Cambridge University Press). https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf.

Schmitt, Tommy, Sally Homsy, Hari Mantripragada, Mark Woods, Hannah Hoffman, Travis Shultz, Timothy Fout, and Gregory Hackett. 2023. *Cost and Performance of Retrofitting NGCC Units for Carbon Capture – Revision 3.* National Energy Technology Laboratory (NETL). https://www.osti.gov/biblio/1961845.

Singlitico, Alessandro, Jacob Østergaard, and Spyros Chatzivasileiadis. 2021. "Onshore, Offshore or In-Turbine Electrolysis? Techno-Economic Overview of Alternative Integration Designs for Green Hydrogen Production into Offshore Wind Power Hubs." *Renewable and Sustainable Energy Transition* 1: 100005. https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005.

Srinivasan, Chellapillai Veliathur Chinnasamy, Prashant Kumar Soori, and Fadi A. Ghaith. 2024. "Techno-Economic Feasibility of the Use of Floating Solar PV Systems in Oil Platforms." *Sustainability* 16 (3): 1039. https://doi.org/10.3390/su16031039.

Strategy&. 2025. *Rethinking Corporate Decarbonization: From Enterprise Targets to Product Strategies.* Strategy& Middle East and World Future Energy Summit. https://www.strategyand.pwc.com/m1/en/strategic-foresight/sector-strategies/ers/rethinking-corporate-decarbonization/rethinking-corporate-decarbonization.pdf.

Ueda, Yoshinori, Hidehiko Itaka, and Kosuke Inoue. 2003. "Mitsubishi New Wind Turbines: MWT-1000A & MWT-S2000." *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review* 40 (4). https://www.mhi.com/technology/review/sites/g/files/jwhtju2326/files/tr/pdf/e404/e404238.pdf.

Vo, Thi Thu Em, Hyeyoung Ko, Junho Huh, and Namje Park. 2021. "Overview of Possibilities of Solar Floating Photovoltaic Systems in the Offshore Industry." *Energies* 14 (21): 6988. https://doi.org/10.3390/en14216988.

Voldsund, Mari, Adriana Reyes-Lúa, Chao Fu, Mario Ditaranto, Petter Nekså, Marit J. Mazzetti, Olaf Brekke, Arne Ulrik Bindingsbø, David Grainger, and Jostein Pettersen. 2023. "Low Carbon Power Generation for Offshore Oil and Gas Production." *Energy Conversion and Management: X* 17: 100347. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100347.

Yasemi, Sara, Yasin Khalili, Ali Sanati, and Mohammadreza Bagheri. 2023. "Carbon Capture and Storage: Application in the Oil and Gas Industry." *Sustainability* 15 (19): 14486. https://doi.org/10.3390/su151914486.

الملحق: التفاصيل المنهجية والفرضيات التقنية

الملحق أ. إطار نمذجة الأحمال الكهربائية البحرية (KAP-LOAD)

أ1. الغرض والدور

تقدّر هذه الدراسة الطلب على الطاقة الكهربائية في الحقول البحرية باستخدام إطار KAP-LOAD، وهو نموذج حسابي معياري طُوّر لتقدير إجمالي متطلبات الطاقة الكهربائية في منشآت النفط والغاز البحرية. ويهدف هذا الإطار إلى توفير تقديرات متسقة وشفافة للطلب على الكهرباء على مستوى كل حقل، بحيث تكون مناسبة لدراسات جدوى خطط الكهربة والدمج مع نماذج تحسين منظومات الطاقة.

وعلى خلاف المقاربات المبسطة التي تفترض أرقامًا موحدة بالميجاواط لكل منصة، يبني نموذج KAP-LOAD الطلب على الكهرباء وفق نهج تصاعدي (من القاعدة إلى القمة)، من خلال تمثيل صريح للمنظومات الإنتاجية والخدمية الرئيسة المسؤولة عن استهلاك الطاقة في الحقول البحرية. ويتيح هذا النهج رصد التباين والاختلاف بين الحقول الناجم عن الفروقات في معدلات الإنتاج، وظروف المكامن، وإستراتيجيات الرفع الاصطناعي، ومتطلبات معالجة المياه، وتكوينات معالجة الغاز.

وفي هذه الدراسة، يُسْتخدم إطار KAP-LOAD حصريًا لإنشاء خطوط الأساس لمنحنيات الأحمال الكهربائية البحرية، التي تُستخدم بوصفها مدخلات ثابتة في عمليات التحسين الاقتصادي-التقني اللاحقة لمسارات إمداد الطاقة البديلة.

أ2. نطاق النموذج وتغطية المنظومات الفرعية

يعتمد نموذج KAP-LOAD في تقدير إجمالي الطلب على الطاقة الكهربائية بحقول النفط والغاز البحري على احتساب معدلات استهلاك الطاقة وتجميعها في ستة منظومات فرعية رئيسة تشكل القوام الأساسي لمنشآت إنتاج النفط البحرية:

1. **أنظمة الرفع الاصطناعي**

الحمل الكهربائي المرتبط بالمضخات الكهربائية الغاطسة المستخدمة في الرفع الاصطناعي. يأخذ النموذج في الحسبان معدلات إنتاج الحقل، وإنتاجية المكمن، وعمق الآبار، وهندسة أنابيب الإنتاج، والقيود التشغيلية. وبناء على هذه المعطيات، يحدد النموذج العدد الإجمالي للآبار المنتجة أو سرعة تدفق السوائل داخل الأنابيب استنادًا إلى خصائص كل حقل.

2. **أنظمة حقن المياه**

متطلبات الطاقة الكهربائية لتعزيز ضغط حقن المياه وفق فلسفات تشغيلية بديلة (مثل تعويض الفراغ الناتج عن الإنتاج، أو الحقن بمعدل ثابت، أو التكوينات التي لا تتطلب مياه تعويض). يمكن تطبيق تعزيز الضغط البحري على مياه التعويض بمفردها أو على مزيج من مياه الإنتاج المعاد حقنها ومياه التعويض معًا.

3. **معالجة مياه الإنتاج**

متطلبات الطاقة لإدارة مياه الإنتاج، مع التمييز بين المعالجة البحرية فوق المنصات (مثل الفرازات المخروطية أو تعويم الغاز المستحث) ونقلها إلى مركز معالجة ساحلي أو جزيرة.

4. **أنظمة ضغط الغاز**

يُقصد بها الطلب الكهربائي المرتبط بضغط الغاز المصاحب لإنتاج النفط في محطة فصل الغاز عن النفط. ويُحتسب حمل الضغط بوصفه دالة لنسبة الغاز إلى النفط، وضغوط السحب والتفريغ، وكفاءة الكابس. وتتيح أداة تبديل الموقع استبعاد مهام الضغط من الأحمال البحرية إذا كانت محطة الفصل تقع في جزيرة تجميع رئيسة.

5. وحدات استرجاع الأبخرة

يُقصد بها طاقة الضغط الإضافية لوحدات استرجاع الأبخرة، وتُحتسب في النموذج بوصفها نسبة مئوية من إجمالي كميات الغاز المتدفقة وفقًا لمعدل كثافة تشغيلية يحددها المستخدم.

6. الأحمال الأخرى والمساعدة

يمثل هذا البند قيمة ثابتة يحددها المستخدم لتغطية استهلاك الطاقة الكهربائية المتنوعة في المنصة البحرية، ويشمل ذلك مرافق المنصة العمومية، ووحدات الإقامة والإعاشة، بالإضافة إلى أنظمة التحكم والتشغيل.

يوفر النموذج تفصيلًا دقيقًا لمعدلات استهلاك الطاقة في الأنظمة الفرعية، إلى جانب تحديد إجمالي الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية بوحدة الميجاواط.

أ3. بنية النموذج

يُصاغ نموذج KAP-LOAD بوصفه إطارًا تصاعديًا من القاعدة إلى القمة، قائم على وحدات مستقلة تعمل بناء على هيكل مدخلات مركزي مشترك. وتُخزن جميع المعلمات الفيزيائية والتشغيلية والتكوينية في بنية مدخلات موحدة، ما يضمن الاتساق الداخلي بين جميع المنظومات الفرعية. يتبع سير العمل الحسابي ثلاث مراحل رئيسة:

1. المعالجة المسبقة وتهيئة المدخلات (بما في ذلك تحويل الوحدات وحسابات خصائص السوائل عند الحاجة).
2. التنفيذ المستقل لكل وحدة من وحدات المنظومات الفرعية.
3. تحليل السيناريوهات وتجميع مخرجات المنظومات الفرعية لحساب إجمالي الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية.

يُحسب إجمالي الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية وفق المعادلة الآتية:

$$P_total = P_ESP + P_WI + P_PW + P_GOSP + P_VRU + P_other \quad \text{(A1)}$$

إذ يمثل كل حد في المعادلة الحمل الكهربائي البحري في حالته المستقرة بالميجاواط لمنظومة فرعية رئيسة؛ وتشير *P_ESP* إلى أنظمة الرفع الاصطناعي (المضخات الكهربائية الغاطسة)، و*P_WI* إلى أنظمة حقن المياه، و*P_PW* إلى معالجة مياه الإنتاج، و*P_GOSP* إلى ضغط الغاز في معمل فصل الغاز عن النفط، و*P_VRU* إلى وحدات استرجاع الأبخرة، و*P_other* إلى الأنظمة المساعدة والخدمية (الإقامة، التكييف، التحكم، وهامش الطوارئ).

وتُستبعد المنظومات الفرعية المصنفة على أنها تقع في جزيرة أو مركز ساحلي من المجموع البحري لتظهر المعادلة الأحمال البحرية فقط. وتُنتَج مخرجات تشخيصية —مثل عدد الآبار الفعلية، وسرعة التدفق في الأنابيب، وفرق الضغط الهيدروليكي— للتحقق من أن ظروف التشغيل المنمذجة تظل معقولة من الناحيتين الفيزيائية والتشغيلية.

أ4. المدخلات ومعلمات التكوين

يتطلب نموذج KAP-LOAD الفئات الآتية من المدخلات ومعلمات التكوين:

- **بيانات الإنتاج والمكمن:** معدل إنتاج النفط، ونسبة الماء إلى النفط، ونسبة الغاز إلى النفط، وضغط المكمن، ومؤشر الإنتاجية، وعمق البئر.
- **تكوين الرفع الاصطناعي:** نسبة الآبار المنتجة المجهزة بمضخات، وسرعة التدفق المستهدفة في أنابيب الإنتاج (اختياري)، وكفاءة المضخة.
- **تكوين حقن المياه:** نسبة تعويض الفراغ الناتج عن الإنتاج، ونسبة إعادة حقن مياه الإنتاج، وفارق ضغط المضخة المعززة، ونمط التشغيل.
- **معالجة مياه الإنتاج:** إعدادات المعالجة البحرية فوق المنصات مقابل النقل إلى الساحل/الجزيرة، وفروق الضغط المصاحبة لها.
- **معالجة الغاز والأبخرة:** ضغوط الكبس، ونسبة وحدات استرجاع الأبخرة، وكثافة الضغط، وموقع المعالجة (بحري مقابل جزيرة ساحلية).
- **الأحمال المساعدة:** مخصص كهربائي ثابت للأنظمة البحرية المتنوعة.

تتيح هذه المدخلات للنموذج تمثيل نطاق واسع من تكوينات المنشآت البحرية وإستراتيجيات التطوير.

أ5. تطبيق نموذج KAP-LOAD على الحقول البحرية السعودية

يُطبق نموذج KAP-LOAD على خمسة حقول نفط بحرية رئيسة في المملكة العربية السعودية، وهي: برّي، والسفانية، وأبو سعفة، ومرجان، وظلوف. وتغطي هذه الحقول مجتمعة نطاقًا واسعًا من أحجام الإنتاج، وخصائص المكامن، وإستراتيجيات الرفع الاصطناعي، وتكوينات المعالجة، مما يوفر أساسًا ممثلًا لتقييم الطلب على الكهرباء في المنصات البحرية تحت ظروف التشغيل السعودية.

وقد أخذنا معدلات إنتاج النفط السنوية لعام 2024 من قاعدة بيانات المنبع 'UCube' التابعة لمؤسسة 'ريستاد إنرجي' (Rystad Energy 2024). أما معلمات المكمن والسوائل — بما في ذلك نسبة الماء إلى النفط، ونسبة الغاز إلى النفط، وعمق المكمن، ومؤشر الإنتاجية، وضغط المكمن — فقد استُمدت مباشرة من الدراسات والأبحاث المنشورة الخاصة بكل حقل عند توفرها، أو اختيرت من نماذج مماثلة قريبة بما يتوافق مع البيانات والتحليلات العالمية الموثقة في دراسات (Masnadi et al. 2018) و(Dixit et al. 2023). ويضمن هذا النهج بقاء المدخلات الخاصة بكل حقل واقعية ومستندة إلى ظروف التشغيل الفعلية مع الحفاظ على اتساقها مع المعايير المرجعية العالمية المعتمدة لتوصيف أنظمة المنبع.

أ6. تكوين مراكز التجميع وتوزيع الأحمال

تتطلب ترجمة بيانات الإنتاج على مستوى حقول النفط والغاز إلى أحمال كهربائية بحرية وضع عدة فرضيات هندسية رئيسة. وقد اختيرت هذه الفرضيات لتكون متحفظة، ومعقولة فيزيائيًا، ومتوافقة مع الممارسات التصميمية للمنشآت البحرية.

أ1.6. نسب المضخات الكهربائية الغاطسة بحسب الحقل

إن اعتماد حقل السفانية المستمر منذ فترة طويلة على عمليات الرفع الاصطناعي بالغاز يبرر خفض معامل المضخات الكهربائية الغاطسة إلى 0.20 فقط. أما الحقول الأخرى —مثل برّي، ومرجان، وظلوف— فقد صُمم استهلاك الطاقة فيها على أساس معامل مرتفع 0.80، مما يظهر اعتمادًا أكبر على الرفع الاصطناعي الكهربائي، في حين تبنّى حقل أبو سعفة نسبة متوسطة تبلغ 0.40 تظهر الاعتماد الجزئي على الدفع الطبيعي للمكمن. وتتوافق هذه الاختيارات مع آليات الدفع للمكامن، ومستوى نضج الحقول، والنماذج المماثلة الموثقة في دراسات (Masnadi et al. 2018) و(Dixit et al. 2023).

أ2.6. سرعة التدفق المستهدفة في أنابيب الإنتاج (0.8 متر في الثانية)

لحماية أنابيب الإنتاج من تآكل الجدران وانخفاض الضغط الناتج عن الاحتكاك، أُعتمد حد أعلى لسرعة الجريان يتسم بالتحفظ، لا يتجاوز 0.8 متر في الثانية. وتُعد هذه القيمة أقل بكثير من حدود السرعة المسببة للتآكل المحددة في معيار API RP 14E (API 1991)، وأدنى من النطاق التشغيلي الاقتصادي المعتاد الذي يتراوح بين 1 و3 متر في الثانية الموصى به في مرجع تدفق السوائل *Crane TP-410: Flow of Fluids* (Crane Co. 1988).

أ3.6. ضغط تعزيز طاقة حقن المياه (250 psi)

تعزى زيادة ضغط الرفع التكميلي المقدر بـ 250 رطلًا على البوصة المربعة إلى توفير هامش أمان قياسي في أنظمة ومضخات حقن المياه بالمنصات البحرية. ويتطابق هذا التقدير مع الأرقام الواردة في مرجع Pump Handbook (Karassik et al. 2007). ويُعد هذا الهامش نموذجيًا لمضخات حقن المياه الطاردة مركزيًا لتعويض الخسائر في خطوط الأنابيب، وفروق الضغط في صمامات التحكم، والتفاوت التشغيلي لفتحات آبار الحقن.

أ4.6. كفاءة المضخات

تتوافق معدلات كفاءة التشغيل المحددة في النموذج (وهي 75% لمضخات الحقن الداعمة و65% لمضخات مياه الإنتاج) مع المعايير القياسية الموثقة في مرجع (Karassik et al. 2007). وتُعد هذه الأرقام طبيعية لمضخات الطرد المركزي الضخمة التي تتعامل مع الخدمات النظيفة والملوثة على التوالي.

أ5.6. انخفاض الضغط في منظومة معالجة مياه الإنتاج (50 رطلًا على البوصة المربعة للمنصات البحرية)

يُعزى الانخفاض المُقدَّر في الضغط والبالغ 50 رطلًا على البوصة المربعة في منظومات معالجة مياه الإنتاج البحرية إلى خسائر التدفق داخل الفرازات المخروطية ووحدات تعويم الغاز المستحث. وتدعم قيم التصميم البحرية الموثقة التي تتراوح بين 30 و100 رطل على البوصة المربعة هذه التقديرات وفقًا لمرجع (GPSA 2004).

أ6.6. انخفاض الضغط عند نقل مياه الإنتاج إلى الجزيرة (65 رطلًا على البوصة المربعة، لحقل برّي فقط)

بالنسبة إلى حقل 'برّي'، فقد اعتمد النموذج قيمة ثابتة لانخفاض الضغط بمقدار 65 رطلًا على البوصة المربعة، وذلك لمحاكاة خسائر التدفق الناتجة عن شحن وضخ المياه المنتجة عبر خط أنابيب بحري مغمور يمتد لمسافة 1.5 كيلومتر تقريبًا. وقد احتُسب هذا الفاقد بتطبيق صيغة 'دارسي-وايزباخ' (Darcy-Weisbach)، بما يتوافق مع توجيه *Crane TP-410* الوارد في مرجع (Crane Co. 1988).

أ7.6. أساس كثافة ضغط الغاز ووحدات استرجاع الأبخرة

يرتكز نموذج KAP-LOAD في تحديد كثافة الضغط ووحدات استرجاع الأبخرة (المُعبّر عنها بالميجاواط لكل مليون قدم مكعب قياسي في اليوم) على النظريات الهندسية القياسية لتوربينات الغاز وفق ما توضح في مرجعَي (Boyce 2006) و(GPSA 2004). وتوفر هذه المراجع الأساس الحراري-الفيزيائي لتقدير متطلبات الطاقة الكهربائية المرتبطة بضغط الغاز واسترجاع الأبخرة.

جدول أ1. معلّمات المدخلات على مستوى الحقول المستخدمة في نموذج KAP-LOAD لحقول النفط البحرية السعودية الرئيسة

المعلّمة	برّي	السفانية	أبو سعفة	مرجان	ظلوف
معدل إنتاج النفط (برميل في اليوم)	390,765	1,084,973	271,600	268,306	461,189
نسبة الماء إلى النفط (برميل ماء لكل برميل نفط)	0.25	0.33	0.50	1.50	0.43
نسبة الغاز إلى النفط (قدم مكعب لكل برميل)	313.86	118.20	324.00	650.00	147.54
عمق المكمن (قدم)	8,298	5,248	6,597	6,798	5,798
مؤشر الإنتاجية (برميل لكل يوم لكل رطل على البوصة المربعة)	89.4	141.0	116.6	116.6	100.0
ضغط المكمن (رطل على البوصة المربعة المطلقة)	2,493	2,950	2,750	1,462	2,950
نسبة المضخات الكهربائية الغاطسة (-)	0.80	0.20	0.40	0.80	0.80
معالجة مياه الإنتاج	نقل إلى الجزيرة	معالجة بحرية	معالجة بحرية	معالجة بحرية	معالجة بحرية
انخفاض ضغط مياه الإنتاج (رطل على البوصة المربعة)	65	50	50	50	50
موقع محطة فصل الغاز	جزيرة	بحري	بحري	بحري	بحري
موقع وحدة استرجاع الأبخرة	جزيرة	بحري	بحري	بحري	بحري

تتبنّى جميع المعلّمات الأخرى (مثل لزوجة السوائل، وخشونة الأنابيب، وخسائر الضغط في أنظمة التحكم) قيمًا افتراضية نموذجية في الصناعة تتوافق مع ممارسات التصميم البحري والصيغ الفيزيائية المطبقة في نموذج KAP-LOAD. وعند عدم توفر بيانات خاصة بالحقل، تُستخدم تقديرات مستمدة من نماذج مشابهة ضمن النطاقات المنشورة، مع توثيقها لضمان الشفافية وقابلية التتبع.

أ7. نتائج نموذج KAP-LOAD: الأحمال الكهربائية البحرية على مستوى المنظومات الفرعية والإجمالية

يوضح الجدول أ2 مخرجات نموذج KAP-LOAD لكل حقل، بما في ذلك الأحمال الكهربائية البحرية على مستوى المنظومات الفرعية وإجمالي الطلب البحري. تمثل القيم المذكورة الحمل الكهربائي التشغيلي، ويُطبق معامل الأحمال الاسمية على حدة لاحتساب تيارات بدء تشغيل المحركات، والخسائر الكهربائية، وهوامش الطوارئ التصميمية النموذجية في أنظمة الطاقة البحرية.

جدول أ2. الأحمال الكهربائية البحرية على مستوى المنظومات الفرعية والإجمالية المقدرة باستخدام إطار KAP-LOAD

الحقل	المضخات الكهربائية الغاطسة (ميجاواط)	حقن المياه (ميجاواط)	مياه الإنتاج (ميجاواط)	محطة فصل الغاز (ميجاواط)	وحدة استرجاع الأبخرة (ميجاواط)	المجموع الفرعي (ميجاواط)	الحمل التشغيلي الإجمالي (ميجاواط)	حمل اللوحة الاسمية (ميجاواط)
أبو سعفة	5.87	0.57	0.13	8.18	0.28	15.03	15.03	22.09
ظلوف	8.24	3.32	0.19	6.33	0.22	18.30	18.30	26.90
برّي	26.90	2.52	0.12	0.00	0.00	29.54	29.54	43.43
مرجان	50.56	1.70	0.39	16.21	0.56	69.43	69.43	101.06
السفانية	1.82	7.36	0.35	11.92	0.41	21.86	21.86	32.13
الإجمالي (كل الحقول)	**93.39**	**15.47**	**1.18**	**42.64**	**1.47**	**154.15**	**154.15**	**226.61**

ملحوظة: نُمذِج حقل برّي بوصفه نظام إنتاج بحريًا فقط، إذ يُوجه نقل مياه الإنتاج ومعالجة الغاز إلى 'جزيرة أبو علي'؛ ولذلك تُستبعد أحمال محطة فصل الغاز ووحدة استرجاع الأبخرة من المجموع البحري. حمل اللوحة الاسمية = الحمل التشغيلي × 1.47، لاحتساب الخسائر الكهربائية، وتيارات البدء، وهوامش الطوارئ النموذجية لأنظمة الطاقة البحرية.

أ8. تفسير مخرجات نموذج KAP-LOAD

تسلط نتائج إطار KAP-LOAD الضوء على التباين الكبير في الطلب على الكهرباء بين الحقول البحرية السعودية. إذ تستأثر أنظمة الرفع الاصطناعي بأعلى حصة من استهلاك الطاقة في الحقول التي تعتمد بكثافة على المضخات الكهربائية الغاطسة (مثل حقلي مرجان وبرّي)، في حين يمثل ضغط الغاز حملًا رئيسًا في الحقول ذات نسب الغاز إلى النفط المرتفعة والتي تجري فيها عمليات معالجة بحرية واسعة (مثل حقلي مرجان والسفانية). وتتفاوت طاقة حقن المياه على نحو واسع تماشيًا مع فلسفة الحقن وممارسات إعادة حقن مياه الإنتاج.

وتوفر هذه النتائج المفصلة بحسب المنظومات الفرعية الأساس الكمي لتحديد المستهلكين الأساسيين للطاقة، وتُشكل كذلك مدخلات أحمال خط الأساس البحرية الثابتة لتحسين نظام الطاقة وتحليل مسارات إزالة الكربون المعروضة في جوهر الدراسة.

الملحق ب. فرضيات تكلفة تقنيات إمداد الطاقة وكفاءتها التشغيلية

ب1. أساس التكلفة، سنة السعر، وأفق النمذجة

لضمان دقة المقارنات المالية وتجنب التشوهات الحسابية الناتجة عن التضخم، وحّد الباحثون جميع المدخلات التقنية الاقتصادية في نموذج تحسين منظومة الطاقة بناء على القوة الشرائية الثابتة للدولار الأمريكي لعام 2025. ويحدد النموذج أفقًا زمنيًا للتقييم الاقتصادي يمتد إلى 25 عامًا بالنسبة إلى تقنيات الطاقة المتجددة، و30 عامًا بالنسبة إلى محطات التوليد القائمة على الغاز، و10 أعوام بالنسبة إلى أنظمة تخزين الطاقة بالبطاريات، بما يتوافق مع الأعمار الافتراضية ودورات الاستبدال الملحوظة في تطبيقات المرافق الخدمية.

ويستشرف الباحثون التكاليف الرأسمالية للمشروع من عام 2025 إلى عام 2030 باستخدام فرضيات التعلم الخاصة بكل تقنية (وهي فرضيات تعتمد على فكرة أن التكاليف تنخفض تدريجيًا مع تطور التقنية وزيادة الخبرة). وتُستمد هذه الفرضيات من مصدرين أساسيين: الأول هو 'المؤشر التقني السنوي' الذي تصدره مؤسسة National Laboratory of the Rockies (NLR 2025)، والثاني هو اتجاهات الأسعار الفعلية التي جرى رصدها مؤخرًا في مشروعات المرافق الخدمية في السوق السعودي:

$$CAPEX_2030 = CAPEX_2025 \times (1 - g)^{(2030 - 2025)} \quad (A2)$$

إذ تشير *CAPEX_2025* إلى النفقات الرأسمالية الأولية في عام 2025 بالدولار الأمريكي، و*g* هو معدل الانخفاض السنوي الحقيقي للتكلفة (الخاص بكل تقنية)، ويمثل (*2025-2030*) فترة 5 سنوات. تفترض هذه الصيغة تعلمًا تدريجيًا ونضجًا مستمرًا لسلاسل الإمداد عوضًا من حدوث صدمات مفاجئة تشبه صدمات تكلفة المشروعات المنفردة.

ب2. فرضيات أسعار الوقود

يُقدَّر سعر الغاز الطبيعي في النموذج بـ 3 دولارات لكل مليون وحدة حرارية بريطانية بحلول عام 2030، بما يتوافق مع توقعات الأسعار التوازنية الخاصة بالمملكة العربية السعودية والتي تظهر توسع إمدادات الغاز غير المصاحب وانخفاض الطلب في قطاع الطاقة نتيجة النشر الواسع لمشروعات الطاقة المتجددة (Matar, Gasim, and Muhsen 2025). وتُعتمد فرضيات مماثلة لأسعار الغاز في البحوث التي تُعنى بدراسة التوسع في السعات لإنتاجية لقطاع الطاقة السعودي (Elshurafa et al. 2021). وتُعامل أسعار الوقود بوصفها مدخلات خارجية، تُطبق على نحو موحد عبر جميع تقنيات التوليد القائمة على الغاز.

ب3. فرضيات التكلفة والأداء الخاصة بالتقنيات

ب1.3. الطاقة الشمسية الكهروضوئية البرية

يُفترض أن تظل الطاقة الشمسية الكهروضوئية بين أقل مصادر الطاقة النظيفة تكلفة في المنطقة؛ إذ تُشير مناقصات المشتري الرئيس السعودي الأخيرة إلى تكاليف مستوية للكهرباء تتراوح بين 11 و15 دولارًا للميجاواط في الساعة (Ministry of Energy 2025). ويشمل هذا النطاق كلًا من الأنظمة الشمسية وطاقة الرياح البرية، ويتوافق مع دراسات أوسع لمسارات الوصول إلى الحياد الصفري في السعودية (Alhadhrami et al. 2025).

الفرضيات الرئيسة:

- معدل انخفاض النفقات الرأسمالية: 5% معدل نمو سنوي مركب حتى عام 2030.
- النفقات التشغيلية الثابتة: 18 دولارًا للكيلوواط في السنة.
- النفقات التشغيلية المتغيرة: 0 دولار للميجاواط في الساعة.
- معامل السعة: 28.3%، مستمد من منحنيات التوليد الساعية.
- كثافة الانبعاثات: 0 رطل للميجاواط في الساعة.

ب2.3. طاقة الرياح البرية

يُفترض أن تشهد طاقة الرياح البرية تعلمًا أكثر تدرجًا نظرًا إلى نضجها التقني الأكبر.

وتمثلت الفرضيات الرئيسة (بناء على المراجع السابقة نفسها للألواح الشمسية الكهروضوئية) في ما يأتي:

- معدل انخفاض النفقات الرأسمالية: 2% معدل نمو سنوي مركب حتى عام 2030.
- النفقات التشغيلية الثابتة: 25 دولارًا للكيلوواط في السنة.
- النفقات التشغيلية المتغيرة: 0 دولار للميجاواط في الساعة.
- معامل السعة: 30.6%، بناء على منحنيات الرياح الإقليمية.
- كثافة الانبعاثات: 0 رطل للميجاواط في الساعة.

ب3.3. سيناريو خط الأساس المعتمد على الغاز الطبيعي (محطات التوربينات الغازية ذات الدورة المركبة البرية التي تغذّي أحمالًا بحرية)

يفترض سيناريو خط الأساس تزويد المنصات بالكهرباء من محطة برية تعمل بتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة، وذلك عبر كابلات بحرية مغمورة.

الفرضيات الرئيسة:

- معدل الاستهلاك الحراري: 6.360 وحدة حرارية بريطانية للكيلوواط في الساعة.
- النفقات التشغيلية الثابتة: 16.7 دولارًا للكيلوواط في السنة.
- النفقات التشغيلية المتغيرة: 7.2 دولار للميجاواط في الساعة.
- معامل الجاهزية: 98%.
- كثافة الانبعاثات: 900 رطل من ثاني أكسيد الكربون لكل ميجاواط في الساعة.

ب4.3. توليد الكهرباء بالغاز الطبيعي مع احتجاز الكربون وتخزينه

تُنمذج محطات الغاز المزودة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه بوصفها وسيلة توليد بري مع احتجاز جيولوجي لثاني أكسيد الكربون وضغطه ونقله وتخزينه، متفادية بذلك قيود المساحة والوزن والبخار البحرية التي تحد من جدوى احتجاز الكربون فوق المنصات نفسها.

وتُمثل تهيئتان لتقنية احتجاز الكربون وتخزينه في ما يأتي:

1. إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه: إضافة وحدة احتجاز بالأمين إلى محطة التوربينات الغازية ذات الدورة المركبة الحالية.
2. المحطات الجديدة المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه: دمج وحدة احتجاز الكربون وتخزينه منذ مرحلة التصميم الأولى.

تتوافق نطاقات النفقات الرأسمالية مع الدراسات المنشورة (Schmitt et al. 2023; Hayat, Hasan, and Elshurafa 2024):

- إعادة التأهيل: في حدود 1,600 دولار للكيلوواط.
- المحطات الجديدة: تصل إلى 2,800 دولار للكيلوواط.
- معدل الاحتجاز: يصل إلى 90%.

وفي ما يتعلق بكيفية معالجة 'كفاءة الطاقة' واحتساب ما يُعرف بالفقد في الطاقة، فإن الدارسة تأخذ في الحسبان أن تشغيل المعدات المخصصة لاحتجاز ثاني أكسيد الكربون يستهلك حتمًا كمية ضخمة من الطاقة الكهربائية والحرارية التي تنتجها المحطة نفسها، إذ يظهر تأثير هذا الفقد في النماذج الحسابية على شكل تراجع مباشر في في كفاءة المحطة، ويصاحب ذلك ارتفاع في معدل الاستهلاك الحراري الفعلي وزيادة ملحوظة في الأحمال المساعدة والذاتية اللازمة لتشغيل المضخات والضاغطات التابعة لمنظومة الاحتجاز، وهو ما يرفع استهلاك الوقود لكل ميجاواط في الساعة صافية ويزيد تكلفة التشغيل.

وبالنسبة إلى تكاليف نقل ثاني أكسيد الكربون وتخزينه (سلسلة احتجاز الكربون وتخزينه الكاملة)، فإن النموذج يحسب هذه التكاليف بوصفها أعباء تشغيلية متغيرة تبلغ 23.50 دولارًا لكل طن من ثاني أكسيد الكربون مستمدة من تمثيل شبكة أنابيب ومقاسم إقليمية: شبكة أنابيب بطول 100 كم، ونموذج تخزين مركزي، ونسبة استفادة 85% (Hayat, Hasan, and Elshurafa 2024).

تُظهر الانبعاثات المتبقية كمية ثاني أكسيد الكربون غير المحتجز واستهلاك الطاقة المساعدة، وهو ما ينتج كثافة انبعاثات منمذجة تبلغ 128 رطلًا لكل ميجاواط في الساعة. وتزيل وحدة الاحتجاز 90% من ثاني أكسيد الكربون من مجرى الغاز العادم. ومع ذلك، ونظرًا إلى الفقد في الكفاءة الحرارية المصاحب لعمليتي تجديد المذيبات وضغط الغاز، فإن إجمالي معدل الانبعاثات الصادرة عن المحطة المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه (نحو 1,280 رطلًا لكل ميجاواط في الساعة قبل الاحتجاز) يتجاوز سيناريو خط الأساس غير الخاضع للحد من الانبعاثات. ولذلك، فإن كثافة الانبعاثات الصافية البالغة 128 رطلًا للميجاواط في الساعة تمثل خفضًا بنسبة 86% تقريبًا على مستوى النظام مقارنة بخط الأساس.

ب5.3. الأنظمة الكهروضوئية العائمة البحرية

تُعامل تقنية الأنظمة الكهروضوئية العائمة بوصفها تقنية بحرية ناشئة. وتتضمن فوائد الأداء في المناخات الحارة التبريد بمياه البحر وتقليل تراكم الغبار (Honnur Vali et al. 2020). وتُظهر محاكاة مشروع تجريبي لهذه الأنظمة بسعة 530 كيلوواط في أبوظبي مكاسب طاقة تبلغ 2.3% بسبب التبريد، مع معامل سعة يتراوح بين 19%-20% (Srinivasan, Soori, and Ghaith 2024).

وتشير دراسة تجريبية أُجريت في المملكة العربية السعودية بالقرب من مدينة الظهران إلى أن النفقات الرأسمالية لهذه الأنظمة القريبة من الشاطئ تتراوح بين 800 و1,200 دولار للكيلوواط (Rehman et al. 2024). وقد اعتُمدت هذه القيمة بوصفها حدًا أدنى للمقارنة المرجعية، نظرًا إلى ضحالة العمق (بين 1 و1.5 متر) وقصر المسافة عن الشاطئ (25 مترًا).

وفي ما يتعلق بآلية احتساب تكاليف المشروعات البحرية، وتلبية لمتطلبات العمل المتغيرة والأكثر عمقًا في عرض البحر المفتوح، تطبق الدراسة 'معامل تصعيد التكلفة'؛ ويأتي ذلك لمواجهة الارتفاع الحتمي في النفقات الناتجة عن الحاجة إلى هياكل إنشائية أكثر متانة وقوة لتحمل الأمواج العاتية، ومنظومات تثبيت ومرابط متطورة لتأمين المنصات في الأعماق، بالإضافة إلى شبكات كابلات بحرية متينة ومعزولة قادرة على نقل الطاقة بكفاءة تحت الماء، بما يتوافق مع مرجعَي (Srinivasan, Soori, and Ghaith 2024) و(Vo et al. 2021).

ومن أهم الفرضيات ما يأتي:

- النفقات الرأسمالية للأنظمة الكهروضوئية العائمة: جرى اعتماد تكلفة تبلغ 2,160 دولارًا لكل كيلوواط للمنظومات الشمسية العائمة في عرض البحر، وهي قيمة مستنتجة بالاستناد إلى الحد الأعلى للأسعار الواردة في دراسة (Rehman et al. 2024) بعد تعديلها بتطبيق معاملات ومضاعفات التكلفة البحرية.
- فرضية النفقات الرأسمالية لعام 2030 للأنظمة الكهروضوئية العائمة: يُفترض انخفاض التكلفة لتصل إلى نحو 1,500 دولار لكل كيلوواط، ويعود هذا التراجع إلى نضوج التكنولوجيا واكتساب سلاسل الإمداد خبرات تراكمية وتصنيعية أكبر، ولا سيما في إنتاج منصات الطفو وأنظمة التثبيت والمرابط البحرية.
- معامل السعة: 28.5%.

ب6.3. طاقة الرياح البحرية (ثابتة القاع)

تُعامل طاقة الرياح البحرية ذات القواعد الثابتة بوصفها تقنية بحرية ناضجة. وتتميز منطقة الخليج العربي بطبيعة جغرافية ملائمة إذ يبلغ متوسط عمق المياه فيها نحو 30 مترًا، وهو عمق مثالي يسمح بالاعتماد على قواعد الأعمدة أحادية الركيزة التي تُثبّت مباشرة في قاع البحر، وهو ما يتيح للمشروعات ميزة اقتصادية كبرى تتمثل في تجنب التكاليف المالية الباهظة المرتبطة ببناء الهياكل العائمة وتأمينها (Everoze 2020).

أهم الفرضيات:

- اقتبست النفقات الرأسمالية لطاقة الرياح البحرية من إطار تكلفة إقليمي تصاعدي (من القاعدة إلى القمة) (Albalawi, Hasan, and Elshurafa 2025)، بما يمثل عمق المياه، والمسافة إلى الشاطئ، ومتطلبات توازن النظام.
- تعلم النفقات الرأسمالية: معدل نمو سنوي مركب 5% حتى عام 2030، ما يمثل اتجاهات التعلم طويلة الأجل على الرغم من تجاوز التكاليف وقيود سلسلة التوريد الأخيرة (GWEC 2025).
- النفقات التشغيلية الثابتة: تبلغ 75 دولارًا للكيلوواط في السنة.
- معامل السعة: 30.6%.
- كثافة الانبعاثات: 0 رطل للميجاواط في الساعة.

ب7.3 أنظمة تخزين طاقة البطاريات

تُستخدم أنظمة تخزين طاقة البطاريات لضمان إمداد مستمر بالطاقة النظيفة على مدار الساعة وطوال أيام الأسبوع في مسارات الطاقة المتجددة. ويُفترض أن تتبع التكاليف منحنى تعلم مستمر:

- الانخفاض التاريخي: ~85% على مدى العقد الماضي.
- التعلم المستقبلي: معدل نمو سنوي مركب تقريبي يبلغ ~6% (Cole and Karmakar 2023; Kubil 2025).
- المدة: 4 ساعات.
- كفاءة الدورة الكاملة : 90%.
- حدود حالة الشحن: حد أقصى 90%، وحد أدنى 10%.

جدول ب1. ملخص الفرضيات الاقتصادية والتقنية لتقنيات إمداد الطاقة المستخدمة في تحسين نموذج PLEXOS

التقنية	النفقات الرأسمالية 2025 (كيلوواط)	النفقات الرأسمالية 2030 (كيلوواط)	النفقات التشغيلية الثابتة (كيلوواط في السنة)	النفقات التشغيلية المتغيرة (ميجاواط في الساعة)	الانبعاثات (رطل للميجاواط في الساعة)	معامل السعة (%)
الطاقة الكهروضوئية	600	463	18	0	0	28.3
الرياح البرية	882	797	25	0	0	30.6
سيناريو خط الأساس المعتمد على الغاز	N/A	N/A	16.7	7.2	900	98
إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه	1,405	1,159	60	20	128	98
المحطات الجديدة لتوليد الطاقة بالغاز المجهزة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه	2,966	2,722	70	23	128	98
الأنظمة الكهروضوئية العائمة	2,160	1,490	26	0	0	28.5
الرياح البحرية	3,160	2,445	75	0	0	30.6
تخزين طاقة البطاريات (4 ساعات)	902	670	32	0	0	90

ملحوظة: يُعبَّر عن التكاليف الرأسمالية بالدولار الأمريكي الثابت لعام 2025، ثم يجري إسقاطها وتوقع مسارها المستقبلي إلى عام 2030 باستخدام فرضيات التعلم الخاصة بكل تقنية. وتُشتق معاملات السعة من منحنيات الموارد الساعية، في حين تُظهر 'كثافة الانبعاثات' المرصودة في الدراسة الانبعاثات المباشرة الناتجة عن العمليات التشغيلية الفعلية.

ب4. القيود التشغيلية وقيود الموثوقية

تخضع جميع تقنيات التوليد والتخزين لقيود تشغيلية نُفذت في نموذج PLEXOS، وتشمل:

- الجاهزية المحددة لكل تقنية (معاملات التصنيف).
- حدود معدل التدرج (الارتفاع والانخفاض المفاجئ في الحمل) للوحدات القابلة للتوجيه.
- قيود شحن أنظمة التخزين وتفريغها.
- منع انقطاع التيار.

تُنمذج تجمعات الأحمال البحرية بوصفها أنظمة معزولة كهربائيًا، مما يظهر متطلبات الموثوقية الصارمة والحاسمة لعمليات النفط البحرية.

ب5. معاملات الأحمال والمواصفات الفنية

جدول ب2. متوسط معاملات الأحمال للطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح عبر المناطق السعودية

المنطقة	الطاقة الكهروضوئية	طاقة الرياح
الوسطى	%27.8	%27.5
الشرقية	%28.3	%30.6
الشمالية الشرقية	%28.3	%27.3
الشمالية الغربية	%29.7	%25.9
الجنوبية	%28.3	%20.3
الغربية	%29.8	%24.1

ملحوظة: اشتُقت معاملات الأحمال من عمليات محاكاة ساعية باستخدام نموذج مستشار النظام التابع للمختبر الوطني للطاقة المتجددة.

جدول ب3. المواصفات الفنية للألواح الشمسية الكهروضوئية المستخدمة لإنشاء منحنيات التوليد الساعية

المعلَمة	القيمة
نوع اللوح	LONGI Green Energy Technology Co. Ltd LR572- HBD-540M
الكفاءة الاسمية (%)	21.72
القدرة القصوى (واط)	540
جهد القدرة القصوى (فولط)	41.7
تيار القدرة القصوى (أمبير)	13
جهد الدائرة المفتوحة (فولط)	49.5
تيار الدائرة القصيرة (أمبير)	13.8
إجمالي الإشعاع (واط للمتر المربع)	1,000
المادة	أحادية البلورة
درجة حرارة الخلية في ظروف الاختبار القياسية (°م)	25
كتلة وحدة اللوح (كجم للمتر المربع)	11

المصدر: المؤلفون، بناء على (Nakhal 2024) و(Longi 2024).

جدول ب4. المواصفات الفنية لطاقة الرياح البرية المستخدمة لإنشاء منحنيات التوليد الساعية

المعلَمة	القيمة
نوع التوربين	Mitsubishi MWT 1000A
القدرة الاسمية (كيلوواط)	1,000
قطر الدوار (متر)	61.4
ارتفاع المحور (متر)	100
معامل القص	0.14
سرعة رياح البدء (متر في الثانية)	3
سرعة رياح الفصل (متر في الثانية)	25

المصدر: المؤلفون، بناء على (Nakhal 2024) و(Ueda, Itaka, and Inoue 2003).

جدول ب5. المواصفات الفنية لطاقة الرياح البحرية المستخدمة لإنشاء منحنيات التوليد الساعية

المعلَمة	القيمة
نوع التوربين والقدرة الاسمية (كيلوواط)	IEA-15240--RWT
قطر الدوار (متر)	15,000
ارتفاع المحور (متر)	240
معامل القص	150
سرعة رياح البدء Cut-in (متر في الثانية)	0.14
سرعة رياح الفصل Cut-out (متر في الثانية)	4
سرعة رياح الفصل (متر في الثانية)	25

المصدر: المؤلفون، بناء على (Albalawi, Hasan, and Elshurafa 2025).

جدول ب6. الفرضيات التقنية لخيارات تخزين طاقة البطاريات المعجلة

المعلَمة	القيمة
العمر الافتراضي (سنة)	10
مدة سعة التخزين (ساعة)	4
كفاءة الدورة الكاملة (%)	90
الحالة القصوى للشحن (%)	90
الحالة الدنيا للشحن (%)	10

المصدر: المؤلفون، بناء على تحليل كابسارك لمشروعات أنظمة تخزين الطاقة بالبطاريات السعودية.

جدول ب7. المعلَمات التقنية والتشغيلية لتقنيات توليد الكهرباء القائمة على الغاز

الخاصية	سيناريو خط الأساس المعتمد على الغاز	محطات جديدة بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه	إعادة التأهيل بتقنية احتجاز الكربون وتخزينه
معدل الاستهلاك الحراري (وحدة حرارية بريطانية لكل كيلوواط في الساعة)	6360	6969	7146
رسوم صيانة وتشغيل متغيرة (دولار لكل ميجاواط في الساعة)	7.2	23	20
رسوم صيانة وتشغيل ثابتة (دولار لكل كيلوواط في السنة)	16.7	70	60
معامل التصنيف (%)	98	98	98
أقصى صعود للحمل (ميجاواط في الدقيقة)	38	8	8
العمر الفني الافتراضي (سنة)	30	30	30
المعدل الموزون لتكلفة رأس المال (%)	6	6	6
كثافة الانبعاثات (رطل للميجاواط في الساعة)	900	128	128

المصدر: المؤلفون، بناء على (Hayat, Hasan, and Elshurafa 2024) و(Alhadhrami et al. 2025).

الملحق ج. المقاييس الاقتصادية

يعرّف هذا القسم المقاييس الاقتصادية المستخدمة للمقارنة بين سيناريو خط الأساس ومسارات إزالة الكربون على أساس متسق وموحد.

ج1. التكلفة المستوية للكهرباء

$$LCOE = \frac{CapEx + \sum \frac{OpEx}{(1+r)^t}}{\sum \frac{Energy\ production}{(1+r)^t}} \quad \text{(A3)}$$

إذ يرمز r إلى معدل الخصومات المالية، وt هو مؤشر سنة المشروع، ويمثل إنتاج الطاقة الكهربائية الموردة بالميجاواط في الساعة في السنة t (وقد نُفّذ باتساق عبر المسارات في التقييم القائم على نموذج PLEXOS).

ج2. تكلفة خفض الانبعاثات

$$Abatement\ cost\ (\$/tCO_2) = \frac{Decarbonization\ pathway\ LCOE - Baseline\ Gas\ LCOE}{\text{Baseline emission intensity} - \text{decarbonization pathway emission intensity}} \quad \text{(A4)}$$

ج3. تقدير تكلفة النقل البحري تحت سطح البحر

يتميز خط نقل بحري ثلاثي النواة معزول بمادة البولي إيثيلين المتشابك بجهد 132 كيلوفولط وبسعة كهرومغناطيسية نموذجية تبلغ نحو 0. 0.25 ميكروفاراد لكل كيلومتر في كل طور، وهو ما ينتج تيار شحن يبلغ نحو 6 أمبير لكل كيلومتر (IEC 2023). وعلى مسافة تزيد عن 100 كيلومتر (التجمع أ)، يصل إجمالي تيار الشحن إلى ما يقرب من 600 أمبير لكل طور. وبالنظر إلى التصنيف الحراري للموصل البالغ نحو 875 أمبير (ما يقابل ~200 ميجاواط عند جهد 132 كيلوفولت)، فإن سعة نقل الطاقة الحقيقية المتبقية هي:

$$P_{real} = -\sqrt{I^2_{rated} - I^2_{charging}} \times \sqrt{3} \times V \quad \text{(A5)}$$

بالإضافة إلى ذلك، يحتاج النظام إلى تركيب أجهزة خاصة تُعرف بـ 'المفاعلات التفرعية' عند أحد طرفي الموصل (الكابل) أو كليهما، ومهمتها موازنة الطاقة وضمان استقرار التيار الكهربائي ومنع الهدر. وتُقدر التكاليف الرأسمالية للنقل بناء على أسعار تقريبية للوحدات؛ إذ تبلغ تكلفة الموصل البحري وحده نحو مليون دولار لكل كيلومتر واحد، في حين تبلغ تكلفة محطات التحويل الفرعية المقامة على البر وفي عرض البحر ما يقرب من 150 دولارًا لكل كيلوواط من قدرة المحطة، فضلًا عن تكلفة أجهزة الموازنة الكهربائية (Nakhai 2023; IEC 2023; BVG Associates 2019).

تُحسب تكلفة النقل السنوية بناء على متوسط التكلفة المرجح لرأس المال بنسبة 6% على مدى العمر الافتراضي للموصل البالغ 25 عامًا. وفي ما يتعلق بإنتاج الطاقة السنوي وتوصيلها، تفترض الدراسة أن المنصة البحرية تعمل على نحو مستمر ومستقر بنسبة جاهزية تشغيلية تصل إلى 95%. وبناء على هذه الحسابات، تبلغ التكلفة الإضافية المستوية لنقل الكهرباء نحو 9 دولارات لكل ميجاواط في الساعة.

ج4. تكلفة الفرصة البديلة للتوقف المبكر لمحطات التوليد العاملة بالغاز

رأس المال غير المسترد في سنة التحول المفترضة (2030) هو:

$$V_{2030} = ((L - t)/L) \times C \quad \text{(A6)}$$

إذ تمثل L العمر الافتراضي الاقتصادي البالغ 30 عامًا، وتشير t إلى الأعوام الـ 16 التي انقضت منذ بدء التشغيل (2014-2030)، وتمثل C مبلغ 1,720 دولارًا لكل كيلوواط (قياسًا على قيمة الدولار عام 2030). وينتج عن ذلك قيمة تبلغ 802.7 دولار للكيلوواط.

تُحول هذه القيمة المتبقية إلى تكلفة سنوية على مدى الأعوام الـ 14 المتبقية من عمر المحطة باستخدام معامل استرداد رأس المال وبناء على متوسط تكلفة مرجحة لرأس المال يبلغ 6%:

$$[CRF = r(1+r)^n / [(1+r)^n - 1 \quad \text{(A6)}$$

ينتج عن هذه الحسبة قيمة قدرها 0.1076، وعند ضربها في قيمة الأصول لعام 2030 نحصل على التكلفة السنوية لرأس المال المفقود والتي تعادل 86.4 دولارًا لكل كيلوواط في السنة. ولحساب القيمة المضافة المكافئة للتكلفة المستوية للكهرباء، يُقسم هذا المبلغ على إجمالي الطاقة السنوية المنتجة مع افتراض معامل سعة تشغيل بنسبة 0.65 (65%). وبناء على ذلك، تصل التكلفة الإضافية الناتجة إلى نحو 15.2 دولارًا لكل ميجاواط في الساعة.

نبذة عن المؤلفين

أحمد البلوي

باحث في برنامج المرافق والطاقة المتجددة في كابسارك، متخصص في نمذجة أنظمة الطاقة وتقنيات الطاقة المتجددة. حاصل على درجة الماجستير في أنظمة الطاقة المتجددة من جامعة لوفبرا. قبل انضمامه إلى كابسارك، عمل لأكثر من خمس سنوات في مجال البحث والتطوير في الشركة السعودية للكهرباء، حيث قاد مبادرات بحثية في مجالات الطاقات المتجددة وتخزين الطاقة. يهدف من خلال عمله إلى الإسهام في تحقيق مستهدفات الطاقة الخضراء في المملكة العربية السعودية ودعم إستراتيجيات مزيج الطاقة المستقبلي. ويركز بحثه الحالي على طاقة الرياح وتخزين البطاريات والمعادن الحرجة.

حسن الحجويري

باحث رئيس في برنامج المناخ والاستدامة في كابسارك. خبرته تمتد لأكثر من عقد من الزمن في مجالات تداخل أنظمة الطاقة، وإزالة الكربون، وسياسات المناخ. حاصل على شهادة الدكتوراه في العلوم الهندسية من جامعة أكسفورد، وله سجل حافل في تطوير أدوات وإستراتيجيات مؤثرة في القطاعين الصناعي والأكاديمي. وفي جامعة ستانفورد، شارك في تطوير برنامج (OPGEE)، لتقدير انبعاثات غازات الدفيئة، الذي يُستخدم على نطاق واسع في الأطر التنظيمية والتشريعية. عمل في شركة شل (Shell)، وقاد فيها تحليلات دورة الحياة وإستراتيجية الكربون لمشروعات الغاز الطبيعي المسال والتكرير. وفي شركة أرامكو السعودية، أطلق 'مبادرة أرشي' (Archie Initiative) لتعزيز الشفافية العالمية بشأن كثافة الكربون، ونشر بحوثًا مكثفة في مجلات رفيعة المستوى مثل Science، وNature وNature Climate Change.

نبذة عن المشروع

مع تسارع جهود المملكة العربية السعودية في نشر الطاقة المتجددة وسعيها لتحقيق هدف الحياد الصفري على المدى الطويل، تتزايد أهمية فهم الدور الذي يمكن أن تؤديه تقنيات الطاقة النظيفة البحرية. يهدف هذا المشروع إلى تقييم الجدوى التقنية والاقتصادية لحلول الطاقة النظيفة الموجهة لمنصات النفط البحرية، إلى جانب تحليل التوقيت الأمثل للاستثمار في ظل الحالة الضبابية، باستخدام تحليل الخيارات الحقيقية. ويسعى المشروع إلى الإجابة عن سؤالين بحثيين رئيسين؛ أولًا: ما هي تقنيات الطاقة المتجددة البحرية أو الأمزجة الأكثر جدوى من الناحيتين التقنية والاقتصادية —مثل طاقة الرياح البحرية والأنظمة الكهروضوئية العائمة— للدمج في عمليات النفط والغاز؟ وكيف تسهم في خفض كثافة الكربون في إنتاج النفط؟ ثانيًا: كيف يمكن تطبيق إطار تحليل الخيارات الحقيقية الذي يتضمن التوقعات المستندة إلى السيناريوهات وتقنيات تقييم الخيارات لتقييم مرونة الاستثمار والقيمة طويلة الأجل لتقنيات الطاقة منخفضة الكربون الناشئة؟

kapsarc.org info@kapsarc.org /kapsarc