

Performance Evaluation of a Standalone PV-Hydrogen Power System for Continuous Supply Reliability in Brack Al-Shatti

Elsadic Salim^{1*}, Alfatory Astel², Ibrahim Latiwash¹, Massoud Fakher¹,
Mukhtar Irhouma¹, Suliman Ahmad¹, Abdullallah Abdullallah², Yasser Nassar¹

¹Mechanical and Renewable Energy Eng. Dept., Engineering Faculty, Wadi Alshatti University, Libya

²Department of Mechanical Engineering, Higher Institute of Science and technology Tamzawa, Brack, Libya

ARTICLE HISTORY

Received 30 January 2026
Revised 29 March 2026
Accepted 10 April 2026
Online 18 April 2026

KEYWORDS

Green hydrogen;
Standalone PV systems;
Energy storage;
Techno-Economic-Energy-
Environmental analysis;
CO2 footprint mitigation;
Libya.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the techno-economic feasibility of a standalone (off-grid) energy system in Brack Al-Shatti, utilizing a green hydrogen production and recovery cycle as a long-duration energy storage solution, aligned with the National Vision 2050 and the Paris Climate Agreement. The methodology employs a precise energy balance integration, featuring a 511.1 MW photovoltaic field supplying a 198.4 MW electrolyzer, coupled with a hydrogen storage capacity of 20,704 m³ at an operating pressure of 100 bar. To ensure operational reliability and uninterrupted supply, the system is reinforced with a 171.5 MW fuel cell and a 227.5 kW Reverse Osmosis (RO) desalination unit to provide the high-purity water essential for the electrochemical process. The results demonstrate the system's capability to fully meet the target annual electrical load of 590,018 MWh with 100% self-reliance. Despite substantial capital expenditures (CAPEX) estimated between \$1.52 and \$2.96 billion, the financial analysis reveals a competitive Levelized Cost of Energy (LCOE) of approximately \$0.097/kWh when environmental credits are integrated. Environmentally, the system prevents the emission of 611,850 tons of CO₂ annually, generating an indirect fiscal saving exceeding \$52 million. The study concludes that the success of this model in Brak Al-Shatti serves as a cornerstone for transforming Southern Libya from an energy-consuming region into a regional hub for clean energy exportation, contingent upon global technology price flexibility and local logistical infrastructure development.

تقييم أداء منظومة هجينة (خلايا شمسية - هيدروجين) مستقل عن الشبكة لمدينة براك الشاطئ

الصادق سالم^{1*}، الفيتوري اسطيل²، ابراهيم لطيش¹، مسعود فاخر¹، مختار ارحومة¹، سليمان أحمد¹، عبدالله عبدالله²، ياسر نصار¹

المصغص	الكلمات المفتاحية
تهدف هذه الدراسة إلى تقييم الجدوى التقنية والاقتصادية والبيئية لمنظومة طاقة شمسية مستقلة عن الشبكة لمدينة براك الشاطئ، تعتمد على الهيدروجين كأداة لتخزين الطاقة طويل الأمد، بما يتسجم مع الرؤية الوطنية للإنتاج الطاقة في عام 2050 واتفاقية باريس للمناخ. اقترحت الدراسة نظاماً هجيناً يشمل حقلاً شمسياً بقدرة 511.1 MW يغذي محلاً كهربائياً بقدرة 198.4 MW، وخزاناً لتخزين الهيدروجين بسعة 20,704 m ³ ، وخلية وقود بقدرة 171.5 MW، بالإضافة إلى وحدة تحلية مياه بالتناضح العكسي بقدرة 227.5 kW لتوفير المياه النقية لعملية التحليل الكهربائي وضغط لضغط الهيدروجين المنتج من وحدة التحليل الكهربائي إلى 1000 بار بقدرة 12 MW. أثبتت النتائج قدرة المنظومة على تغطية كامل الحمل الكهربائي المستهدف والبالغ 590,018 MWh سنوياً. بلغت تكاليف الاستثمار في المشروع حوالي 1.52 مليار دولار، وقد قدرت التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) حوالي 0.097 \$/kWh. تساهم المنظومة في منع انبعاث 611,850 طنناً من CO ₂ سنوياً، محققة وفراً مالياً يتجاوز 52 مليون دولار. أثبتت الدراسة الجدوى الاقتصادية والبيئية والفنية للمنظومة المقترحة والتي يمكن تطبيقها في أي مكان يشبه مدينة براك الشاطئ.	الهيدروجين الأخضر الأنظمة الكهروضوئية المستقلة تخزين الطاقة التحليل الاقتصادي التقني البيئي الطاقى تلطيف البصمة الكربونية ليبيا

المقدمة

(Electrolyzers) حول العالم لعام 2024 إلى قرابة 5.2 GW، وبلغت القدرات المركبة من خلايا الوقود 3.5 GW، مدعومة باستثمارات بلغت حوالي 262 مليار دولار في نهاية عام 2024 [2]. وفي سياق هذا الزخم العالمي، تبرز ليبيا كموقع استراتيجي ضمن "الحزام الشمسي" الذي يضعها من الدول الأكثر حظاً للاستثمار في الطاقة الشمسية. وكذلك وجود ساحل طويل يمتد حوالي 2000 كلم على البحر الأبيض

فرضت الضغوط البيئية تحولاً في سياسة الطاقة العالمية واقعاً تقنياً جديداً؛ حيث سجلت الطاقة المركبة للمصادر المتجددة نحو 4.448 TW، استحوذت فيها النظم الكهروضوئية على الحصة الأكبر بسعة تجاوزت 2,200 GW [1]، واکب هذا التوسع نضج في تقنيات تخزين الطاقة، وفي مقدمتها الهيدروجين الأخضر، إذ ارتفعت السعات المركبة للمحطات الكهربائية

*Corresponding author

https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_40

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0).



و0.0643\$/kWh، وتكلفة مستوية للهيدروجين (LCOH) بين 3.581 و5.169\$/kg، وأجري تحليل SWOT للأبعاد الاجتماعية والاقتصادية والبيئية لتحديد استراتيجيات تعزيز الإنتاج، وقد أظهرت النتائج أن "نقاط القوة" هي العامل الأكثر تأثيراً بوزن نسبي بلغ 47.3% [15].

أجرى Kapen وآخرون دراسة في منطقة أقصى شمال الكاميرون أداء نظام طاقة هجين يربط بين المصفوفات الكهروضوئية وخلايا الوقود والغاز الحيوي باستخدام برمجية HOMER Pro. ركز التحليل على الأحمال واسعة النطاق، حيث أظهرت النتائج أن استخدام مصفوفة شمسية بقدرة 11,925 kW يحقق انخفاضاً في تكلفة إنتاج الهيدروجين لتصل إلى 0.45\$/kg، مقابل تكلفة مستوية للكهرباء (LCOE) بلغت 1.524\$/kWh. ويُعزز هذا التباين المهني إلى اعتماد النظام على الاستغلال الأمثل لفوائض الطاقة وتوجيه الموارد الهجينة نحو الإنتاج الكيميائي للهيدروجين بدلاً من التركيز على كفاءة التوليد الكهربائي المباشر [16].

أجرى Elsadic وآخرون دراسة جدوى استخدام أنظمة تخزين الطاقة الكهرومائية بالضخ (PHS) في منطقة براك الشاطئ عبر نمذجة رياضية لمنظومة تدمج حقلاً شمسياً بقدرة 500 MW وسعة تخزين مائية بلغت 5,770 MWh لتلبية طلب سنوي قدره 590,018 MWh سجلت النتائج منع 611 طنناً من انبعاثات CO2 مع تقدير التكلفة المستوية للكهرباء (LCOE) واقتصر المخرجات على الجانب النظري نتيجة ارتفاع معدلات التبخر المائي في البيئة الصحراوية وزيادة النفقات المالية (CAPEX) اللازمة للبنية التحتية للمشروع [17].

أختبر Fathi وآخرون الموثوقية التشغيلية للأنظمة الكهروضوئية في المناخات الصحراوية عبر تقييم تجريبي بمختبرات جامعة وادي الشاطئ (براك) لرصد انخفاض كفاءة تحويل الطاقة تحت تأثير الإجهاد الحراري. تتبع المنهجية السلوك الديناميكي للخلايا في بيئة التشغيل الفعلية مع تحليل المتغيرات الكهربائية تحت تأثير شدة الإشعاع وسرعة الرياح وتذبذب الأحمال. كشفت البيانات الميدانية عن وصول درجة حرارة سطح الخلية إلى ذروة بلغت 125.4°C، مما أدى إلى تدهور القدرة الإنتاجية بنسبة 69% مقارنة بالقدرة الاسمية عند ظروف الاختبار القياسية (STC). وتشير هذه المخرجات منهجياً إلى مخاطر نشر المصفوفات الشمسية واسعة النطاق ما لم يتم دمج تقنيات تبريد نشطة أو اعتماد مواد ذات معاملات حرارية منخفضة لتلافي اتساع الفجوة بين الأداء النظري والواقع الميداني [17].

درس Mohammed وآخرون نموذجاً للبرمجة الخطية الصحيحة المختلطة متعدد الأهداف لتصميم منظومة هجينة (PV-Hydrogen) تهدف إلى تقليل التكاليف الإجمالية واحتمالية فقدان الإمداد بالطاقة (LPSP). شملت قرارات التصميم تحديد الأعداد المثلى للألواح الكهروضوئية، وخزانات الهيدروجين، والمحلات الكهربائية، وخلايا الوقود، باستخدام طريقة الحل الدقيق المدمجة في برمجية GAMS. تم التحقق من صحة النموذج باستخدام بيانات مختبر اختبارات كهربائية في السعودية؛ حيث أظهرت حلول "باريتو" المثلى (Optimal Pareto solutions) أن منظومة مكونة من 212 لوحاً، و617 خزان هيدروجين، و30 محلاً، و21 خلية وقود، كافية لتلبية الأحمال بتكلفة سنوية قدرها 61,663 دولاراً، مع احتمالية فقد للطاقة بنسبة 10%، وتوفير 214,882 كجم من انبعاثات CO2. وأكدت النتائج جدوى تقنيات الهيدروجين كحل لتخزين الطاقة المتذبذبة، مع الإشارة إلى تأثير الإنتاجية

المتوسط يؤهلها لإنتاج الهيدروجين الأخضر، كما دلت على ذلك العديد من الدراسات المحلية [3-5]. وكونها أحد الدول الموقعة على اتفاقية باريس للتغير المناخي، فهي معنية باتخاذ سياسات وتدابير للحد من انبعاثات الغازات الدفينة وتلطيف الضرر البيئي. توجهت الدولة الليبية لتطبيق سياسات التحول نحو الطاقات المتجددة والصدقية للبيئة في قطاع توليد الطاقة الكهربائية كونه أكبر مصادر التلوث في البلاد [1]، وتوجت هذه الجهود بإصدار تشريعات تضمنت في استراتيجية البلاد للطاقة للأعوام 2025-2050، والتي نصت على وجوب مساهمة الطاقات المتجددة إلى أكثر من 50% من مزيج الطاقة الكهربائية المتولدة في البلاد [6-10]. كذلك تمتلك ليبيا أكبر احتياطات النفط والغاز وتعتبر من أكبر منتجي ومصدري الوقود الأحفوري في العالم، حيث بلغت كميات النفط والغاز الطبيعي المنتجة خلال عام 2025 حوالي 501.58 مليون برميل نفط 25.57 مليار متر مكعب من الغاز الطبيعي، ويمثل قطاع النفط المصدر الوحيد للدخل القومي في البلاد [11]. وعليه فمن الضروري توظيف جزء من هذه العائدات لتوطين صناعة الطاقات المتجددة والصدقية للبيئة في البلاد، وذلك لمواكبة النمو السريع في صناعة الطاقات المتجددة في العالم، وكذلك الاستعداد لمرحلة الانتقال نحو الطاقات النظيفة. ومن هذا المنطلق تكمن أهمية هذه الدراسة في تحقيق الاستراتيجية وسعيها من الدولة الليبية في الوفاء بالتزاماتها نحو المجتمع الدولي في خفض الانبعاثات، وتجسيدها لتطلعات المجتمع الليبي في التنمية المستدامة [12].

على الصعيد البحثي، يلقي الهيدروجين كمصدر للطاقة إهتماماً بالغاً في الأوساط العلمية، كما دلت على ذلك كمية المقالات المنشورة في هذا المجال والتي تجاوزت 83 ألف ورقة بحثية خلال عام 2025 في دار النشر الدولية Science Direct، وفيما يلي عرضاً موجزاً لبعض الأبحاث في هذا المجال. أجرى Roy تقيماً تقنياً واقتصادياً وبيئياً لإنتاج الهيدروجين الأخضر في مناطق أسترالية متعددة باستخدام نظام طاقة هجين قياسي يتألف من 60% طاقة الخلايا الشمسية، و40% طاقة رياح، بالإضافة إلى أنظمة تخزين بالبطاريات، ومحلات كهربائية، وخزانات هيدروجين. وأظهرت النتائج أن التكلفة المستوية للهيدروجين (LCOH) في جميع المواقع المختارة تراوحت بين 2.92-3.41\$/kg [13].

صمم Turkdogan منظومة طاقة هجينة مستقلة لتغطية الأحمال الكهربائية السكنية وتغذية مركبات خلايا الوقود بتركيا. تكونت المنظومة من توربينة رياح بقدرة 4 kW، وألواح كهروضوئية بسعة 11.7 kW، ومحلل كهربائي بقدرة 7kW، بالإضافة إلى بطارية ليثيوم بسعة 6 kWh، وخزان هيدروجين سعة 3kg، ومحول بقدرة 4.08kW. وباستثمار مالي قدره 43,776 دولاراً، تمكن النظام من توفير الكهرباء والهيدروجين بتكاليف مستوية بلغت 0.685\$/kWh و6.85\$/kg على التوالي. وتعكس هذه القيم المرتفعة نسبياً "محدودية الجدوى الاقتصادية" للنظم المصغرة مقارنة بالأنظمة واسعة النطاق التي تستفيد من اقتصاديات الحجم [14].

قيم Rezik وآخرون إمكانيات إنتاج الهيدروجين الأخضر واسع النطاق في تونس عبر الربط بين طاقة الرياح والطاقة الكهروضوئية؛ حيث استخدمت نظم المعلومات الجغرافية (GIS) لمسح الأراضي وتحديد المواقع الواعدة لإنشاء محطات التوليد. كشفت النتائج أن 15.91% من المساحة الكلية صالحة للاستثمار، مع تكلفة مستوية للطاقة (LCOE) تتراوح بين 0.0446

الكهروضوئية (PV-H2) بالاعتماد على البيانات المناخية والمتغيرات الكهربائية للمكونات لتحقيق هدف إنتاجي محدد بأقل تكلفة. ارتكزت المنهجية على تحسين الربط المباشر بين الألواح والمحلل الكهربائي، حيث يتم تحديد منحنيات أداء المحلل بناءً على عدد ومساحة الخلايا المتصلة بالمصفوفة. أظهرت النتائج أن استخدام تتبع نقطة القدرة القصوى يرفع معامل الربط والإنتاجية، لكن الجدوى الاقتصادية تظل محدودة مقارنة بالربط المباشر الأمثل. كما كشف التحليل أن دمج البطاريات يقلل من حجم المحلل الكهربائي ويسمح بالتشغيل عند الأحمال الجزئية، مما خفض تكلفة الإنتاج إلى €/kg 4.07، مقارنة بـ €/kg 5.03 في حالة الربط المباشر و€/kg 5.20 عند استخدام تقنية MPPT [25].

استناداً على ما تم عرضه من الدراسات السابقة فإن هذه الدراسة تقدم المساهمات العلمية التالية:

1. تسليط الضوء على القدرات المتاحة للجنوب الليبي في توليد الطاقة الكهربائية المستدامة

2. تصميم وتحليل أداء منظومة طاقة متجددة هجينة معزولة عن الشبكة لتلبية الطلب على الطاقة الكهربائية لمدينة براك الشاطئ على أساس الطاقة الشمسية بالتكامل مع منظومة تخزين الهيدروجين.

ولإظهار هذه الدراسة في صورة بحث علمي تم تقسيم الدراسة إلى 4 فصول: تضمنت الفصول الأولى مبررات ودوافع وأهداف الدراسة وعرضاً للدراسات السابقة. بينما استعرض الفصل الثاني منهجية العمل لتحديد أهداف الدراسة. وعرضت ونوقشت النتائج المتحصلة عليها في الفصل الثالث. وصيغت الاستنتاجات في الفصل الرابع. وختمت الدراسة بقائمة المراجع المستخدمة والتي تضمنت 39 عنواناً وبحثاً.

معلومات رئيسية عن وادي الشاطئ ليبيا

يوضح الشكل (1) الإحداثيات الجغرافية لمدينة براك الشاطئ، بوصفها المركز الإداري والتقني المستهدف في هذه الدراسة بالجنوب الغربي الليبي. يضع التموضع الجغرافي للمدينة عند خط عرض $27.5^{\circ}N$ وخط طول $14.2^{\circ}E$ المنطقة في طليعة النطاقات الواقعة ضمن "الحزام الشمسي" العالمي، مما يمنحها ميزة تنافسية في كثافة الإشعاع الساقط. وتمتاز التضاريس المحيطة بالمدينة بطبيعة صحراوية منبسطة وامتدادات مكانية واسعة، وهي خصائص هندسية جوهرية تساهم في تقليل التكاليف الإنشائية ومعالجة التحديات والخصائص عند تصميم وتشبيد حقول المصفوفات الكهروضوئية واسعة النطاق (Utility-scale PV plants) وعلى صعيد التوزيع السكاني، تشير التقديرات للفترة (2020-2022) إلى تركيز الكتلة السكانية والخدمية في وحدة جغرافية متصلة، مما يوفر بيئة تحليلية مثالية لنمذجة أثر التحول نحو اقتصاد الهيدروجين الأخضر. ويهدف البحث عبر



الشكل 1: الموقع الجغرافي لوادي الشاطئ ليبيا

بالظروف الجوية والمناخية [20].

درس G. Yang والأخرون جدوى منظومات الهيدروجين الأخضر الكهروضوئية في مقاطعة هيلونغجيانغ بالصين؛ حيث وُظفت "النمذجة الفيزيائية" (Physical modeling) لمحاكاة أداء الألواح بدقة عالية مع دمج الحوافز البيئية ضمن معايير الأمثلة. كشفت النتائج أن محطة بقدرة 1 MW تتطلب محولاً بقدرة 226.9 kW، ومحطات كهربائية بسعة 366.8 kW، و3 ضواغط. وأدى استخدام النمذجة الفيزيائية إلى رفع الريح السنوي بنسبة 38.9% مقارنة بالنماذج التقليدية، مع تسجيل تكلفة مستوية للطاقة (LCOE) بلغت 0.03 \$/kWh، وتكلفة للهيدروجين (LCOH) بلغت 2.9 \$/kg، وفترة استرداد قدرها 11 عاماً [21].

درس P. Ogarek والأخريين الأمثلة التقنية لمنظومة طاقة هجينة مستقلة لمبنى أكاديمي في بولندا، بهدف تحقيق الاستقلالية الطاقية وتقليل الانبعاثات الكربونية. استندت المنهجية إلى بيانات الطلب الفعلي على الطاقة وباستخدام برمجية HOMER Pro؛ حيث أظهرت النتائج أن المنظومة المكونة من الألواح الكهروضوئية وخلايا الوقود وبطاريات الليثيوم والمحلل الكهربائي (PV-FC-Li-Ion-EZ) هي الخيار الأمثل. سجلت المنظومة تكلفة إجمالية صافية (NPC) بلغت 1.11 مليون يورو، وتكلفة مستوية للطاقة (LCOE) بلغت 1.00 يورو/kWh، مع خفض انبعاثات CO₂ بمقدار 11,815 kg/year. وأكدت الدراسة على الدور المحوري لتخزين الهيدروجين طويل الأمد في ضمان أمن الطاقة للمباني الحضرية [22].

درس M Al-Mahmodi نمذجة ومحاكاة محطات إنتاج الهيدروجين الأخضر واسعة النطاق المعتمدة على المصادر الكهروضوئية وطاقة الرياح باستخدام لغة Python. شملت الدراسة تحليل طريقتين للتشغيل: نظام القياس الصافي ونظام الجزر المستقلة. اعتمد النموذج المطور على تقييم سعة المحلل الكهربائي، وساعات التحميل الكامل والجزئي، وفائض الطاقة المنتج. كشفت النتائج أن طرق القياس الصافي سجلت أدنى تكلفة مستوية للهيدروجين (LCOH)؛ حيث حقق النظام الكهروضوئي تكلفة بلغت 3.79 \$/kg، بينما سجل النظام الهجين (PV-Wind) تكلفة قدرها 3.97 \$/kg مع تحقيق أقصى إنتاجية للهيدروجين. وأظهر تحليل الحساسية أن التكلفة المستوية للكهرباء (LCOE) وسعر المحلل الكهربائي هما العاملان الأكثر تأثيراً، مع إمكانية انخفاض التكلفة المستوية للهيدروجين إلى 1 \$/kg في المناطق الغنية بالموارد عند تحسن المعايير التكنولوجية وتطبيق سياسات القياس الصافي [23].

درس AA. Hassan والأخريين إمكانية تحقيق الاستقلالية الطاقية في منطقة الشرق الأوسط وشمال أفريقيا (MENA) عبر استغلال التكامل بين النظم الكهروضوئية وطاقة الرياح لإنتاج الهيدروجين الأخضر. استخدمت الدراسة بيئة MATLAB/Simulink لنمذجة تشغيل مكونات النظام تحت ظروف مناخية متنوعة لتوفير إمدادات طاقة مستمرة (7/24) للمجتمعات غير المرتبطة بالشبكة. كشفت النتائج أن الحد الأقصى للكفاءة الكلية للنظام بلغ 36.71%، بينما سجلت كفاءة المحلل الكهربائي (PEMEC) نسبة 86.5%، وكفاءة خلايا الوقود (PEMFC) نسبة 49.2%. تراوح الإنتاج السنوي من الهيدروجين بين 103.7 و216 طناً تبعاً لتكوين المنظومة والموقع الجغرافي، مع تكلفة مستوية للطاقة (LCOE) تتراوح بين 0.112 و0.1867 \$/kWh، وخفض في انبعاثات CO₂ يصل إلى 6 ملايين طن [24].

درس F. Gutiérrez-Martín والأخريين نموذجاً لنمذجة منظومات الهيدروجين

الهيدروجين في المحلل الكهربائي، مع الأخذ في الاعتبار الدور المحوري لسرعة الرياح كعامل تبريد قسري (Forced Convection) يساهم في خفض درجة حرارة تشغيل الخلية (NOCT)، مما يقلل من أثر الإجهاد الحراري على الجهد الإنتاجي للمصفوفات. وبناءً على هذه المعطيات، تؤسس الدراسة إطاراً مرجعياً لتوقع مخرجات الطاقة بما يتوافق مع الخصوصية الجغرافية والفيزيائية للمنطقة، مما يضمن تقليص هامش الخطأ في تقدير تدفقات الطاقة السنوية [26-29]

تحدد الكفاءة الإجمالية للمنظومة المقترحة بناءً على التفاعل الميكانيكي والفيزيائي بين المكونات التقنية والمعلومات المناخية السائدة في منطقة براك الشاطئ، وذلك وفقاً للمحاور التحليلية التالية:

درجات الحرارة: بالنظر إلى المناخ الصحراوي الجاف، تسجل درجات الحرارة قفزات موسمية تتجاوز عتبة 40°C وتفرض هذه المعلمة تحدياً بنوياً نظراً للعلاقة العكسية بين حرارة الخلية الكهروضوئية وجهد التشغيل؛ حيث يؤدي الارتفاع الحراري إلى انخفاض طردي في كفاءة التحويل الكهروضوئي نتيجة زيادة معدلات إعادة الارتباط لحوامل الشحنة، مما يستوجب مراعاة معاملات الفقد الحراري في حسابات القدرة الصافية.

سرعة الرياح: يتميز المناخ المحلي باستقرار نسبي في سرعات الرياح مقارنة بالاضطرابات الجوية المسجلة في النطاقات الساحلية. ورغم أن هذا الاستقرار يحد من الجدوى الاقتصادية لتوربينات الرياح كمصدر للطاقة أساسي، إلا أنه يقلل من التذبذب الحاد في الإمداد (Power Fluctuation) يساهم هذا النمط للرياح في تعزيز موثوقية المنظومة الشمسية كخيار استراتيجي يتسم بديمومة الأداء وقابلية التنبؤ (Predictability Control)، مما يسهل عمليات إدارة الأحمال وتخطيط الإنتاج.

شدة الإشعاع الأفقي الكلي (GHI): تقع منطقة الدراسة ضمن النطاقات الأعلى عالمياً بكثافة طاقة تتجاوز $7.5 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ وتمثل هذه المعلمة المصدر الطاقى السيادة لتغذية وحدات التحليل الكهربائي؛ حيث تضمن استمرارية تدفق التيار المستمر (DC current) اللازم لعملية الفصل الكيميائي للهيدروجين بكفاءة تشغيلية مرتفعة على مدار العام. ويساهم هذا التدفق الإشعاعي المرتفع في تقليص الاعتماد على أنظمة التخزين الضخمة المخصصة لتعويض فترات انقطاع الإشعاع، مما ينعكس إيجاباً على خفض التكاليف الرأسمالية الإجمالية للمشروع. تم استخدام نموذج Liu&Jordan لتقدير الإشعاع الشمسي الكلي الساقط على اللوح الشمسي استناداً على دراسات محلية [30-35].

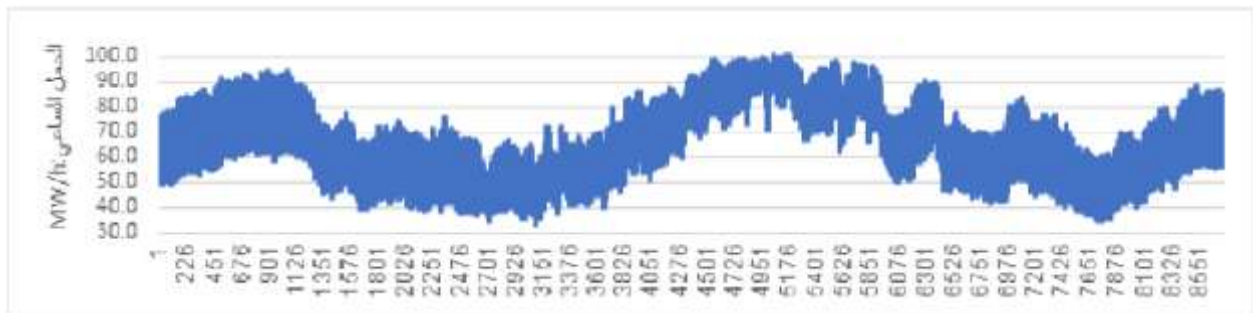
هذا التوصيف المكاني إلى تقييم كفاءة المنظومات المستقلة في موازنة الحمل المتنامي براك الشاطئ، وتحويل المعطيات الجغرافية إلى حلول تقنية مستدامة لإنهاء حالة التذبذب المزمن في إمدادات الطاقة التقليدية.

الطلب على الطاقة

يوضح الشكل (2) الي الحمل الكهربائي الساعي لمنطقة براك الشاطئ، والذي يتميز بذروة استهلاك نهائية عالية نتيجة أحمال التبريد (التكييف) وضخ المياه الجوفية، وهو ما يتوافق بشكل مثالي مع فترات ذروة إنتاج الطاقة الشمسية. يشير تحليل بيانات الحمل الساعي لعام 2022 عن فجوة هيكلية في ميزان الطاقة براك الشاطئ؛ حيث سجل متوسط العجز في الإمدادات نحو 33.6%، نتيجة القيود التقنية واللوجستية التي تحكم أداء الشبكة في المناطق الجنوبية. وقد فرضت محدودية القدرة المتاحة تبني سياسة "طرح الأحمال" القسرية كإجراء وقائي للحفاظ على ثبات التردد ومنع الانهيار الكلي للمنظومة، مما ترتب عليه انقطاعات دورية بلغت في ذروتها معدل (1:1)، بواقع 8 ساعات من التغذية مقابل فترة انقطاع مماثلة. وعند فحص البنية الاستهلاكية، يستقر الحمل الأساسي (Base Load) عند مستوى 120 MWh، مع متوسط طلب شهري يتجاوز 95 MWh. ويتميز منحى الطلب في منطقة الدراسة بحساسية مفرطة تجاه المتغيرات الحرارية، على خلاف الأنماط المستقرة نسبياً في المناطق الساحلية؛ إذ يبرز الارتباط الوثيق بين أحمال التكييف ودرجات الحرارة القصوى خلال شهر يوليو، حيث بلغت الذروة التشغيلية 145 MWh وفي المقابل، ينحسر الطلب في شهر أبريل ليصل إلى أدنى مستوياته بواقع 60 MWh، تزامناً مع الاعتدال المناخي وانخفاض الأحمال الحرارية، مما يؤكد التباين الموسمي الحاد في متطلبات الطاقة. إن هذه الديناميكية في منحى الطلب تفرض ضرورة تصميم منظومة الهيدروجين الأخضر بقدرات تخزينية مرنة قادرة على امتصاص تذبذبات الأحمال وضمان استمرارية التغذية في فترات الذروة الحرارية.

أهم المؤشرات المناخية في براك الشاطئ

يوضح الشكل (3) المتغيرات الديناميكية للمعلومات المناخية لمنطقة براك الشاطئ، والتي تم استخلاصها من قاعدة بيانات SolarGis لضمان موثوقية النمذجة الرياضية وتدقيق النتائج. وتكمن الأهمية المنهجية لهذه المعلومات التي تشمل درجة حرارة الهواء المحيط، وسرعة الرياح، والإشعاع الشمسي الأفقي الكلي (GHI) في كونها المحددات الفيزيائية التي تحكم كفاءة التحويل الكهروضوئي وتحدد الاستجابة الحرارية للمكونات ضمن بيئة التشغيل الفعلية. تُدمج هذه المتغيرات كمدخلات أساسية لمعايرة منحنيات أداء النظام؛ حيث يتم ربط التذبذب اللحظي في شدة الإشعاع بديناميكية إنتاج



الشكل 2: الحمل الكهربائي الساعي لمنطقة براك الشاطئ MWh

$$P_{PV}(t) = P_{STC} [1 - \beta_P (T_c - T_{STC})] G_T / G_{STC} \quad (1)$$

حيث تمثل الاحرف السقلية STC الشروط القياسية للخلية. وهي $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$ و $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ ، β_P تمثل معامل درجة الحرارة للقدرة، P_{STC} تمثل القدرة الاسمية للوح الشمسي، T_c تشير الى درجة حرارة سطح الخلية والتي تمثل تحدي، حيث تعتمد بشدة على العوامل المناخية لكل منطقة. تم اعتماد النموذج التجريبي لمدينة براك 197.

$$T_c = T_\infty + 0.078 G_T \quad (2)$$

حيث T_c : درجة حرارة الحلية الشمسية ($^\circ\text{C}$). T_∞ درجة حرارة الهواء المحيط ($^\circ\text{C}$).

تمثل المعادلة (3) الموضحة أدناه المبدأ الأساسي لحساب إجمالي الطاقة الكهربائية المستخلصة من الحقل الكهروضوئي على مدار عام كامل، وهي خطوة جوهرية لتقييم الجدوى الفنية لمشروع إنتاج الهيدروجين في براك الشاطئ.

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^{8760} P_{PV}(t) \quad (3)$$

E_{PV} إجمالي الطاقة الكهربائية السنوية المنتجة مقاسة بالكيلووات ساعة (kWh).

يوضح الجدول (2) النتائج المستخلصة من الدراسة المرجعية التي قدمها [45-47]، جرى اعتماد الألواح الشمسية ذات المنشأ الأمريكي من طراز (Stion SN-115) كركيزة أساسية لمنظومة التوليد في هذا البحث. ويأتي هذا الاختيار بناءً على كفاءتها التشغيلية المثبتة وملاءمتها العالية للظروف المناخية الصحراوية القاسية، مما يضمن استقرار الأداء الفني في بيئة منطقة الدراسة.

نظام الهيدروجين (Hydrogen System)

تتعدد مجالات توظيف الهيدروجين لتشمل قطاعات الصناعة والإنتاج الكثيف، إلا أن دوره كـ "وسيط لتخزين الطاقة (Energy Carrier)" يبرز كضرورة تقنية ملحة لمعالجة تذبذب المصادر المتجددة، لاسيما عند استغلال الإمكانيات الإشعاعية الوفيرة في منطقة براك الشاطئ. ويمثل هذا المسار ركيزة أساسية للامتثال لأهداف الطاقة المستدامة (SETs) ودفع التحول نحو اقتصاد منخفض الكربون عبر تقليل الاعتماد على الوقود الأحفوري. من الناحية الهندسية، تتألف دورة التخزين المقترحة من ثلاث وحدات تكاملية: المحلل الكهربائي (Electrolyzer) المسؤول عن تحويل فائض الطاقة إلى هيدروجين غازي (H_2) عبر الفصل الكيميائي، وخزان التخزين (Storage Tank) المصمم كوعاء لحفظ الطاقة الكيميائية تحت ضغوط معينة، وصولاً إلى خلية الوقود (Fuel Cell) التي تتولى إعادة إنتاج التيار الكهربائي عند انحسار التوليد الشمسي. وترتبط الطاقة الساعية لكل من وحدة التحليل الكهربائي (E_e) و خلية الوقود (E_c) ارتباطاً طردياً ومباشراً بمقدار الطاقة الفائضة الموردة من الحقل الكهروضوئي (E_{PV}) خلال الساعة الزمنية؛ حيث يمكن توصيف التفاعل التشغيلي المتكامل للنظام عبر النمذجة الرياضية التالية [2-4]:

$$\dot{m}_{\text{H}_2}(t) = \left[\frac{P_{pv}(t) \times \eta_{El}}{LHV_{\text{H}_2}} \right]_{t=1 \rightarrow 8760} \quad (4)$$

صمات أنظمة ضغط الهيدروجين، لتركيز الدراسة على الأداء الديناميكي الكلي.

3. ثبات المعايير التشغيلية: جرى اعتبار كفاءة المحلات الكهربائية وخلايا الوقود ثابتة زمنياً، دون إدراج معدلات التقادم السنوي (Degradation rates) أو تأثير التراكم الغباري في هذه المرحلة؛ لتركيز التقييم على القدرات التصميمية والإنتاجية القصوى للمنظومة.

ثانياً: حدود الدراسة

يرسم نطاق البحث الحالي إطاراً محدداً يترك مساحة للدراسات المستقبلية للتوسع في الجوانب التالية:

1. الأداء الديناميكي واستقرار الشبكة: يقتصر النموذج الحالي على محاكاة التصميم الثابت (Static Design)، ولم يتم اختبار أثر المتغيرات الحركية المفاجئة (Transient Effects) على استقرار الشبكة المصغرة.
2. متطلبات المعالجة الفنية: لم تتطرق الدراسة بشكل تفصيلي إلى الأحمال البسيطة (Small Loads) اللازمة لتبريد أنظمة الضغط، نظراً لما تفرضه الظروف المناخية في الجنوب الليبي من تحديات فنية تتطلب نماذج حسابية مستقلة ومعقدة تخرج عن النطاق الحالي للبحث.

ثالثاً: مصادر عدم اليقين

تظل النتائج المستخلصة رهينةً لمتغيرات واقعية قد تخلق تفاوتاً بين الأداء النظري والفعلي، وأهمها:

1. التذبذب المناخي واستمرارية التغذية: يمثل تواتر العواصف الرملية في بيئة براك الشاطئ متغيراً حرجاً يؤثر في استقرار رصيد الطاقة الكيميائية المودع؛ إذ إن التراجع المفاجئ في شدة الإشعاع يقلص طردياً من فائض الطاقة المتاحة للتحويل الكيميائي، مما يضع استمرارية التيار خلال ساعات الليل أو فترات الغمام تحت اختبار واقعي يتأثر بظروف الموقع الجغرافية.
2. البارامترات الفيزيائية للموقع: توجد هوامش خطأ محتملة مرتبطة بتأثير درجات الحرارة الاستثنائية في الجنوب على القيم الحرارية المنخفضة (LHV) وكثافة الهيدروجين المخزن، مما قد يؤثر على دقة حسابات حجم التخزين.
3. تقلبات التكاليف الرأسمالية واللوجستية: تخضع المكونات التقنية لمتغيرات سوقية حادة؛ حيث قد تصل فجوة الأسعار إلى 360% تبعاً لبلد المنشأ ومعايير الجودة. كما تبرز تعقيدات سلاسل الإمداد وتكاليف الشحن والتأمين المرتبطة بالنقل إلى العمق الصحراوي كعامل مؤثر في دقة التقديرات المالية النهائية.
4. تباين تقديرات الأثر البيئي (Carbon Credits): يشكل عدم الاستقرار العالمي في تحديد "التكلفة الاجتماعية للكربون" متغيراً حرجاً؛ إذ إن التراوح الواسع في تسعير الطن (بين 4 إلى 280 دولاراً) يضع الجدوى البيئية-الاقتصادية تحت سيناريوهات متعددة، مما يجعل استبدال المصادر التقليدية بالهيدروجين متغيراً شديداً حساسية للسياسات البيئية الدولية.

الطاقة الشمسية الكهروضوئية (Solar Photovoltaic)

تقدر الطاقة الكهربائية المنتجة من خلايا الألواح الشمسية $P_{PV}(t)$ من المعادلة التالية [36-42]:

βI	βv	Bp	Imp	V _{mp}	Pmax	η	التقنية	بلد التصنيع	نوع اللوح
%/°C	%/°C	%/°C	Amp	Volt	W	%			
0.007	-0.360	-0.400	3.0	41.0	125	11.40	T-F	USE	Stion SN-115

حيث:

$$P_{fc}(t) = m_{fc}(t) * LHV_{H_2} * \eta_{fc} \quad (9)$$

حيث تمثل $m_{fc}(t)$ كفاءة خلية الوقود في تحويل الطاقة الكيميائية إلى كهربائية.

معالجة المياه الجوفية

تُعد جودة المياه معياراً حاكماً لاستدامة وعمرية منظومة التحليل الكهربائي؛ إذ يتطلب الحفاظ على سلامة الأغشية المسامية والنشاط التحفيزي للأقطاب إمدادات مائية منزوعة المعادن فائقة النقاء. ومن الناحية الكمية، يستلزم إنتاج 1.0 kg من الهيدروجين تدفقاً مائياً يُقدر بـ 11.0 kg من المياه المقطرة. وفي بيئة براك الشاطئ، حيث تُمثل المياه الجوفية المصدر الوحيد المتاح، تفرض المستويات المرتفعة للأملاح الذائبة (TDS) ضرورة دمج وحدات التناضح العكسي (RO) ضمن المخطط الهندسي للمحطة لضمان مطابقة المواصفات التقنية للمحلل الكهربائي. وتشير تقديرات الاستهلاك الطاقى لمعالجة الموارد المائية في المناطق الصحراوية إلى تراوح التكلفة النوعية للطاقة بين 0.002 و 0.003 kWh/L وبإسقاط هذه المعطيات على حجم الإنتاج المستهدف، يرتفع حمل الطاقة البسيط (Small Power Load) المخصص للتقنية إلى نطاق يتراوح بين $(0.065 - 0.095)$ kWh/kg H_2 . أما من منظور التكلفة التشغيلية، فبالرغم من بلوغ تكلفة استخراج المتر المكعب في الجنوب الليبي حوالي $\$ 1.10$ وهو ما يضيف قرابة $\$ 0.012$ لكل كيلوجرام من الهيدروجين، إلا أن هذا المتغير يظل ذا تأثير محدود على الجدوى الاقتصادية الكلية مقارنة بتكاليف المكونات الرأسمالية الأخرى، مما يؤكد أن العائق الرئيسي يكمن في البصمة الطاقية للتقنية وليس في وفرة المورد المائي ذاته [49]

التحليل الاقتصادي والبيئي

يتجاوز تقييم الجدوى الاقتصادية في هذا البحث القياسات المحاسبية التقليدية ليشمل "التكاليف الخارجية (Externalities)" المرتبطة بالأضرار البيئية؛ وهو ما يعزز الميزة التنافسية للمنظومات المتجددة ضمن هيكلية السوق، لاسيما عند موازنتها بالوقود التقليدي المدعوم. وفي هذا الصدد، يُوظف مؤشر التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) كمعيار كمي موحد للمفاضلة بين بدائل الطاقة من منظور اقتصادي-بيئي متكامل. ونظراً لهيكلية النظام المقترح التي لا تهدف لإنتاج الهيدروجين كسلعة نهائية، بل تعتمد كوسيط استراتيجي لتخزين الطاقة (Energy Storage Medium)، فقد تم تطوير نموذج حسابي لتقدير التكلفة المستوية للكهرباء ($LCOE_{elec}$) لضمان التوزيع الدقيق للنفقات. يرتكز هذا النموذج على دمج النفقات الرأسمالية (CAPEX) والتشغيلية (OPEX) مع ضريبة الكربون، معتبراً وحدات إنتاج الهيدروجين نظاماً تقنياً مساعداً لحفظ فائض التوليد الشمسي. يسمح هذا التوجه بحساب القيمة الحقيقية لكل كيلوات ساعة منتج وتحديد نقطة التعادل المالي (Break-even Point) للمشروع، مع الأخذ في الاعتبار كفاءة "الدورة الكاملة (Round-trip Efficiency)" لتحويل الطاقة الفائضة إلى هيدروجين ثم استردادها ككهرباء عند الحاجة، وذلك في

تمثل أنتاجية H_2 (طن/ساعة)، $P_{pv}(t)$ الطاقة المنتجة من الألواح الشمسية، LHV_{H_2} القيمة الحرارية الدنيا H_2 (33.33 كيلوات ساعة/كيلوجرام H_2)، η_{ele} كفاءة المحلل الكهربائي (80%).
أولاً: إنتاج الهيدروجين (المحلل الكهربائي)

يتم حساب كمية الهيدروجين المنتج (m_{el}) بالكيلوجرام/ساعة بناءً على الطاقة الكهربائية الموردة من النظام الشمسي.

$$m_{el}(t) = \frac{P_{pv,excess}(t) * \eta_{el}}{LHV_{H_2}} \quad (5)$$

حيث: $P_{pv,excess}(t)$ الطاقة الفائضة من الألواح الشمسية بعد تغطية الأحمال الأساسية (kW). η_{el} تمثل كفاءة المحلل الكهربائي (تتراوح عادة بين 70% إلى 80% لنوع PEM) [17]. LHV_{H_2} تمثل القيمة الحرارية المنخفضة للهيدروجين 33.3 kWh/kg [18].

ثانياً: تخزين الهيدروجين (Hydrogen Storage)

يتم حساب كمية الهيدروجين الداخلة الي خزان التخزين عند أي لحظة زمنية (t) مع مراعاة الحالة السابقة للخزان.

$$M_{tank}(t) = M_{tank}(t - 1) + [m_{el}(t) - m_{fc}(t)] \quad (6)$$

حيث يمثل M_{tank} الكتلة الكلية للهيدروجين المخزن، و m_{fc} معدل استهلاك الهيدروجين بواسطة خلية الوقود.

حجم خزان الهيدروجين

لضمان كفاءة التخزين الطاقى، يتم ضغط الهيدروجين المنتج ليصل إلى 800 بار، حيث يُحفظ في خزانات مخصصة للضغط العالي مصنعة من مواد مركبة متطورة (كألياف الكربون) مدعمة ببطانة من البوليمر اللدن بالحرارة [48]. ويتم تحديد السعة الحجمية اللازمة لخزان التخزين (V_{tank}) بوحدته (m^3) استناداً إلى العلاقة الرياضية الموضحة في المعادلة.

$$V_{tank} = \frac{M_{H_2}}{\rho_{H_2}} \quad (7)$$

في هذه النمذجة، اعتُبرت كثافة الهيدروجين المضغوط (ρ_{H_2}) عند ظروف تشغيلية تبلغ 25 درجة مئوية وضغط 800 بار بنحو 36 كجم/م^3 ، في حين تم تقدير الكثافة القصوى عند ضغط 100 ميغا باسكال بقيمة 71.59 كجم/م^3 .

ومن الناحية التشغيلية، جرى حساب إجمالي الطاقة الساعية المستهلكة بواسطة الضواغط (E_{com}) بوحدته الميجاواط ساعة (MWh) لضمان نقل الهيدروجين إلى حالة التخزين وفق المعادلة:

$$E_{com} = \frac{M_{H_2} * W_{com}}{\eta_{com}} \quad (8)$$

وبناءً على هذه المعايير، تم تحديد القدرة التشغيلية اللازمة للضواغط مع اعتماد كفاءة ميكانيكية للضغط الترددي (η_{com}) بنسبة 95%، لضمان أعلى مستويات الأداء في ظل الظروف الجغرافية لمنطقة الدراسة.

ثالثاً: إعادة توليد الكهرباء (خلية الوقود)

عند غياب الإشعاع الشمسي (ليلاً) أو زيادة الطلب، تقوم خلية الوقود

الكهربائية في ليبيا (1.037 كجرام /كيلووات ساعة) [64-59].

القيود تحديد حجم المنظومة HRES

يجب أن يكون النظام المقترح قادراً على تزويد المنطقة بالطاقة الكهربائية بصورة مستدامة؛ أي أن احتمال فقدان مزود الطاقة (LPSP) يساوي صفراً. وبالتالي يمكن صياغة LPSP على النحو التالي [65].

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} [E_L(t) - E_{HRES}(t)]}{\sum_{t=1}^{8760} E_L(t)} = 0 \quad (14)$$

حيث: LPSP تمثل نقص الكهرباء، والطاقة المستخدمة والطاقة المنتجة في نظام الطاقة المتجددة في (ميجاوات ساعة).

النتائج والمناقشة

يوضح الشكل (5) المنظومة المقترحة لتوليد الطاقة وإنتاج الهيدروجين الأخضر كخيار استراتيجي لتخزين الطاقة وضمان استدامة الإمدادات الكهربائية في منطقة براك الشاطئ. يعتمد التصميم على نظام مستقل ومنفصل تماماً عن الشبكة العامة.

الاداء الديناميكي للنظام المقترح.

تمثل المصفوفات الكهروضوئية الوحدة المركزية لتوليد الطاقة والمحرك الأساسي للعمليات التشغيلية في المنظومة المقترحة؛ إذ صُممت لتغطية الحمل الكهربائي الكامل في منطقة الدراسة، مع توجيه الفائض الإنتاجي نحو مسار إنتاج الهيدروجين الأخضر ليعمل كوسيط تخزيني استراتيجي يضمن استمرارية التغذية ومعالجة تذبذب المورد الشمسي. ومن خلال المعالجة الإحصائية للبيانات المناخية والتقنية عبر بيئة (Excel)، تم اشتقاق القدرة الاسمية المثالية للحقل الكهروضوئي والبالغة 511.1 MWh بناءً على موازنة دقيقة بين منحى التوليد الساعي ومتطلبات التشغيل الكلية التي تشمل أحمال الاستهلاك المباشرة لمنطقة براك الشاطئ والأحمال البسيطة للعمليات المساعدة، والمتمثلة في احتياجات وحدات التحليل الكهربائي، ومنظومة التناضح العكسي (RO) لإنتاج مياه نقية، بالإضافة إلى الطاقة المستهلكة في ضواغط الهيدروجين لتأمين الحفظ الكيميائي في الصهاريج. وقد اعتمدت الحسابات الهندسية على بيانات "ساعة الذروة" المسجلة في شهر يوليو (145 MWh) مع ملاءمتها مع معاملات الكفاءة الفعلية للألواح تحت الظروف الحرارية القياسية للموقع، مما يجعل قدرة 511.1 MWh السعة التصميمية الحرجة التي تضمن تغطية الأحمال الكهربائية بالكامل مع الحفاظ على تدفق مستقر للهيدروجين كوسيلة لتخزين الطاقة على مدار العام، وبما يحقق التوازن المنشود بين الإنتاج والاحتياطي للطاقة دون هدر تقني أو عجز في الإمداد.

ظل المعطيات المناخية لمنطقة براك الشاطئ [50].

تُحسب التكلفة الموحدة للكهرباء والهيدروجين باستخدام المعادلات المطورة [51-58].

$$LCOE = \frac{\left(\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} (CC_{pv} + CC_{HS}) + OM_{pv} + OM_{HS} \right) - C_{CO_2E}}{E_L(t)} \quad (10)$$

حيث: CC_{pv} تكلفة نظام الطاقة الكهروضوئية: (إجمالي نفقات رأس المال لشراء وتركيب الألواح الشمسية، المحولات، والهيكل الداعمة، CC_{H_2} تكلفة نظام الهيدروجين: (تكاليف رأس المال الخاصة بوحدة التحليل الكهربائي (Electrolyze)، ضواغط الغاز، وخزانات التخزين (دولار)، OM_{pv} تكاليف التشغيل والصيانة السنوية لمحطة الطاقة الشمسية، وتشمل التنظيف والإصلاحات الدورية (دولار/سنة)، OM_{H_2} تكاليف التشغيل والصيانة لأنظمة إنتاج وتخزين الهيدروجين (دولار/سنة)، C_{SE} التكلفة الاجتماعية والبيئية: (معياري يعكس القيمة النقدية للأثر البيئي والبصمة الكربونية المرتبطة بالمشروع (دولار/سنة)، E_L إجمالي إنتاج الكهرباء السنوي من النظام الكهروضوئي (كيلوواط ساعة/سنة)، H_{yield} إجمالي كمية الهيدروجين المنتج سنوياً (طن هيدروجين/سنة)، n العمر الافتراضي أو المدة الزمنية للمشروع (سنوات)، وتُحدد لكل نظام على حدة n_{pv} و n_{H_2} معدل الخصم الاسمي: (المعدل المعلن الذي لا يأخذ التضخم في الاعتبار، وقيمته في هذه الحالة 6.5%، f معدل التضخم: (معدل الزيادة العامة في الأسعار، وقيمته 2.5%، r (معدل الخصم الحقيقي): المعدل الفعلي المستخدم في الحسابات الاقتصادية الطويلة الأمد، وقد تم تقييمه بنسبة 4.4%. بناءً على العلاقة: $r = \frac{i-f}{1+f}$. r صافي القيمة الحالية (NPV) ووقت استرداد الأموال (PBTM) معبرة كالتالي [54]

$$NPV = \frac{\left(\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} (CC_{pv} + CC_{HS}) + OM_{pv} + OM_{HS} \right)}{\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}} \quad (11)$$

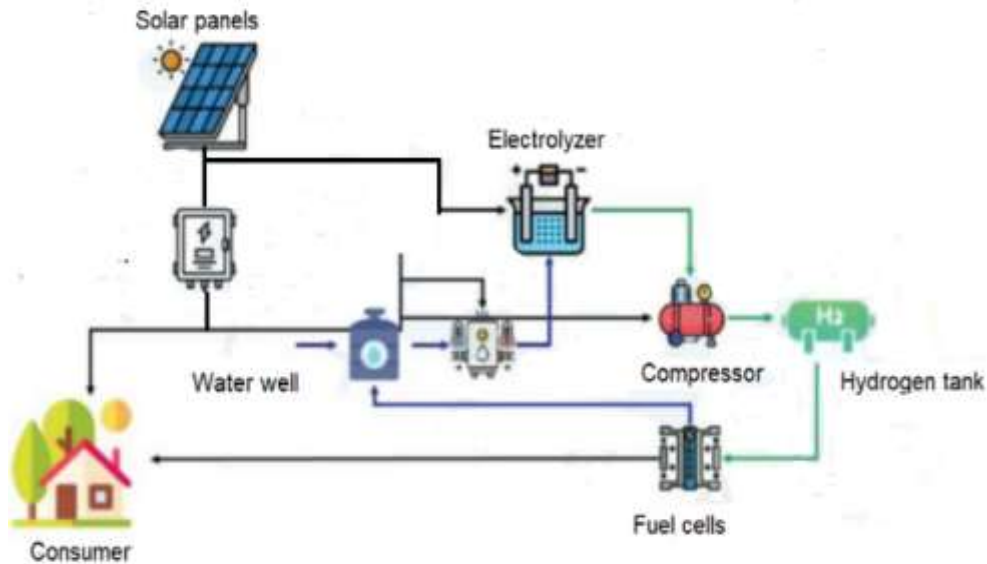
$$PBTM = \frac{CC_{pv} + CC_{HS}}{Income} \quad (12)$$

يبين الجدول (3) تفاصيل المعلومات المطلوبة لتقييم LCOE للمنظومة المقترحة. تكلفة الكربون المنبعثة من توليد الكهرباء C_{CO_2E} يتم تحديدها من [23].

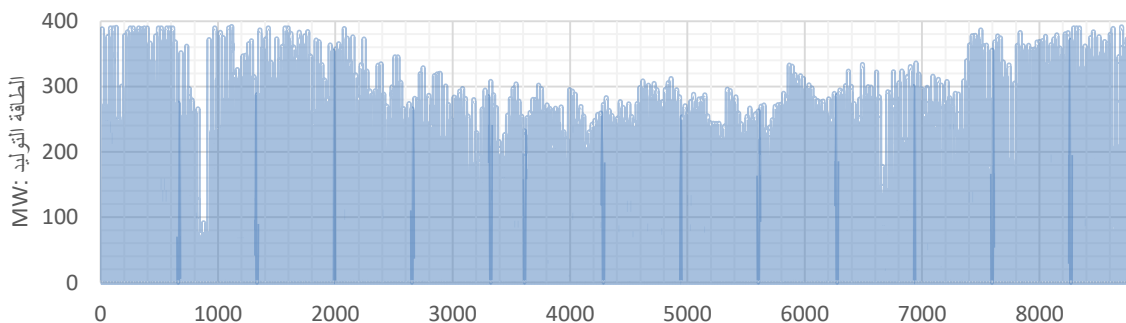
$$C_{CO_2E} = SC_{CO_2} \times EF_{CO_2E} \times E_L \quad (13)$$

حيث: SC_{CO_2} هي التكلفة الاجتماعية للكربون $85/\text{ton } CO_2$ ، E_L الكمية السنوية للطاقة EF_{CO_2E} يمثل معامل انبعاث CO_2 منظومة توليد الطاقة الجدول 3: تفاصيل المعلومات المطلوبة لتقييم LCOE للنظام الهجين المقترح

المعدات	تكلفة رأس المال	تكلفة الصيانة والتشغيل	العمر الافتراضي (سنة)
الألواح الكهروضوئية (PV Panels)	850 - 1100 دولار/كيلووات	15 - 25 دولار/كيلووات/سنة	25
المحلل الكهربائي	850 - 1100 دولار/كيلووات	13.6 - 20.5 دولار/كيلووات/سنة	25
خلية الوقود	1000 - 4000 دولار/كيلووات	0.016 - 0.08 دولار/كيلووات	20
خزان الهيدروجين	500 - 1000 دولار/كجرام	0.055 - 0.091 دولار/كجرام هيدروجين	20
الضواغط	250 - 650 دولار/كيلووات	250 - 650 دولار/كيلووات	25
محطة تحلية المياه	8000 - 15000\$/kw	0.084 - 0.13 دولار/مقاوات ساعة	25
المحول/العاكس	63 دولار/كيلووات	19 - 24 دولار/كيلووات	20
سعر كهرباء الشبكة (ليبيا)	0.040 - 0.130010 دولار/كيلووات ساعة	-	-



الشكل 5: تخطيط النظام المقترح

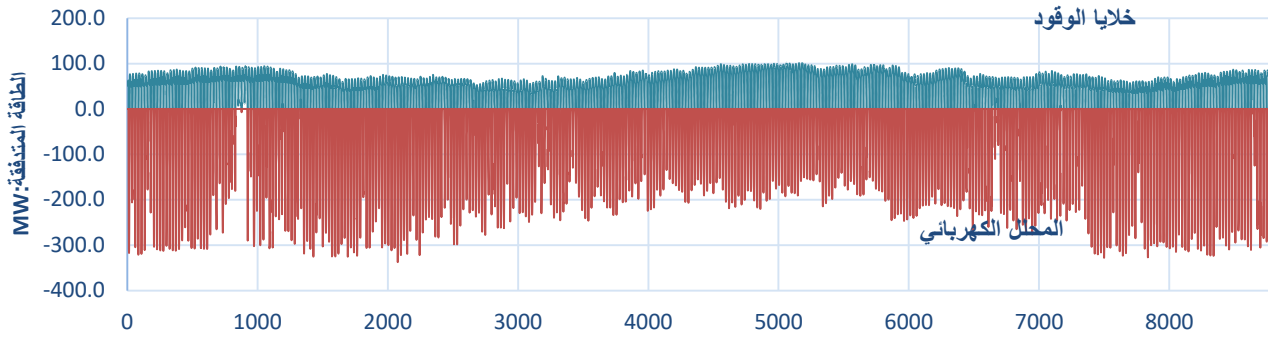


الشكل 6: إنتاجية حقل الألواح الشمسية بقدرة 11.1 MW

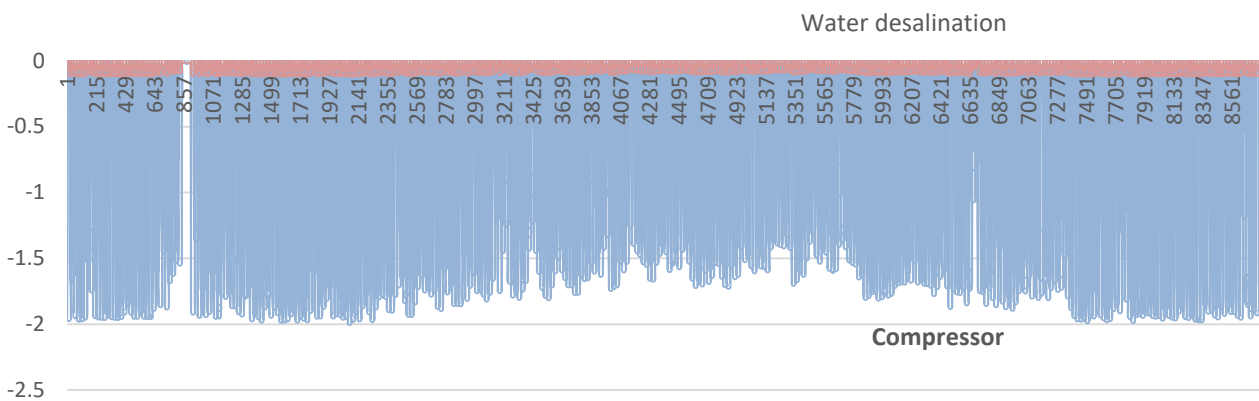
استدامة التغذية على مدار العام بمعزل عن التحديات اللوجستية للشبكات المركزية.

يوضح الشكل (7) آلية عمل المنظومة كقاعدة إمداد طاقة معزولة تماماً، حيث تبرز وحدة التحليل الكهربائي كعنصر ضبط ديناميكي لاستقطاب تدفقات الطاقة الكهروضوئية الفائضة، والتي تتراوح قيمتها عند الذروة بين 300 و350 MW وبدلاً من إهدار هذه القمم الإنتاجية غير المستغلة، يتم تحويلها مباشرة إلى طاقة كيميائية مخزنة على هيئة هيدروجين، مما يساهم في حماية النظام من إجهاد الأحمال الزائدة وتأمين احتياطي استراتيجي لطاقة. ومع انحسار التوليد الكهروضوئي، تنتقل المسؤولية التشغيلية إلى خلايا الوقود التي تضمن تدفقاً مستقراً للقدرة عند مستوى 100 MW لتغطية الحمل الأساسي لمنطقة براك الشاطئ بمقياس ساعي دقيق. ويثبت هذا التبادل الوظيفي بين وحدات النظام فاعلية الهيدروجين كوسيط تخزيني طويل الأمد (Long-duration Energy Storage)، متفوقاً على أنظمة البطاريات التقليدية في تحمل درجات الحرارة العالية في المناخ الصحراوي؛ إذ تظل المنظومة قادرة على تلبية متطلبات الحمل عبر استنزاف المخزون الكيميائي لتعويض الانخفاض الحراري في كفاءة المصفوفات خلال أشهر الصيف. إن هذا التكامل البيئي بين المصدر المتجدد ودورة الهيدروجين يرسخ مفهوم الاستقلال التام للطاقة، محققاً بذلك اكتفاءً ذاتياً حقيقياً بمعزل عن الشبكة العامة ودون الحاجة لأي مصادر طاقة خارجية. يوضح الشكل (8) أن وحدة الضغط الميكانيكي تمثل العبء الأكبر للطاقة والمنحنى الأكثر

يوضح الشكل (6) برهاناً هندسياً على الخصوصية التشغيلية للمنظومة باعتبارها نظاماً معزولاً تماماً عن الشبكة العامة (Standalone System)؛ إذ تقتصر مدخلات الطاقة في النموذج المقترح حصرياً على التدفقات الكهروضوئية دون الاستعانة بمصادر توليد رديفة أو ربط مع الشبكة العامة للكهرباء. وتعتمد المنهجية المتبعة على الحصر الشامل للأحمال النوعية لمنطقة الدراسة وضمان تغطيتها ذاتياً بواسطة الحقل الشمسي، حيث تبرز البيانات موازنة دقيقة بمقياس ساعي (Hourly Resolution) بين منحنى التوليد والطلب الفعلي. ويستدل من البيانات التحليلية للشكل على توجيه أي طاقة زائدة عن أحمال الاستهلاك خلال ساعات السطوع القصوى لتشغيل وحدات الفصل الكهروكيميائية للهيدروجين؛ إذ لا يُنظر للهيدروجين في هذا السياق كمنتج نهائي، بل كوسيط استراتيجي لتخزين الطاقة (Energy Storage Carrier) يتم حفظ هذا الفائض في صورة طاقة كيميائية لإعادة استردادها عبر خلايا الوقود (Fuel Cells) خلال فترات غياب الإشعاع أو عند وصول الأحمال إلى ذروتها القصوى التي تتجاوز القدرة الساعية للتوليد المباشر. إن هذا الاعتماد الكلي على المصدر الكهروضوئي، مع توظيف دورة الهيدروجين كعامل مساعد لتثبيت استقرار الطاقة، يرسخ مفهوم الاكتفاء الذاتي التام للمنظومة. كما يوضح الرسم المرجعي ضرورة توفر سعة تخزينية كافية تتيح عملية "ترحيل الطاقة (Energy Shifting)" لفائض الإنتاج المسجل في فترات الاعتدال، وذلك لسد العجز التشغيلي المتوقع في أشهر الصيف نتيجة التراجع الحراري في كفاءة الألواح، مما يضمن



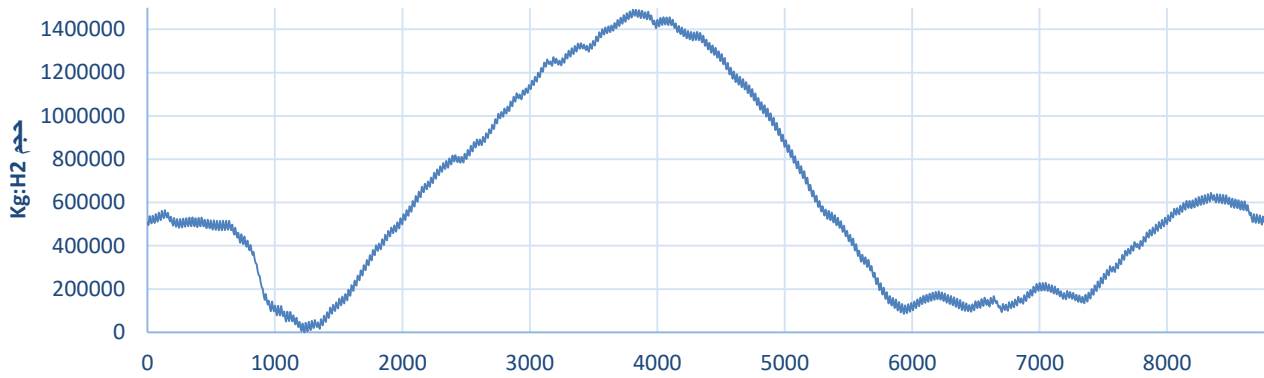
الشكل 7: الطاقة المستهلكة بواسطة المحلل الكهربائي والطاقة الناتجة عن خلية الوقود



الشكل 8: الطاقة المستهلكة من قبل الضاغطة ومحطة تحلية المياه RO

الساعة 4000. ويُعد هذا الاحتياطي الضمان التشغيلي الأساسي لاستمرارية التغذية الكهربائية؛ إذ يتم استرجاعه عند انخفاض ناتج الخلايا الكهروضوئية، مما يثبت كفاءة الهيدروجين في التخزين طويل الأمد الذي يتفوق على الأنظمة الكيميائية التقليدية. تعتمد المنظومة المصممة للمنطقة على محطة توليد بقدرة 511.1MWh، بإنتاج سنوي إجمالي يصل إلى 1,611,800 MWh ومن واقع الحسابات، حُصص جزء من هذا الإنتاج لتغطية الحمل السنوي المطلوب والبالغ 590,018 MWh، بينما وُجّه الفائض الذي يتجاوز المليون ميغاوات ساعة ليُحفظ في صورة هيدروجين أخضر. ولتحقيق الاستقلال التام عن الشبكة الكهربائية العامة، يعمل النظام عبر محلل كهربائي بمعيار (PEM) بقدرة 198.4 ميغاوات، متصلاً بوحدة ضغط ترفع الغاز إلى 100bar ليُحفظ في خزان بسعة 1490.7m³ وبناءً على هذه المعطيات التقنية، فإن الكتلة الفعلية للهيدروجين عند امتلاء الخزان تُقدر بنحو 56.6طن؛ وهي كمية قادرة عند استرجاعها عبر خلايا الوقود بقدرة 171.5MW على توفير حوالي 1,885MWh من الطاقة الكهربائية. وبمقارنة هذا الاحتياطي بمعدل الاستهلاك الساعي البالغ 67.35 ميغاوات، مما يؤكد متانة التصميم في تأمين الاحتياجات الكهربائية بمعزل عن الشبكة العامة. كما وأدرجت مقارنة للمواصفات الفنية والتكلفة المستوية للطاقة لأنظمة الطاقة الهجينة المعتمدة على الهيدروجين في دراسات عالمية مختارة في الجدول 4.

تذبذباً ضمن المنظومة، بمتطلبات قدرة تبلغ قرابة 2 MW. ويرتبط السلوك التشغيلي للضاغط ارتباطاً بنويماً بمعدلات معالجة الهيدروجين؛ إذ يعمل النظام على مزامنة بروتوكولات رفع الضغط ميكانيكياً مع معدلات التوليد الكهروكيميائية بمقياس ساعي دقيق، وذلك لضمان الوصول إلى كثافة التخزين التصميمية وتحسين كفاءة الحفظ في الصهاريج باعتبارها مخزناً استراتيجياً للطاقة. في المقابل، يكشف تحليل منحنى محطة تحلية المياه عن نمط استهلاك يتسم بالاستقرار والانخفاض النسبي، مما يشير إلى أن عمليات تنقية المياه اللازمة لدورة التخزين الهيدروجيني لا تفرض إجهاداً على ميزانية الطاقة الكلية، بل تُصنّف كحمل أساسي ثابت (Base Load) ويبرهن هذا التوزيع على كفاءة الجدولة الفنية للأحمال المساعدة؛ حيث يتم توجيه الكتلة الأكبر من الطاقة لعمليات الضغط وحفظ الطاقة كيميائياً بالتزامن مع بلوغ التوليد الكهروضوئي مستوياته القصوى. تضمن هذه الاستراتيجية استمرارية دورة التخزين دون استنزاف القدرة الصافية للنظام المستقل، مما يعزز من الموثوقية التشغيلية للمنظومة في بيئة براك الشاطئ، ويؤكد أن وظيفة الهيدروجين في هذا الإطار هي دعم استدامة التغذية وتثبيت استقرار الشبكة المعزولة وليس الإنتاج لغرض التصدير الصناعي. يوضح الشكل (9) تطور رصيد الهيدروجين داخل الخزانات على مدار عام كامل، حيث يكشف المنحنى عن آلية تجميع الفائض خلال فترات الذروة الإنتاجية للألواح ليصل المخزون إلى أقصى قيمة له بنحو 1.5MKg عند



الشكل 9: المستوى الديناميكي في خزان H2: Kg

الجدول 4: تحليل مقارنة للمواصفات الفنية والتكلفة المستوية للطاقة (LCOE) لأنظمة الطاقة الهجين المعتمدة على الهيدروجين في دراسات علمية مختارة.

المرجع	LCOE	تركيبية المنظومات	بلد الدراسة
[55]	0.5959-0.1553 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 2,112 ميغاوات الكتلة الحيوية: 212 ميغاوات المحلل الكهربائي: 1,507 ميغاوات خلية الوقود: 320 ميغاوات خزان الهيدروجين: 3م 5,000	فلسطين
[65]	0.30 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 150 ميغاوات الطاقة الشمسية المركزة: 150 ميغاوات طلب الوقود: 60 ميغاوات المحلل الكهربائي: 80 ميغاوات خزان الهيدروجين: 200 م 3	الصين
[66]	0.1415 دولار/كيلووات ساعة	(دورة PTC + رانكين): 3.17 ميغاوات الرياح: 23 ميغاوات خلية الوقود: 14.3 ميغاوات المحلل الكهربائي: 19 ميغاواط	كندا
[67]	70 يورو/ميغاوات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 957 ميغاوات الشبكة: 625 ميغاوات المحلل الكهربائي: 1300 ميغاوات	الدانمارك
[68]	0.281 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 250 كيلووات الشبكة: 326,252 كيلووات ساعة/سنة المحول: 158 كيلووات المحلل الكهربائي: 100 كيلووات خزان الهيدروجين: 80 كجم	إندونيسيا
[69]	0.089 - 0.085 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 133.4 كيلووات المحلل الكهربائي: 110.3 كيلووات خلية الوقود: 29.2 كيلووات خزان الهيدروجين: 3م 1444.2	الولايات المتحدة الأمريكية
[70]	0.055 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 133 كيلووات الطاقة الحيوية: 100 كيلووات البطارية: 100 كيلووات ساعة خزان الهيدروجين: 80 كجم	المملكة العربية السعودية
[71]	0.080-0.058 دولار/كيلووات ساعة	المحلل الكهربائي: 50 ميغاوات	تركيا
[72]	0.183 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الكهروضوئية: 883 كيلووات المحلل الكهربائي: 596 كيلووات خلية الوقود: 327 كيلووات البطارية: 400 كيلووات ساعة مولد ديزل: 337 كيلووات خزان الهيدروجين: 1000 كجم	أستراليا
الدراسة الحالية	0.289 - 0.097 دولار/كيلووات ساعة	الطاقة الشمسية: 511.1 ميغاوات المحلل الكهربائي: 198.4 ميغاوات خلية الوقود: 171.5 ميغاوات 3م 207043 خزان الهيدروجين:	ليبيا

كشفت النمذجة الرياضية والتقديرية الهندسية لمنظومة الطاقة المقترحة عن قدرة عالية في تأمين إمداد كهربائي مستقر ومستدام لمنطقة براك

100 bar يوفر احتياطياً استراتيجياً ضمن استدامة التدفق. وتكمن الأهمية التقنية لهذا التكوين في قدرة النظام على "الموازنة الموسمية" للقدرة؛ حيث يعمل الهيدروجين كوسيط تخزيني عالي الكثافة لامتناسص التدبذبات الإنتاجية الناتجة عن الظروف الجوية المتقلبة في البيئة الصحراوية، مما يرفع من مرونة الشبكة المستقلة أمام حالات العجز الإشعاعي الطارئة.

3. من المنظور المالي، سجلت التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) معدلات تنافسية تتراوح بين 0.097 - 0.289 \$/kWh، وبالتوازي مع الجدوى المالية المباشرة، يحقق النظام أثراً بيئياً جوهرياً عبر تفادي انبعاث 611,850 طن من غاز ثاني أكسيد الكربون (CO₂) سنوياً. وبناءً على تقديرات القيمة السوقية للكربون لعام 2025 البالغة 85 \$/ton، يولد النظام وفراً اقتصادياً بيئياً غير مباشر يُقدر بنحو 52 مليون دولار سنوياً؛ مما يرسخ مفهوم التحول نحو الهيدروجين في المناطق النائية كاستثمار استراتيجي يتجاوز الحلول التقنية التقليدية إلى آفاق الاستدامة المالية والبيئية طويلة الأمد.

التوصيات

تستعرض هذه الدراسة مسارات بحثية وتقنية لدعم استراتيجيات التحول نحو أنظمة الطاقة المستدامة في البيئات الصحراوية، وتوصي بالآتي:

1. تطوير الموثوقية التشغيلية عبر الأنظمة الهجينة: يُوصى بدراسة إمكانية دمج الإشعاع الشمسي مع موارد متجددة مكملية (مثل طاقة الرياح) ضمن "منظومات هجينة (Hybrid Systems)"; بهدف تقليص معامل التدبذ في التوليد ورفع معامل السعة (Capacity Factor) لوحدة التحليل الكهربائي، مما يضمن تدفقاً للطاقة أكثر استقراراً يعزز من كفاءة دورة التخزين الهيدروجيني.
2. تعزيز الاستدامة المائية والتكامل الدائري: ضرورة تقييم الجدوى الفنية لاستخدام مياه الصرف المعالجة كبديل استراتيجي للمياه الجوفية في عمليات التحليل الكهربائي. ويتضمن ذلك استكشاف المسارات التقنية لاسترداد المغذيات والأسمدة كمنتجات ثانوية (By-products)، مما يساهم في خفض البصمة المائية للمنظومة ودعم التنمية الزراعية في المناطق الصحراوية ذات الندرة المائية الشديدة عبر مفهوم الاقتصاد الدائري.
3. النمذجة الاستراتيجية للاقتصاد الكلي: إجراء دراسات جدوى موسعة لتوطين مراكز إنتاج ضخمة للهيدروجين الأخضر كركيزة لتنويع الاقتصاد الوطني. ويشمل ذلك تحليل البنية التحتية اللوجستية اللازمة لتحويل الهيدروجين من وسيط تخزيني محلي إلى سلعة استراتيجية قابلة للتصدير عبر خطوط الأنابيب أو الناقلات نحو الأسواق العالمية، لاسيما السوق الأوروبية، مع التركيز على تحليل التكلفة المستوية للهيدروجين (LCOH) في سلاسل الإمداد الدولية.

Author Contributions: "All authors have made a substantial, direct, and intellectual contribution to the work and approved it for publication."

Funding: "This research received no external funding."

Data Availability Statement: "The data are available at request."

Conflicts of Interest: "The authors declare no conflict of

الشاطر، حيث استقرت التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) ضمن نطاق يتراوح بين 0.097 - 0.289 \$/kWh. وتكتسب هذه النتائج قيمة تنافسية استثنائية عند إخضاعها للمقارنة المعيارية (Benchmarking) مع تكاليف الإمداد في دول الجوار الإقليمي التي تسجل متوسطاً يقارب 0.189 \$/kWh؛ مما يبرهن على أن الاعتماد على الأنظمة الكهروضوئية المستقلة المعززة بدورة تخزين هيدروجينية لا يمثل مجرد حل تقني، بل خياراً اقتصادياً استراتيجياً يقلص الحساسية المفرطة تجاه تقلبات أسعار الوقود الأحفوري العالمية وينهي الاعتماد على شبكات النقل الوطنية المتهالكة التي تعاني من فوادم تقنية عالية وتكاليف صيانة باهظة في المسافات الصحراوية البعيدة. وعلى صعيد التحليل المالي للمشروع، أظهرت حسابات التدفقات النقدية المخصومة أن فترة استرداد رأس المال (Payback Period) تتراوح بين 13 و26 عاماً، وهي فترة تتسق مع العمر الافتراضي للمنظومات الكهروضوئية الحديثة، وتعكس توازناً مقبولاً في ظل ارتفاع التكاليف الرأسمالية الأولية (CAPEX) لأنظمة التخزين الهيدروجيني. أما من المنظور البيئي، فإن المنظومة تقدم حلاً جذرياً لمشكلة الانبعاثات الكربونية، حيث تساهم في خفض انبعاثات ثاني أكسيد الكربون (CO₂) بمعدل 611,850 طن سنوياً نتيجة الاستغناء عن محطات التوليد الحراري التقليدية. وبالنظر إلى التوجهات العالمية في تسعير الكربون، حيث بلغ متوسط السعر لعام 2025 حوالي 85 \$/ton، فإن المشروع يولد وفراً اقتصادياً بيئياً غير مباشر يُقدر بنحو 52 مليون دولار سنوياً؛ وهي قيمة تعبر عن "التكاليف الاجتماعية والمناخية المتجنبة" التي كانت ستتحملها الدولة في حال الاستمرار في حرق الوقود التقليدي. إن هذا التكامل الفريد بين الاستقلال التشغيلي، والوفر البيئي، والاستدامة المالية طويلة الأمد، يضع هذا التصميم الهندسي كأنموذج مرجعي لتحول الطاقة في المناطق النائية، محققاً بذلك أهداف التنمية المستدامة مع ضمان استقرار أمن الطاقة للمنطقة على مدار عقود التشغيل القادمة.

الاستنتاجات

1. تُقدم هذه الدراسة إطاراً هندسياً واقتصادياً متكاملًا لاستدامة أمن الطاقة في منطقة براك الشاطر؛ إذ برهنت النمذجة الرياضية أن تشييد حقل كهروضوئي بقدرة اسمية تبلغ 511.1 MWh يضمن حصاداً للطاقة سنوياً يصل إلى 1,611,800 MWh، وتُعد هذه السعة كافية لتغطية الطلب السنوي التراكمي للمنطقة والبالغ 590,018 MWh ضمن نظام طاقة معزول تماماً (Off-grid) ويرتكز استقرار هذه الشبكة المصغرة على دورة كيميائية مغلقة لإنتاج وتخزين واسترداد الهيدروجين الأخضر، مما يتيح معالجة انقطاع الإمداد الشمسي وتلبية منحى الأحمال المتغير بموثوقية تشغيلية عالية.
2. أكد التحليل الإنشائي والفيزيائي لوسائط الحفظ الكيميائي أن تخصيص سعة تخزينية تبلغ 20,704 m³ تحت ضغط تشغيلي قدره

interest."

Reference

- [1] M. Salem, et al. "Technical and environmental cost-benefit analysis of strategies towards a green economy in the electricity sector in Libya." *Economics and Policy of Energy and the Environment*, vol. 2, no. (2025/2), pp. 133-167, 2025. <https://doi.org/10.3280/EFE2025-002007>

- [2] M Elnaggar, et al. "Leveraging Wind Energy for Electricity and Hydrogen Production: A Sustainable Solution to Power Shortages and Eco-Friendly Alternative Fuel." *Advanced Energy and Sustainability Research*, vol. 7, no. 1, p. e202500049, 2026. <https://doi.org/10.1002/aesr.202500049>
- [3] I. Latiwash, et al. "Energy, Economic, Environmental, and Technical (4E) Analysis of an Integrated Solar PV–Hydrogen System for Supplying an Urban Electrical Load." *Fezzan University scientific Journal*, 2026. Unpublished.
- [4] A. Abdullallah, et al. "Leveraging Hydrogen for Covering Energy Shortage in an Electricity Subgrid." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 245-254, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_26
- [5] M. Alnadhif, et al. "Design of a Multi-Source Hybrid Renewable Energy System (Solar, Wind, Biomass, and Hydrogen) for Achieving Sustainability." *Fezzan University scientific Journal*, 2026. Unpublished
- [6] A. Aqila, and S. Suliman. "Design of Hybrid Renewable Energy System (PV/Wind/Battery) Under Real Climatic and Operational Conditions to Meet Full Load of the Residential Sector: A Case Study of a House in Samno Village–Southern Region of Libya." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*. vol. 3, no. 2, pp. 168-181, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_23
- [7] Aqila, A., et al. 2025. Design and analysis of a PV/wind/battery hybrid renewable energy system for residential buildings under real-time conditions. In *Proceedings of the Engineering for Palestine Conference*.
- [8] A. Aqila, A. Abubaker, N. Fathi. "Design of a Hybrid Renewable Energy System to Meet Housing Thermal Loads: Performance Evaluation Under Real Conditions of a House in Samno Region, Libya." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 179-191, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_23
- [9] N. Abohamoud, et al. "Regression Model for Optimum Solar Collectors' Tilt Angles in Libya." The 8th International Engineering Conference on Renewable Energy & Sustainability (ieCRES 2023), Gaza Strip, Palestine, 08-09 May 2023. [Hts://doi.org/10.1109/ieCRES57315.2023.10209547](https://doi.org/10.1109/ieCRES57315.2023.10209547)
- [10] A. Abdullallah, et al. "Integrating Electricity Sub-Grid with Pumped Hydropower Storage System for Grid Stability and Sustainability." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 322-332, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_40
- [11] H. El-Khozondar, et al. "Feasibility of Concentrating Solar Power as a Solar Fuel for Electrical Power Stations: A Case Study of Ubari Gas-Power Station in Libya." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 56-69, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_06
- [12] K. Moumani. "Management of sustainable development in the light of Arab and international cooperation, a case study of the Arab vision of management of sustainable development." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 1, no. 1, pp. 1-8, 2023. https://doi.org/10.63318/waujpasv1i1_01
- [13] T. Roy. "Techno-economic and environmental assessment of green hydrogen production in multiple Australian regions using different electrolyzer technologies." *Renewable Energy*, vol. 256, p. 123879, 2026. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123879>.
- [14] S. Turkdogan. "Design and optimization of a solely renewable based hybrid energy system for residential electrical load and fuel cell electric vehicle." *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 24, no. 2, pp. 397-404, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jestech.2020.08.017>
- [15] S. Rekik, I. Khabbouchi, A. Eladeb, B. M. Alshammari, and L. Kolsi. "A spatio-techno-economic analysis for wind-powered hydrogen production in Tunisia." *Alexandria Engineering Journal*, vol. 128, pp. 833-851, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2025.07.028>
- [16] P. Kapen, B. Nouadje, V. Chegnimonhan, G. Tchuen, and R. Tchinda. "Techno-economic feasibility of a PV/battery/fuel cell/electrolyzer/biogas hybrid system for energy and hydrogen production in the far north region of cameroon by using HOMER pro." *Energy Strategy Reviews*, vol. 44, p. 100988, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100988>
- [17] F. El-Batta, et al. "AI-Based Monitoring of Solar Panels in Desert Environments: Distinguishing Dust Accumulation for Fault Detection." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 340-353, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_38
- [18] E. Salim, et al. "A brief overview of hybrid renewable energy systems and analysis of integration of isolated hybrid PV solar system with pumped hydropower storage for Brack city-Libya," *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 152-167, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_22
- [19] N. Fathi and A. Salem. "The reliability of the photovoltaic utilization in southern cities of Libya." *Desalination*, vol. 209, no. 1-3, pp. 86-90, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.04.013>
- [20] A. Mohammed, A. Ghaithan, A. Al-Hanbali, and A. Attia. "A multi-objective optimization model based on mixed integer linear programming for sizing a hybrid PV-hydrogen storage system." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 26, pp. 9748-9761, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.060>
- [21] G. Yang, H. Zhang, W. Wang +B. Liu, C. Lyu, and D. Yang, "Capacity optimization and economic analysis of PV–hydrogen hybrid systems with physical solar power curve modeling," *Energy Conversion and Management*, vol. 288, p. 117128, 2023.
- [22] P. Ogarek, A. Stec, and D. Słyś, "Technical and economic analysis of an autonomous hybrid photovoltaic-hydrogen energy system for academic buildings with the focus on energy Independence–A case study for Poland," *Applied Energy*, vol. 392, p. 125985, 2025.
- [23] M. Al-Mahmodi, O. Ayadi, Y. Wang, and A. Al-Halhouli, "Sensitivity-based techno-economic assessment approach for electrolyzer integration with hybrid photovoltaic-wind plants for green hydrogen production," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 97, pp. 904-919, 2025.
- [24] A. Hassan, M. Awad, and M. Nasser. "Towards clean energy independence: Assessing MENA region hybrid PV-wind solutions for green hydrogen generation and storage and 24/7 power production." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 73, p. 10415, 2025.
- [25] F. Gutiérrez-Martín, J. A. Díaz-López, A. Caravaca, and A. J. Dos Santos-García, "Modeling and simulation of integrated solar PV-hydrogen systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 995-1006, 2024
- [26] Y. Nassar, et al. "Assessing the viability of solar and wind energy technologies in semi-arid and arid regions: a case study of Libya's climatic conditions." *Applied solar energy*, vol. 60, no. 1, pp. 149-170, 2024
- [27] I. Latiwash, et al. "Performance Analysis and Sizing Optimization of Utility-Scale PV/Battery Storage System for Urban Zones." *University of Zawia Journal of Engineering Sciences and Technology*, vol. 3, no. 2, pp. 261–275, 2025. <https://orcid.org/0009-0001-8521-8177>
- [28] F. Ali, et al. "Numerical Analysis and Optimization of Area Contribution of The PV Cells in the PV/T Flat-Plate Solar Air Heating Collector." *Solar Energy Research Update*, vol. 6, pp. 43-50, 2019. <https://doi.org/10.31875/2410-2199.2019.06.5>
- [29] N. Fathi, et al. "Thermoelectrical Analysis of a New Hybrid PV-Thermal Flat Plate Solar Collector." *2023 8th International Engineering Conference on Renewable Energy & Sustainability (ieCRES)*, Gaza, Palestine, State of, 2023, 1-5. <https://doi.org/10.1109/ieCRES57315.2023.10209472>
- [30] N. Fathi, A. Hafez, and S. and Alsadi, S. "Multi-Factorial Comparison for 24 Distinct Transposition Models for Inclined

- Surface Solar Irradiance Computation in the State of Palestine: A Case Study." *Front. Energy Res.*, vol. 7, p. 163, 2020. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2019.00163>
- [31] N. Fathi. "Analytical-numerical computation of view factor for several arrangements of two rectangular surfaces with non-common edge." *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 159, p. 120130, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.120130>
- [32] S. Alsadi, H. El-Khozondar, and S. Refaat. "Determination of the Most Accurate Horizontal to Tilted Sky-Diffuse Solar Irradiation Transposition Model for the Capital Cities in MENA Region." *2022 3rd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, Doha, Qatar, pp. 1-6, 2022. <https://doi.org/10.1109/SGRE53517.2022.9774146>
- [33] Y. Nassar, J. Hala, S. Belhaj, S. Alsadi, and N. Abuhamoud. "View Factors in Horizontal Plane Fixed-Mode Solar PV Fields." *Front. Energy Res.*, vol. 10, p. 859075, 2022. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.859075>
- [34] M. Khaleel, et al. "Sensitivity of global solar irradiance to transposition models: Assessing risks associated with model discrepancies." *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 11, p. 100887, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100887>
- [35] A. Alatrash, et al. "Optimum Number of Glass Covers of Thermal Flat Plate Solar Collectors." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 2, no. 1, pp. 1-10, 2025. <https://www.waujpas.com/index.php/journal/article/view/35>
- [36] A. Alkhazmi, et al. "Design and Analysis of PV Solar Street Lighting systems in Remote Areas: A Case Study." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 1-14, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_01
- [37] H. El-Khozondar, et al. "Economic and Environmental Implications of Solar Energy Street Lighting in Urban Regions: A Case Study." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 142-151, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_21
- [38] I. Imbayah, et al. "Modeling A 600 MW Floating Photovoltaic System in Al-Khums city, Libya: Performance Analysis and Implementation Using PVSyst." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 223-237, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_24
- [39] M. Al-Maghalseh, A. Hammad, M. Hamdan, and E. Abdelhafez. "Thermal Comfort of Buildings Integrated Photovoltaics (BIPV)." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 146-164, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_16
- [40] S. Alfathi, G. Miskeen, and W. Mremi. "Evaluation and Prediction Performance of Solar Panel and Wind Turbine Systems Using Simulation." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 94-104, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_10
- [41] B. Ahmed, et al. "Optimal Design of Hybrid Renewable Energy System (PV/Wind/PHS) Under Multiple Constraints of Connection to the Electricity Grid: A Case Study." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 83-93, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_09
- [42] L. Ben Dalla, O. Karal, M. EL-Sseid, and A. Alsharif. "An IoT-Enabled, THD-Based Fault Detection and Predictive Maintenance Framework for Solar PV Systems in Harsh Climates: Integrating DFT and Machine Learning for Enhanced Performance and Resilience." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 41-55, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_05
- [43] M. Al-Maghalseh. "The Environmental Impact and Societal Conditions of PV Power Plants: A Case Study of Jericho Gate-Palestine Stat Of." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 16-31, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_03
- [44] K. Amer, et al. "Economic-Environmental-Energetic (3E) analysis of Photovoltaic Solar Energy Systems: Case Study of Mechanical & Renewable Energy Engineering Departments at Wadi AlShatti University." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 51-58, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_09
- [45] B. Ahmed, et al. "Atlas of solar (PV and CSP) and wind energy technologies in Libya." *North Afr. J. Sci. Publ.(NAJSP)*, vol. 1, no. 4, pp. 8-24, 2023. <https://www.researchgate.net/publication/374846048>
- [46] Fathi, N. et al. "Mapping of PV Solar Module Technologies Across Libyan Territory." *Iraqi International Conference on Communication and Information Technologies*. pp. 227–232, 2022. <https://doi.org/10.1109/IICCIT55816.2022.10010476>
- [47] G. Miskeen, et al. "Atlas of PV solar systems across Libyan territory." *International Conference on Engineering & MIS (ICEMIS)*, Istanbul, Turkey, 2022. <https://doi.org/10.1109/ICEMIS56295.2022.9914355>
- [48] A. Mohamed. "High-Pressure Compression, Liquefaction and Metal Hydrides for Hydrogen Storage." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 75-84, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_08
- [49] A. Albatayneh, et al. "Water-Energy Nexus Dilemma for Hydrogen Production in Water-Scarce Regions." *Energy Nexus*, vol. 19, p. 100463, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2025.100463>
- [50] A. Youssef, R. Abdelkareem, H. Mousa, and M. Ismeil. "Economic and technical evaluation of hydrogen storage in hybrid renewable systems with demand-side management: Upper Egypt case study." *IEEE Access*, vol. 12, pp. 120250-120272, 2024. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3428640>
- [51] M. Salem, A. Elmabruk, M. Irhouma, and I. Mangir. "Assessment of Wind Energy Potential in Western Mountain: Nalut and Yefren as Case Study." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 35-42, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_7
- [52] S. Ahmad, A. Agrira, N. Fathi. "The Impact of Loss of Power Supply Probability on Design and Performance of Wind/Pumped Hydropower Energy Storage Hybrid System." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 52-62, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_06
- [53] S. Mohammed, et al. "Exploring Promised Sites for Establishing Hydropower Energy Storage (PHES) Stations in Libya by Using the Geographic Information Systems (GIS)." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 1, pp. 85-94, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i1_13
- [54] E. Almhdi, and G. Miskeen. "Power and Carbon Footprint Evaluation and Optimization in Transitioning Data Centres." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 221-229, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_28
- [55] M Elnaggar, et al. "Leveraging Wind Energy for Electricity and Hydrogen Production: A Sustainable Solution to Power Shortages and Eco-Friendly Alternative Fuel." *Advanced Energy and Sustainability Research*, vol. 7, no. 1, p. e202500049, 2026. <https://doi.org/10.1002/aesr.202500049>
- [56] M. Mohammed, et al. "Techno-Economic Feasibility of Parabolic Trough Solar Steam for Thermal Enhanced Oil Recovery." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 184-190, 2026. https://doi.org/10.63318/waujpasv4i1_19
- [57] H. El-Khozondar, R. EL-Khozondar, and F. El-Batta. "Technical-economical-environmental assessment of grid-connected hybrid renewable energy power system for Gaza Strip-Palestine." *Engineering Science and Technology, an*

- International Journal*, vol. 69, p. 102120, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2025.102120>
- [58] M. Abuhelwa, M. Elnaggar, W. Salah, Y. Nassar, and M. Bashir. "Exploring the Prevalence of Renewable Energy Practices and Awareness Levels in Palestine." *Energy Science & Engineering*, vol. 13, no. 3, pp. 1292-1305, 2025. <https://doi.org/10.1002/ese3.2070>
- [59] N. Fathi, et al. "Estimation of CO₂ Emission within Libya's Electricity Generation Sector." *Next Research*, vol. 2, no. 3, p. 100567, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.nexres.2025.100567>
- [60] S. Mohammed, et al. "Carbon and Energy Life Cycle Analysis of Wind Energy Industry in Libya." *Solar Energy and Sustainable Development Journal*, vol. 12, no. 1, pp.50-69, 2023. <https://doi.org/10.51646/jsesd.v12i1.150>
- [61] M. Inweer, et al. "Carbon footprint life cycle assessment of cement industry in Libya." *Discov. Concr. Cem.*, vol. 1, p. 37, 2025. <https://doi.org/10.1007/s44416-025-00037-1>
- [62] M. Inweer, and Y. Nassar. "Carbon Emissions Life Cycle Assessment of Cement Industry in Libya." *Wadi Alshatti University Journal of Pure and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 162-173, 2025. https://doi.org/10.63318/waujpasv3i2_21
- [63] K. Aissa, and S. Alsadi. "Estimation of Environmental Damage Costs from CO₂e Emissions in Libya and the Revenue from Carbon Tax Implementation." *Low Carbon Economy*, vol. 8, pp. 118-132, 2017. <https://doi.org/10.4236/lce.2017.84010>
- [64] Y. Nassar, S. Alsadi. "Economical and environmental feasibility of the renewable energy as a sustainable solution for the electricity crisis in the Gaza Strip." *International Journal of Engineering Research and Develop*, vol. 12, no. 3, pp. 35-44, 2016. <https://www.researchgate.net/publication/301328870>
- [65] A. Abuyahya, E. A. Feilat, and A. Abuzayed, "Optimal Hybrid Energy System Sizing for Green Hydrogen Production: Scenario-Based Techno-Economic Approach." *Hydrogen*, vol. 7, no. 1, p. 12, 2026. <https://doi.org/10.3390/hydrogen7010012>
- [66] L. Liu, R. Zhai, and Y. Hu. "Multi-objective optimization with advanced exergy analysis of a wind-solar-hydrogen multi-energy supply system." *Applied Energy*, vol. 348, p. 121512, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121512>
- [67] M. Temiz, and I. Dincer. "A newly developed solar-based cogeneration system with energy storage and heat recovery for sustainable data centers: Energy and exergy analyses." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102145, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102145>
- [68] H. Nami, A. Ardehali, and H. Wenzel. "Optimal sizing of electrolysis systems in regions with renewable energy and limited transmission capacity: a case study of the Lolland-Falster islands, Denmark." *Energy*, vol. 328, p. 136584, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136584>
- [69] L. Assaffat, et al. "Improving Grid Stability with Hybrid Renewable Energy and Green Hydrogen Storage: A Study of Karimunjawa Island." *Mathematical Modelling of Engineering Problems*, vol. 12, no. 5, 2025. <https://doi.org/10.18280/mmep.120506>
- [70] A. Sohani. "Time-dependent energy, economic, and environmental assessment of a PV-hydrogen integrated power system." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 144, pp. 964-976, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.327>
- [71] Q. Rong, et al. "Environmental, financial, and technological viability of based on a Grid/PV/battery/wind/electrolyzer/biogas hybrid configuration for producing energy and hydrogen." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 103, pp. 836-850, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.249>
- [72] Y. Balci, and C. Erbay. "Green hydrogen production from offshore wind: A techno-economic analysis for Türkiye." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 97, pp. 377-390, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.431>