Comprehensive Journal of Science
Volume (10), Issue (37), (NOV. 2025)
SICST2025, www.sicst.ly
ISSN: 3014-6266

مجلة العلوم الشاملة
عدد خاص بالمؤتمر الدولي الثالث للعلوم والتقنية
المجلد (10)، العدد (37)، (نوفمبر2025)
ردمد: 3014-6266

# تقييم نظام الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر في ليبيا:

## دراسة حالة مصراتة

**اسامة سالم الشريرى[1]، مصطفى علي اسميو[2]**

[1,2]قسم الهندسة الكهربائية والإلكترونية، كلية العلوم التقنية مصراته، مصراته، ليبيا

alsherari_salem@yahoo.com

Received: 30-09-2025; Revised: 10-10-2025; Accepted: 31-10-2025; Published: 25-11-2025

## الملخص

يواجه قطاع الكهرباء في ليبيا تحديات هيكلية تتمثل في الاعتماد شبه الكامل على الوقود الأحفوري وعدم استقرار الشبكة، وهو ما ينعكس سلبًا على التنمية الاقتصادية والاجتماعية. وفي هذا السياق، تقترح الدراسة الحالية اعتماد نظام الضخ والتخزينالكهرومائي باستخدام مياه البحر (SW-PHS) بوصفه خيارًا استراتيجيًا لتعزيز أمن الطاقة وتحقيق استقرار أكبر للشبكة. تم اختيار موقع كهف دخيل – مصراتة كحالة دراسية، حيث جرى تقييم الجدوى الفنية والاقتصادية والبيئية للمشروع من خلال حسابات هندسية دقيقة لسعة التخزين والقدرة المركبة، إضافةً إلى إجراء تحليل اقتصادي باستخدام مؤشرات صافي القيمة الحالية (NPV) ومعدل العائد الداخلي (IRR) والتكلفة المستوية للطاقة (LCOE) مع تحليل حساسية للتغير في أسعار الكهرباء وتكاليف رأس المال. أظهرت النتائج أن النظام قادر على توفير سعة تخزينية تصل إلى نحو 12.6 GWhمع قدرة مركبة تقارب 1574 MW، كما بلغت قيمة NPVحوالي 2.45 مليار دولار و IRRانحو 18.5 %مع LCOEمنخفضة(0.045 $/kWh) ، مما يعكس جدوى اقتصادية واضحة. علاوة على ذلك، أظهر التقييم البيئي أن النظام قادر على تجنب ما يقارب 3.7مليون طن من انبعاثات $CO_2$ سنويًا مقارنة بتوليد الكهرباء من وحدات الديزل. وبناءً على ذلك، تؤكد الدراسة جدوى هذا المشروع من الناحية الفنية والاقتصادية والبيئية، وتوصي بالشروع في مسوحات جيولوجية وتطوير أطر تنظيمية محفزة للاستثمار.

**الكلمات المفتاحية:** نظام الضخ والتخزين الكهرومائي، مياه البحر، أمن الطاقة، كهف دخيل، الجدوى الاقتصادية، انبعاثات ثاني أكسيد الكربون، الطاقة المتجددة في ليبي

## Abstract

Libya’s power sector suffers from structural deficiencies, notably a heavy reliance on fossil-fuel generation and chronic grid instability, which significantly hinder both economic and social development. In this context, the present study explores the potential of Seawater Pumped Hydroelectric Storage (SW-PHS) as a strategic solution to enhance national energy security and improve grid reliability. A case study was conducted at the Misurata site (Dakheel Cave), where the techno-economic and environmental feasibility of the project was assessed through detailed engineering calculations of storage capacity and installed power. This was complemented by an economic evaluation using Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Levelized

Cost of Energy (LCOE), alongside a sensitivity analysis of electricity prices and capital expenditures.

The results indicate that the system can deliver a storage capacity of approximately 12.6 GWh with an installed power of 1,574 MW, achieving an NPV of around $2.45 billion, an IRR of 18.5%, and a low LCOE of $0.045/kWh—thus confirming its economic viability. Furthermore, the environmental assessment suggests that the system could prevent nearly 3.7 million tons of $CO_2$ emissions annually compared to diesel-based generation. These findings underscore the strong technical, economic, and environmental merits of the proposed SW-PHS project. The study recommends conducting detailed geological surveys and establishing enabling regulatory frameworks to attract private investment.Key words: Seawater Pumped Hydroelectric Storage (SW-PHS), Energy Security, Grid Stability, Techno-economic Feasibility, Net Present Value (NPV), $CO_2$ Emissions Reduction, Renewable Energy in Libya.

Key words: Seawater Pumped Hydroelectric Storage (SW-PHS); Energy Security ; Grid Stability; Techno-economic Feasibility; Net Present Value (NPV); $CO_2$ Emissions Reduction ; Renewable Energy in Libya

## 1.المقدمة

يعاني قطاع الكهرباء في ليبيا منذ سنوات من تحديات هيكلية تتمثل في الاعتماد شبه الكامل على محطات التوليد الحرارية العاملة بالغاز والديزل، وهو ما انعكس على استقرار الشبكة الوطنية وجودة التغذية الكهربائية. فقد شهدت البلاد انقطاعات متكررة على نطاق واسع، مما أدى إلى خسائر اقتصادية مباشرة وتراجع مستويات الإنتاج الصناعي والخدمي [1]. ومع تبني الحكومة خططًا طموحة لزيادة مساهمة مصادر الطاقة المتجددة (الشمسية والرياح) إلى ما يقارب 22% بحلول عام 2035 [2]، يصبح إدماج تقنيات تخزين واسعة النطاق ضرورة استراتيجية لتعويض الطبيعة المتقطعة لهذه المصادر.

في هذا السياق، يُعد نظام الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر (Se water Pumped Hydro Storage – SW-PHS) خيارًا مثاليًا لليبيا، نظرًا لطول ساحلها الذي يتجاوز 1900 كيلومتر وندرة المياه العذبة، إذ يوفر استخدام مياه البحر بديلًا واقعيًا لتجاوز قيود الموارد المائية [3]. وتنبع أهمية هذه الدراسة من كونها الأولى من نوعها التي تحلل جدوى تطبيق نظام SW-PHS في ليبيا ضمن إطار فني واقتصادي وبيئي متكامل.

## 2.مراجعة الأدبيات

أثبتت تقنية الضخ والتخزين الكهرومائي مكانتها كأكثر تقنيات تخزين الكهرباء انتشارًا عالميًا، حيث تشكل ما يزيد عن 94% من إجمالي القدرة التخزينية للطاقة [1]. وقد شهدت اليابان إنشاء محطة **Okinawa Yanbaru** التي تعد من أوائل المشاريع التي اعتمدت مياه البحر بدلًا من المياه العذبة، حيث أظهرت نجاحًا

تقنيًا ملحوظًا رغم التحديات المرتبطة بتآكل المعدات والتأثيرات البيئية على النظام البحري [2]. وفي أوروبا، يجري تطوير مشاريع كبرى مثل مشروع **Gran Canaria**في إسبانيا ومشروعات النرويج التي تدمج التخزين الكهرومائي بمصادر الرياح البحرية، ما يعكس التوجه العالمي لتسخير SW–PHS كأداة لدعم موثوقية الشبكات عالية الاعتماد على الطاقات المتجددة, [20].[3]

تناولت الدراسات العلمية الحديثة قضايا متعددة مثل تحسين تقنيات **التبطين الداخلي للخزانات والأنفاق** للحد من التسرب والتآكل، ومعالجة **التلوث الحيوي** الناتج عن الكائنات البحرية الدقيقة، إضافة إلى تقييم الأثر البيئي للمآخذ البحرية وإجراءات الحماية المرتبطة بها [3], [4]. كما أشارت بعض الأبحاث إلى أهمية البنية التحتية للشبكات واستراتيجيات التشغيل الأمثل لتحقيق التكامل الفعّال بين أنظمة SW–PHS ومصادر الطاقة المتجددة،[16].[8]

وبالرغم من التقدم الكبير عالميًا، لم تحظ ليبيا حتى الآن بأي مشروع مماثل، ما يبرز وجود فجوة معرفية وعملية تستدعي دراسات جدوى دقيقة لتحديد الإمكانيات المحلية [17]، وهو ما تهدف هذه الورقة إلى تحقيقه.

## 3.المنهجية

تم اختيار موقع **كهف دخيل – مصراتة** ليكون حالة دراسية نظرًا لقربه من مراكز الأحمال الصناعية، إضافةً إلى توافر تضاريس طبيعية مناسبة لإنشاء خزان علوي يطل على البحر المتوسط. يبلغ فرق الارتفاع الهيدروليكي الافتراضي للموقع نحو **250مترًا** مع مسافة أفقية تقارب **2كم**، وهي معايير أولية كافية لتبرير الجدوى الفنية لمشروع الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر .[1] (SW–PHS)

تقوم منهجية الدراسة على ثلاث مراحل رئيسة:

1. **التحليل الفني** :يشمل حسابات السعة التخزينية للخزان العلوي والطاقة الممكن تخزينها والقدرة المركبة المتوقعة.
2. **التحليل الاقتصادي** :يتضمن تقدير التكاليف الاستثمارية والتشغيلية (CAPEX) و (OPEX) وحساب مؤشرات الجدوى المالية مثل **NPV**و IRRو.LCOE
3. **التقييم البيئي** :يعتمد على تقدير الانبعاثات الكربونية المتجنبة نتيجة إحلال وحدات التوليد التقليدية بوحدات تعتمد على التخزين الكهرومائي [2].[3],

### 1.3. قائمة الرموز(List of Symbols)

| الرمز | الوحدة | الوصف |
|---|---|---|
| ρ | kg/m³ | كثافة مياه البحر Sea water Density |
| g | m/s² | عجلة الجاذبيةGravity accélération |

| الرمز | الوحدة | الوصف |
|---|---|---|
| H | m | فرق الارتفاع الهيدروليكيHead |
| V | m³ | حجم الخزان العلويUpper reservoir volume |
| η | % | الكفاءة الكلية للنظامRound-trip efficiency |
| P | W | القدرة المركبةInstalled power |
| E | KWh | الطاقة المخزنةStored energy |
| NPV | | صافي القيمة الحالية NET PRESENT VALUE |
| IRR | | معدل العائد الداخلي Internal rate of return |
| LCOE | | التكلفة المستوية للطاقة Levelized cost of energy |
| CAPEX | | النفقات الرأسمالية capital expenditure |

### 2.3. المعادلات الأساسية

تم الاعتماد على مجموعة من المعادلات الفيزيائية والهندسية الأساسية لتقدير مؤشرات المشروع:

معادلة (1): حجم الخزان العلوي الفعال [7]

$$V = A.d \qquad (1)$$

حيث:

A = مساحة الخزان (م²)

d = العمق الفعال للمياه (م)

معادلة (2): الطاقة المخزنة [5]

$$E = \frac{(\rho.g.V.H.\eta)}{3600} \qquad (2)$$

حيث:

- E = الطاقة المخزنة (كيلوواط ساعة – kWh)
- ρ = كثافة مياه البحر (حوالي 1025 كجم/م³)
- g = عجلة الجاذبية (9.81 م/ث²)

- H = فرق الارتفاع (م)
- η = الكفاءة الإجمالية للدورة (تتراوح بين 75% و 85%) ، وسنفترضها 80%.

معادلة (3): القدرة المركبة

$$P = \frac{E}{t_{discharge}} \qquad (3)$$

حيث $t_{discharge}$ هو زمن التفريغ (ساعة). وتُستخدم هذه المعادلة لتقدير القدرة المركبة المتاحة من النظام عند تفريغ الخزان خلال فترة زمنية محددة.[2]

**4.التحليل الفني:**

بُني التحليل الفني على الفرضيات التالية:

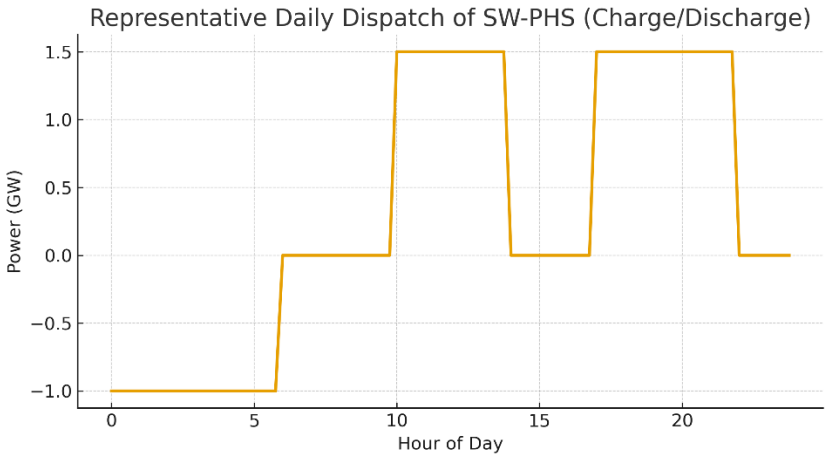
- مساحة سطح الخزان العلوي $A=1.5\times10^6\ m^2$
- العمق الفعّال $d=15\ m$
- حجم الخزان العلوي $V = A.d=22.5*10^6\ m^3$ من المعادلة (1)
- كثافة مياه البحر $\rho=1025\ kg/m^3$
- تسارع الجاذبية $g=9.81\ m^2/s$
- فرق الارتفاع الهيدروليكي $H=250\ m$
- الكفاءة الكلية للنظام $\eta=0.80$

وباستخدام المعادلة (2)، تكون الطاقة المخزنة:[11]،[6]

$$E = \frac{(\rho.g.V.H.\eta)}{3600} \approx 12.6GWh$$

تشير هذه النتائج إلى أن النظام قادر على توفير قدرة ذروة كبيرة يمكن أن تساهم في تغطية جزء مهم من الأحمال الكهربائية في الشبكة الليبية، كما يمكن تكييف زمن التفريغ (4–12 ساعة) حسب متطلبات الشبكة.

الشكل (1): العلاقة بين مدة التفريغ والقدرة المركبة لنظامSW–PHS




يوضح الشكل (1) العلاقة العكسية بين مدة التفريغ والقدرة المركبة للنظام. حيث يؤدي تقليل زمن التفريغ إلى زيادة القدرة المركبة، بينما يؤدي تمديد فترة التفريغ إلى انخفاض القدرة المركبة المتاحة.

## 5.التحليل الاقتصادي

يُعد التحليل الاقتصادي من العناصر الجوهرية لتحديد مدى جدوى المشروع المقترح. وقد تم اعتماد تقديرات واقعية مبنية على دراسات مماثلة وتقارير سوقية حديثة.

- التكلفة الاستثمارية (CAPEX): تم تقديرها بحوالي 3.15مليار دولار استنادًا إلى تكلفة معيارية تعادل 2000 $/kWلقدرة مركبة تبلغ نحو 1574MW[1].
- تكاليف التشغيل والصيانة (OPEX): احتُسبت بنسبة 1.5%من CAPEX سنويًا، أي ما يقارب 47.2مليون دولار سنويًا.
- **الإيرادات السنوية**:تعتمد على المراجحة السعرية(Arbitrage) ، أي شراء الكهرباء عند فترات انخفاض الأسعار (0.02 $/kWh) وإعادة بيعها خلال فترات الذروة.(0.20 $/kWh)
- **الدورات التشغيلية**:بفرض أن النظام يعمل بمعدل 330دورة سنويًا بطاقة إجمالية تعادل 12.6 GWh لكل دورة، فإن الإيرادات تصل إلى نحو 747.7مليون دولار سنويًا.
- **صافي القيمة الحاليةNPV**: تم احتسابها من المعادلة (4):

$$NPV = \frac{R_t}{(1+i)^t} \qquad (4)$$

حيث:

$NPV$ صافي القيمة الحالية

$R_t$ صافي التدفق النقدي في الوقت $t$

i معدل الخصم

$t$ وقت التدفق النقدي

- معدل العائد الداخلي: تم احتسابه من المعادلة (5)

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 \quad (5)$$

حيث:

$C_t$ صافي التدفق النقدي الداخل خلال الفترة t

$C_0$ إجمالي تكاليف الاستثمار الأولية

IRR معدل العائد الداخلي

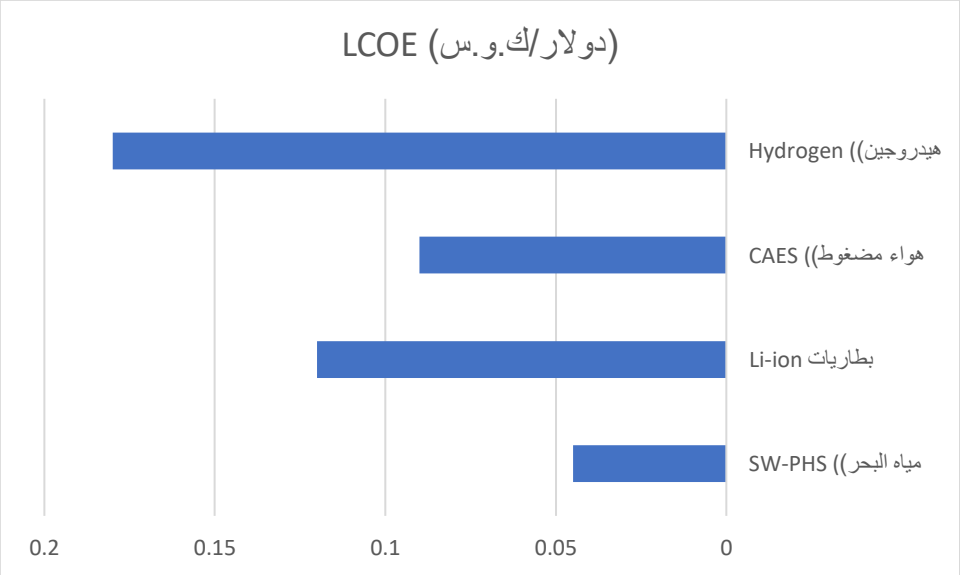
t عدد الفترة الزمنية

**مؤشرات الجدوى المالية**

- صافي القيمة الحالية (NPV): ≈2.45 مليار دولار عند معدل خصم 10%
- معدل العائد الداخلي(IRR): ≈ 18.5%
- فترة الاسترداد (Playbacks Période):≈4.2 سنوات.
- التكلفة المستوية للطاقة(LCOE):≈ 0.045 $/kWh

تشير هذه القيم إلى أن المشروع يتمتع بجدوى مالية قوية مقارنة بالمعايير الدولية، إذ إن فترة الاسترداد قصيرة نسبيًا ومعدل العائد الداخلي مرتفع بما يكفي لجذب الاستثمارات [2]،[3].

الشكل (2): مقارنة LCOE بين تقنيات التخزين



يبين الشكل (2) مقارنة للتكلفة المستوية للطاقة (LCOE) بين أربع تقنيات رئيسةSW-PHS :، بطاريات-Li ion، تخزين الهواء المضغوط(CAES) ، والهيدروجين .يوضح الشكل أن تقنية SW-PHS تُعد الأكثر تنافسية بفضل عمرها الافتراضي الطويل وتكاليفها التشغيلية المنخفضة.

## 6. التقييم البيئي

إلى جانب الجوانب الفنية والاقتصادية، يُعد البعد البيئي عنصرًا أساسيًا في تقييم جدوى مشاريع البنية التحتية للطاقة. فقد أظهرت الدراسات أن أنظمة الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر (SW-PHS) تسهم بشكل ملحوظ في **خفض انبعاثات الغازات الدفيئة** من خلال تمكين دمج أكبر لمصادر الطاقة المتجددة وتوفير قدرة مرنة لتغطية أحمال الذروة بدلًا من الاعتماد على وحدات الديزل أو الغاز الطبيعي [1]،[2].

### 1.6. الانبعاثات الكربونية المتجنبة

بفرض أن النظام يعمل بطاقة سنوية تعادل 4.1 TWh~، فإن تجنب تشغيل وحدات التوليد الحرارية يؤدي إلى خفض ملموس للانبعاثات:[13]

- مقارنةً بالديزل: حوالي 3.7مليون طن $CO_2$ سنويًا.
- مقارنةً بالغاز الطبيعي: حوالي 1.9مليون طن $CO_2$ سنويًا.

هذه القيم تؤكد أن المشروع يحقق إسهامًا مباشرًا في التزامات ليبيا المستقبلية تجاه اتفاقية باريس للمناخ وأهداف التنمية المستدامة،[16][3] .

### 2.6. قضايا بيئية محلية

رغم الفوائد المناخية، تظل هناك بعض الاعتبارات البيئية المحلية مثل:[17]،[18]

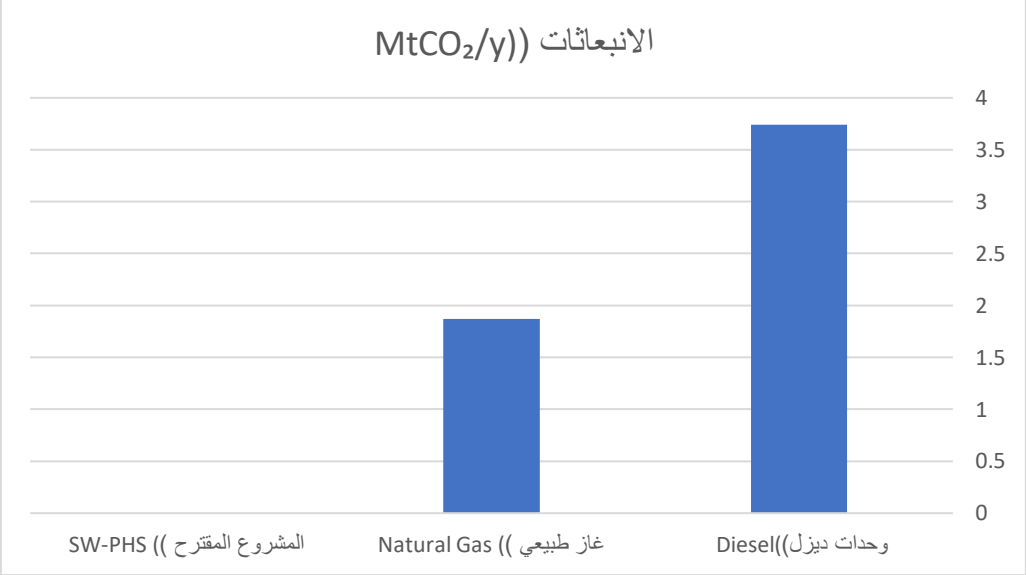
- **التأثيرات على النظام البحري** :احتمال تضرر بعض الأنواع البحرية الدقيقة عند المآخذ والمصبات البحرية.
- **التآكل والتلوث الحيوي** :(**Biofouling**) الحاجة لاستخدام تقنيات تبطين ومعالجة متقدمة لتفادي انسداد الأنابيب وتآكل المعدات.
- **البصمة المكانية** :ضرورة اختيار مواقع بعيدة عن التجمعات السكانية والمناطق السياحية الحساسة.

مع ذلك، أظهرت التجارب الدولية أن هذه التأثيرات قابلة للإدارة باستخدام حلول تقنية (مثل شباك الحماية، التبطين المقاوم للتآكل، ومعالجات مكافحة التلوث الحيوي) وإجراءات تنظيمية صارمة[4] .

| السيناريو Scenario | الانبعاثات($MtCO_2/y$) | الملاحظات Notes |
|---|---|---|
| Diesel (وحدات ديزل) | 3.74 | انبعاثات مرجعية تُستبدل بقدرة SW–PHS |
| Natural Gas(غاز طبيعي) | 1.87 | انبعاثات مرجعية أقل من الديزل |
| SW–PHS (المشروع المقترح) | 0.00 | لا انبعاثات مباشرة من التخزين (يُمكّن دمج المتجددة) |

هذه القيم تعبر عن الانبعاثات المتجنبة مقارنةً بتشغيل وحدات الذروة بالديزل/الغاز عند اعتماد SW–PHS لطاقة سنوية تقارب ~4.1 تيراواط–ساعة.

الشكل (3): الانبعاثات الكربونية المتجنبة



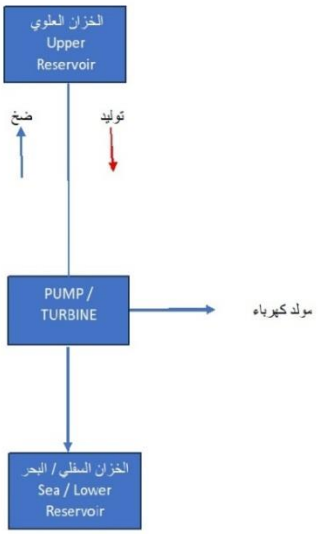

يوضح الشكل (3) مقارنة للانبعاثات الكربونية المتجنبة بين أنظمة التوليد التقليدية (ديزل، غاز طبيعي) والنظام المقترحSW–PHS ، حيث يظهر انخفاض جذري في انبعاثات $CO_2$ عند اعتماد التخزين الكهرومائي بمياه البحر .

يقوم نظام الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر (SW–PHS) على مبدأ تحويل الفائض من الكهرباء المولدة من مصادر متجددة إلى طاقة كامنة في خزان علوي. فعند توفر فائض كهربائي من الشبكة، تعمل المضخات على رفع مياه البحر من الخزان السفلي (البحر) إلى الخزان العلوي. وعند الحاجة للتوليد في أوقات الذروة، يسمح للمياه بالانسياب نزولًا عبر التوربينات لتوليد الكهرباء وحقنها في الشبكة. ويبين الشكل (4) المكونات الرئيسة لهذا النظام وآلية عمله.

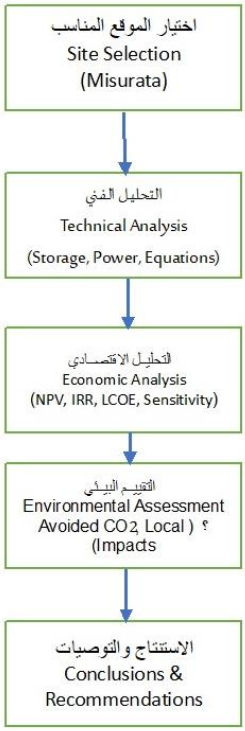
تم اعتماد منهجية بحث متكاملة لتقييم الجدوى الفنية والاقتصادية والبيئية للنظام المقترح. تبدأ هذه المنهجية بمرحلة اختيار الموقع الأنسب(Site Selection) ، ثم الانتقال إلى التحليل الفني لتقدير السعة التخزينية

والطاقة الممكن توليدها، يليه التحليل الاقتصادي لتحديد الجدوى المالية باستخدام مؤشرات مثل NPV و IRR و .LCOEبعد ذلك، يتم إجراء التقييم البيئي لتقدير الأثر على المناخ والبيئة المحلية. وأخيرًا، يتم صياغة الاستنتاجات والتوصيات بناءً على النتائج. ويوضح الشكل (5) المسار الانسيابي لهذه المنهجية البحثية.[18]،[7]

الشكل (4): مخطط مبسط يوضح مبدأ عمل نظام الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر (SW–PHS).

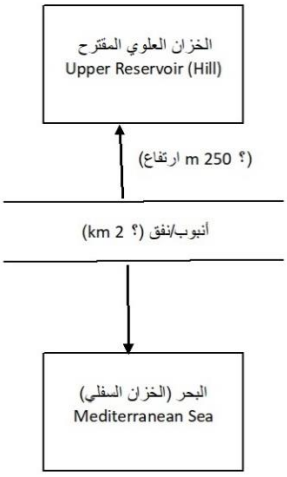



الشكل (5): المخطط الانسيابي لمنهجية البحث المتبعة في دراسة جدوى نظام.SW–PHS




تم اختيار منطقة **كهف دخيل – مصراتة** لتكون موقعًا نموذجيًا لمشروع SW–PHS نظرًا لتوافر تضاريس طبيعية مناسبة تسمح بإنشاء خزان علوي على مسافة قصيرة من البحر المتوسط. يتميز الموقع بفرق ارتفاع هيدروليكي يقارب 250 مترًا، وبمسافة أفقية لا تتجاوز 2 كم بين الخزان العلوي المقترح والبحر (الخزان السفلي). هذه الخصائص توفر بيئة مثالية من الناحية الفنية لتقليل تكاليف إنشاء الأنابيب والأنفاق، وتعزز من كفاءة النظام. ويوضح الشكل (6) الموقع الجغرافي المبسط للدراسة، حيث يظهر البحر كخزان سفلي والهضبة الساحلية كموقع مقترح للخزان العلوي.[7]،[18]

الشكل (6): خريطة مبسطة لموقع كهف دخيل – مصراتة كموقع مقترح لمشروع.SW–PHS



## 8.النتائج والمناقشة

أظهرت نتائج الدراسة أن النظام المقترح للضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر في موقع كهف دخيل – مصراتة يتمتع بجدوى فنية واقتصادية وبيئية عالية.

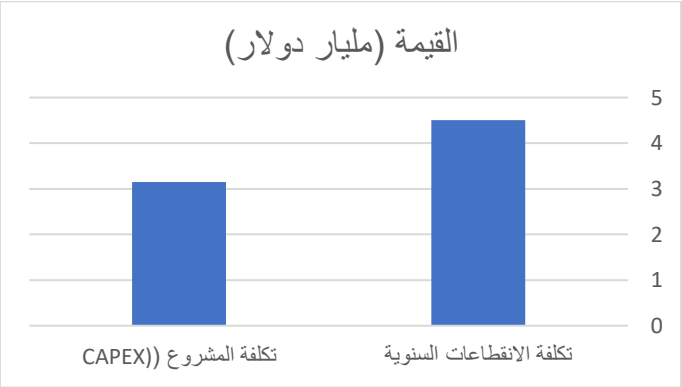
من الناحية الفنية، بلغت القدرة المركبة للنظام نحو 1574ميغاواط عند اعتماد زمن تفريغ مقداره 8 ساعات، في حين تصل الطاقة التخزينية إلى ما يقارب 12.6غيغاواط ساعة .هذه الأرقام تجعل النظام قادرًا على تغطية جزء مهم من أحمال الذروة الكهربائية في ليبيا، والمساهمة في استقرار الشبكة خاصة مع خطط دمج مصادر الطاقة المتجددة.

أما على الصعيد الاقتصادي، فقد أظهرت التحليلات أن التكلفة الاستثمارية للمشروع (CAPEX) تبلغ نحو 3.15مليار دولار، مع تكاليف تشغيل وصيانة سنوية (OPEX) في حدود 47.2مليون دولار .وبالاعتماد على هذه المدخلات، بلغت القيمة الحالية الصافية (NPV) حوالي 2.45مليار دولار عند معدل خصم 10%، بينما وصل معدل العائد الداخلي (IRR) إلى 18.5%، وهي قيمة مرتفعة نسبيًا مقارنةً بالمعايير الدولية لمشاريع البنية التحتية للطاقة. كذلك، بلغت فترة الاسترداد حوالي 4.2سنوات فقط، وهو مؤشر قوي على الجدوى المالية. وتشير التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) إلى قيمة تنافسية لا تتجاوز 0.045دولار/ك.و.س، مما يجعل المشروع أكثر فعالية مقارنةً بتقنيات التخزين الأخرى كما في الجدول.(1)

على المستوى البيئي، يساهم المشروع في خفض انبعاثات الغازات الدفيئة بشكل كبير. وبافتراض طاقة تشغيلية سنوية تقارب 4.1تيراواط ساعة، فإن المشروع سيساهم في تجنب ما يقارب 3.7مليون طن $CO_2$ سنويًا في حال استبدال وحدات التوليد بالديزل، أو حوالي 1.9مليون طن $CO_2$ عند الاستبدال بالغاز الطبيعي. هذه النتائج تجعل المشروع متماشيًا مع التزامات ليبيا المناخية في إطار اتفاقية باريس وأهداف التنمية المستدامة.

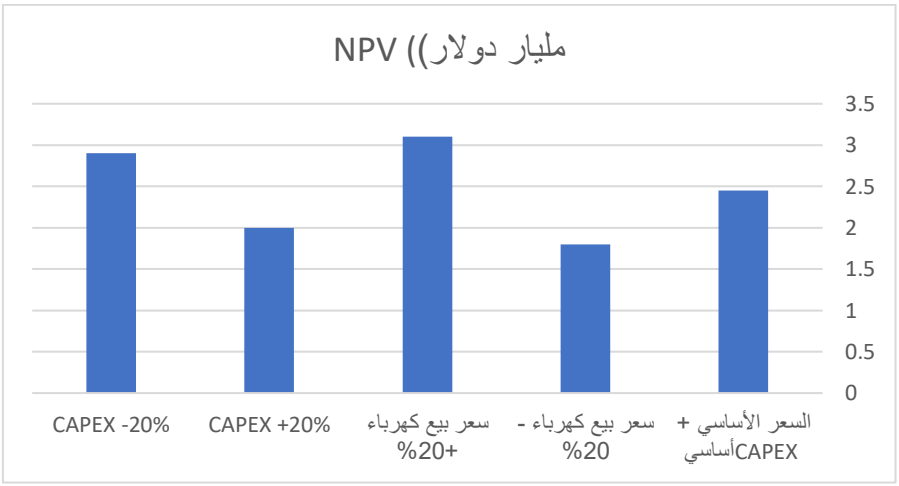
علاوة على ذلك، تشير المقارنة بين تكلفة الانقطاعات الكهربائية المتكررة في ليبيا، والتي تتجاوز قيمتها السنوية 5–4مليار دولار، وبين تكلفة إنشاء المشروع المقدرة بحوالي 3.15مليار دولار، إلى أن المشروع يمكن أن يحقق وفورات اقتصادية واجتماعية هائلة، فضلاً عن تقليل خسائر الإنتاج الصناعي والخدمي. ويوضح الشكل (7)هذه المقارنة بين تكلفة الانقطاعات الحالية وتكلفة المشروع المقترح.[20]

الشكل (7): مقارنة بين تكلفة الانقطاعات الكهربائية السنوية في ليبيا وتكلفة إنشاء مشروع.SW-PHS




كما تم إجراء تحليل حساسية لصافي القيمة الحالية (NPV) تحت سيناريوهات مختلفة لأسعار بيع الكهرباء وتكاليف الاستثمار .(CAPEX) وأظهرت النتائج أن المشروع يظل مجديًا حتى في ظل تقلبات السوق، إذ يحافظ على NPV إيجابي في معظم السيناريوهات. ويوضح الشكل (8) نتائج هذا التحليل، حيث يظهر استقرار المشروع أمام التغيرات في أسعار الطاقة أو التكاليف الرأسمالية.

الشكل (8): تحليل الحساسية لصافي القيمة الحالية (NPV) مع تغير سعر بيع الكهرباء وتكاليف الاستثمار (CAPEX).




عند مقارنة هذه النتائج مع التجارب الدولية، مثل مشروع Okinawa Yanbaruفي اليابان، ومشروع Gran Canariaفي إسبانيا، والمشروعات النرويجية التي تجمع بين التخزين والرياح البحرية، نجد أن المشروع الليبي يتمتع بميزة تنافسية استثنائية من حيث انخفاضLCOE ، إضافة إلى موقعه الجغرافي الذي يتيح سهولة الربط مع الشبكة الوطنية.

وبناءً على ما سبق، يمكن القول إن مشروع SW–PHS في ليبيا لا يحقق فقط أهدافًا اقتصادية وبيئية، بل يمثل أيضًا ركيزة استراتيجية لتعزيز أمن الطاقة واستقرار الشبكة على المدى الطويل.

## 9. الخاتمة والتوصيات(Conclusion & Recommendations)

### 1.9. الخاتمة

خلصت هذه الدراسة إلى أن نظام الضخ والتخزين الكهرومائي باستخدام مياه البحر (SW–PHS) في موقع كهف دخيل – مصراتة يمثل خيارًا استراتيجيًا واعدًا لتعزيز أمن الطاقة واستقرار الشبكة الكهربائية في ليبيا.

من الناحية الفنية، أظهرت النتائج أن النظام قادر على توفير قدرة مركبة تصل إلى نحو 1574ميغاواط مع طاقة تخزينية تقارب 12.6غيغاواط ساعة، ما يتيح مرونة كبيرة في تلبية أحمال الذروة والتكامل مع مصادر الطاقة المتجددة.

اقتصاديًا، أبرزت التحليلات أن المشروع يتمتع بجدوى مالية قوية، حيث بلغت القيمة الحالية الصافية (NPV) نحو 2.45مليار دولار، وبلغ معدل العائد الداخلي (IRR) حوالي 18.5%، مع فترة استرداد قصيرة لا تتجاوز 4.2سنوات .كما بلغ معامل التكلفة المستوية للطاقة (LCOE) قيمة تنافسية بحدود 0.045دولار/ك.و.س، مما يجعله أكثر كفاءة من تقنيات التخزين البديلة.

بيئيًا، أظهر المشروع قدرة عالية على تقليل الانبعاثات الكربونية بما يصل إلى 3.7مليون طن $CO_2$ سنويًا مقارنة بالديزل، و 1.9 مليون طن $CO_2$ مقارنة بالغاز الطبيعي، الأمر الذي يعزز التزام ليبيا باتفاقية باريس وأهداف التنمية المستدامة.

عند المقارنة مع تكلفة الانقطاعات الكهربائية السنوية التي تتجاوز 5–4 مليار دولار، فإن المشروع يشكل استثمارًا استراتيجيًا يعود بالنفع الاقتصادي والاجتماعي والبيئي في وقت وجيز، فضلاً عن كونه حلًا طويل الأمد لمعالجة تحديات الطاقة في ليبيا.

### 2.9. التوصيات

استنادًا إلى النتائج المتحصل عليها، توصي هذه الدراسة بما يلي:

1. **تسريع خطوات الجدوى التفصيلية (Feasibility Study):** عبر إدماج بيانات جغرافية دقيقة (GIS) وهيدرولوجية لتحديد المواقع الأكثر ملاءمة.
2. **اعتماد استراتيجية وطنية للطاقة** تأخذ في الاعتبار إدماج مشاريع SW–PHS كجزء من مزيج الطاقة المستقبلي بجانب الطاقة الشمسية والرياح.
3. **تشجيع الشراكات الدولية** مع شركات وخبرات من الدول الرائدة في هذا المجال (اليابان، إسبانيا، النرويج) للاستفادة من تجاربها التقنية والتمويلية.
4. **تطوير الإطار القانوني والتنظيمي** بما يسهل الاستثمار في مشاريع التخزين الطاقوي ويوفر الحوافز الضريبية والمالية للمستثمرين.
5. **تعزيز البحوث التطبيقية** في الجامعات والمراكز البحثية الليبية حول كفاءة الأنظمة الكهرومائية البحرية وتقنيات الحماية البيئية المرتبطة بها.

6. **إجراء تقييم بيئي واجتماعي تفصيلي :(ESIA)** لتقليل أي تأثير محتمل على البيئة البحرية والساحلية وضمان القبول المجتمعي للمشروع.

10. المراجع:

[1] P. Denholm, J. Jorgenson, M. Jenkin, and D. Palchak, The Value of Energy Storage for Grid Applications, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, 2013.

[2] A. Poullikkas, “A comparative assessment of net metering and feed-in tariff schemes for residential PV systems,” Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 3, pp. 1–8, 2013.

[3] International Hydropower Association (IHA), Pumped Storage Hydropower 2021 Status Report, London, UK, 2021.

[4] J. Yan, et al., “A review of pumped hydro energy storage and its potential in renewable energy systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 135, pp. 110–117, 2021.

[5] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems—Characteristics and comparisons,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.

[6] A. Z. Sahin and M. F. A. Goosen, Energy, Environment and Sustainable Development, Springer, 2012.

[7] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” Applied Energy, vol. 137, pp. 511–536, 2015.

[8] REN21, Renewables 2023 Global Status Report, Paris, 2023.

[9] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 91, pp. 109–125, 2018.

[10] A. Khalid, R. Saidur, Y. H. Yau, and A. M. El Haj Assad, “A review on energy storage technologies for renewable energy applications,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 25, pp. 819–835, 2013.

[11] European Commission, Study on Energy Storage – Contribution to the Security of the Electricity Supply in Europe, Brussels, 2020.

[12] A. B. Abdulla, M. M. Farid, and H. H. Al-Kayiem, “Integration of renewable energy and pumped hydro storage for sustainable power generation in the Middle East,” Energy Reports, vol. 6, pp. 2973–2985, 2020.

[13] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” Applied Energy, vol. 179, pp. 350–377, 2016.

[14] A. Zafirakis, J. Kaldellis, K. Kavadias, and G. Kaldelli, “Pumped hydro energy storage systems for remote islands: An overview of the current status and the future prospects,” Energy, vol. 90, pp. 2022–2036, 2015.

[15] S. Koohi-Fayegh and M. Rosen, “A review of energy storage types, applications and recent developments,” Journal of Energy Storage, vol. 27, pp. 101–047, 2020.

[16]الوكالة الدولية للطاقة المتجددة(IRENA) ، تقرير سوق الطاقة المتجددة 2022، أبوظبي، الإمارات، 2022.

[17]أحمد، ع. س.، الطاقة المتجددة ومستقبل التنمية المستدامة في الوطن العربي، القاهرة: دار الفكر العربي، 2020.

[18]عبد الله، م. ع.، "إمكانيات تخزين الطاقة باستخدام الضخ والتخزين الكهرومائي في شمال إفريقيا"، المجلة العربية للعلوم الهندسية، المجلد 45، العدد 2، ص. 33–49، 2021.

[19]الزيدي، هـ. م.، اقتصاديات الطاقة الكهربائية في الوطن العربي، عمان: دار وائل للنشر، 2019.

[20] Elkhoury, A., and A. Abou-Rjeily, “Hydropower development in the MENA region: Potential and challenges,” Energy Policy, vol. 142, pp. 111–116, 2020.