منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)
ORGANIZATION OF ARAB PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OAPEC)

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES
A RECOGNIZED INDEPENDENT CENTRE OF THE UNIVERSITY OF OXFORD

UNIVERSITY OF OXFORD

الهيدروجين الطبيعي (الجيولوجي) ودوره المحتمل في مستقبل خالٍ من الكربون: هل كل ما يلمع ذهب؟

Natural (geologic) hydrogen and its potential role in a net-zero carbon future: Is all that glitters gold?

الترجمة والتلخيص: عبد الفتاح دندي *

على الرغم من كونه العنصر الأكثر وفرة في الطبيعة، كان يُعتقد، حتى وقت قريب، أن الهيدروجين (H_2) نادرًا ما يتواجد في شكل غازي حر على الأرض وكان متواجدًا في الغالب في تكوينات أكثر تعقيدًا مع عناصر أخرى. لهذا السبب يتم توليد معظم الهيدروجين المستخدم حاليًا في العمليات الصناعية والتصنيعية بشكل أساسي من الوقود الأحفوري.

ونظرًا لأن إنتاج الهيدروجين المصنع تقليديًا يرتبط بإطلاق كميات كبيرة من ثاني أكسيد الكربون، فقد كانت هناك محاولات مستمرة لاستبداله بأشكال أخرى من الهيدروجين التي تكون أقل كثافة كربونية. في حين أن التقنيات مثل احتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه (CCUS)، وكذلك التحليل الكهربائي المدعوم بالطاقة المتجددة (Renewable-powered electrolysis)، هي من الخيارات الأكثر شيوعًا لتوليد الهيدروجين النظيف، إلا أنها لا تزال أكثر تكلفة بشكل كبير، وتطبيقها لا يزال على نطاق ضيق مقارنة بالطرق التقليدية الاخرى. لذلك، يمكن أن يكون البديل الأقل تكلفة مع كثافة كربونية مماثلة أو أقل قادرًا على إحداث ثورة في القطاع والمساهمة بشكل كبير في مستقبل خالٍ من الكربون.

ومن ناحية أخرى، أشارت التقارير الحديثة عن وجود الهيدروجين في التسربات والفتحات حول العالم، وكذلك الإنتاج التجاري الناجح الأول للهيدروجين الطبيعي من بئر تم حفره في مالي، مما دفع بالباحثين ورجال الأعمال والحكومات إلى اقتراح أن استكشاف الهيدروجين الطبيعي قد تم إهماله إلى حد كبير في الماضي بسبب عدم التركيز المحدد عليه. إذا كانت هذه الفرضية صحيحة، يتوقع البعض اكتشافات مستقبلية متعددة للهيدروجين الأصلي بوفرة يمكن أن تلبي الطلب العالمي على الطاقة لعدة قرون. وفي هذه الحالة، يمتلك الهيدروجين الجيولوجي فرصة لتحويل قطاع الطاقة بالكامل ولعب دور حاسم في تحقيق مستقبل خالٍ من الكربون. ومع ذلك، ليس الجميع متفائلين؛ فيعتقد الكثيرون أن معظم الهيدروجين الطبيعي غير قابل للاستغلال التجاري. لذلك، تهدف هذه الورقة إلى تسليط الضوء على الهيدروجين الجيولوجي وتقييم إمكانياته الواقعية في إزالة الكربون.

* مدير الإدارة الاقتصادية ومشرف على إدارة الاعلام والمكتبة

المقال صدر في الموقع الإلكتروني لمعهد أكسفورد لدراسات الطاقة وقد تم ترجمته إلى اللغة العربية بإذن من المعهد

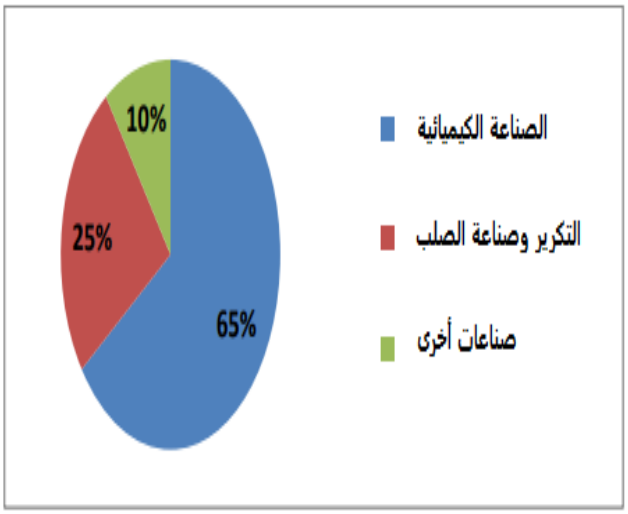
مقدمة

على الرغم من أن الهيدروجين (H2) يمثل العنصر الأكثر وفرة في الكون (EIA، a2023)، حتى وقت قريب كان الإجماع العام هو أنه على كوكبنا نادرًا ما يوجد كغاز حر، وعادة ما يكون مرتبطًا بذرات أخرى مكونًا تركيبات أكثر تعقيدًا (AGA، 2023). لذلك، على الرغم من استخدامه بشكل مكثف في العديد من العمليات الصناعية مثل تكرير النفط أو إنتاج الأسمدة، فإن كل الهيدروجين المستخدم في اقتصاداتنا قد تم تصنيعه بشكل أساسي من الوقود الأحفوري مثل الغاز الطبيعي أو النفط أو الفحم (الشكل 1 والشكل 2).

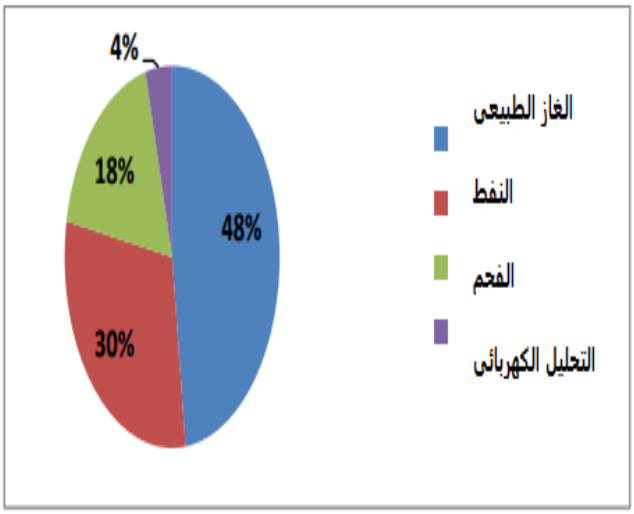
ونظرًا لأن إنتاج الهيدروجين من الهيدروكربونات عبر إعادة تشكيل الميثان بالبخار أو تغويز الفحم - أي الطرق الأكثر شيوعًا لتوليد الهيدروجين - يرتبط بانبعاثات كبيرة من ثاني أكسيد الكربون (CO2)، فإن الهيدروجين المستمد تقليديًا لا يعتبر مناسبًا لسيناريو خالٍ من الكربون.

وفي الوقت نفسه، نظرًا لأن الهيدروجين لا ينبعث منه ثاني أكسيد الكربون عند احتراقه، فإن الهيدروجين الذي يمكن إنتاجه بانبعاثات منخفضة أو صفرية من الكربون يُنظر إليه حاليًا على أنه جزء أساسي من استراتيجيات إزالة الكربون الوطنية للعديد من الدول.

الشكل (1): استخدام الهيدروجين عالميا وفق القطاع



الشكل (2): إنتاج الهيدروجين عالميا وفق المصدر



في حين أن تصنيع الهيدروجين بأقل انبعاثات من ثاني أكسيد الكربون ممكن تقنيًا، فإن توليد هذا الهيدروجين "النظيف" (أي ذو كثافة كربونية منخفضة) بطريقة تنافسية من حيث التكلفة وقابلة للتوسع ليس مهمة سهلة من المنظور التقني الاقتصادي الحالي. فعلى سبيل المثال، على الرغم من أن الهيدروجين الكهربائي المستند إلى الطاقة المتجددة ("الأخضر") يُنظر إليه عادةً على أنه الحل المناسب لإزالة الكربون، فإن إنتاج 10 ملايين طن من هذا الوقود سنويًا داخل أوروبا (كما هو مخطط له في خطة REPowerEU للاتحاد الأوروبي) سيتطلب على الأقل 140 جيجاوات من المحللات الكهربائية المثبتة وقدرة أكبر من مصادر الطاقة المتجددة الجديدة (المفوضية الأوروبية، b2023). ونظرًا لأن إجمالي قدرة المحللات الكهربائية المثبتة في العالم في نهاية عام 2023 كان حوالي 1.1 جيجاوات فقط (IEA، 2023)، فإن تحقيق هذه الأهداف الطموحة سيكون تحديًا كبيرًا.

ويجب أيضًا ملاحظة أنه، حتى إذا تم إنتاج هذه الكميات من الهيدروجين الأخضر، تمامًا مثل الطاقة التي تأتي من مزارع الرياح المتقطعة والألواح الشمسية نفسها، قد يكون إنتاج الهيدروجين المتجدد متغيرًا أيضًا. وقد يخلق هذا تحديات كبيرة للمستهلكين النهائيين للهيدروجين الذين يفضلون إمدادات طاقة ومواد خام أكثر موثوقية وأقل انقطاعا. وسيكون ذلك في تناقض قوي مع الإمداد الأكثر استقرارًا بكثير من الوقود الأحفوري مثل الغاز الطبيعي، الذي تحاول أوروبا حاليًا الابتعاد عنه وفقًا لخطة REPowerEU.

وعلى الرغم من أنه يمكن إدارة الانقطاعات في إمدادات الهيدروجين المتجدد من خلال التخزين على نطاق واسع، فلا ينبغي أن يكون مفاجئًا أن عددًا كبيرًا من الباحثين والممارسين في مجال الطاقة يرون أن الهيدروجين المصنع من الغاز الطبيعي أو الفحم "الأكثر استقرارًا" مع تكنولوجيا احتجاز الكربون وتخزينه (CCS) كبديل أقل إشكالية وأكثر رغبة، وحتى كممكن للهيدروجين الأخضر (Dickel، 2020 وPatonia وآخرون، 2023).

وفي الوقت نفسه، من المحتمل أن يكون تصعيد هذه الخيارات المدعومة بتكنولوجيا احتجاز الكربون وتخزينه ("الأزرق") تحديًا أيضًا. فعلى سبيل المثال، على الرغم من الإعلان عن تطوير 351 مبادرة لاحتجاز الكربون وتخزينه حول العالم، فإن 41 مشروعًا فقط قيد التشغيل حاليًا وليس جميعها متعلقة بالهيدروجين (معهد CCS العالمي، 2024). بالإضافة إلى القيود الجيولوجية لتخزين ثاني أكسيد

الكربون في بعض المناطق، وتعتبر التكاليف التقديرية العالية للتنفيذ عائقًا أمام التطوير السريع لمثل هذه المشاريع. ونتيجة لذلك، لا يزال من غير الواضح مدى سرعة تقدم الهيدروجين "الأزرق" من الغاز الطبيعي والفحم المقترن بتكنولوجيا احتجاز الكربون وتخزينه وما إذا كان لديه فرصة حقيقية لاستبدال الهيدروجين التقليدي عالي الكربون في المستقبل القريب.

وبالإضافة إلى القيود المتعلقة بالتكلفة والمساحة، سواء كان ذلك لبناء مصادر الطاقة المتجددة الإضافية أو تخصيص حقول الغاز المستنفدة لتخزين ثاني أكسيد الكربون على نطاق واسع، من المحتمل أيضًا أن يتنافس الهيدروجين النظيف المصنع مع خيارات إزالة الكربون الأخرى (Lambert، 2023).

في هذه الحالة، على الرغم من أن الجوانب التقنية الاقتصادية مهمة، فقد لا تكون الوحيدة التي يجب مراعاتها. فقد يمثل قبول المجتمع للهيدروجين وعناصره المختلفة في سلسلة القيمة تحديًا صعبًا للتغلب عليه. ويمكن أن يؤدي معارضة الجمهور للتقنيات الجديدة إلى خسائر مالية كبيرة للمستثمرين، كما يتضح من مبادرة Schwarze Pumpe CCS في ألمانيا (MIT، 2016). قد تنبع هذه المعارضة ليس فقط من التصورات السلبية لتكنولوجيا احتجاز الكربون وتخزينه كتكنولوجيا "تحفز" الاستخدام المستمر للوقود الأحفوري ولكن أيضًا من التوقع بأن هذه التقنيات ستكون بديلاً أكثر تكلفة للكهرباء المتجددة المتاحة بالفعل أو الغاز الطبيعي "منخفض الانبعاثات" (Jones وآخرون، 2017 و Hebden، 2023).

وفي هذه الظروف، يمكن أن يكون العثور على بديل مستدام للهيدروجين المصنع الذي يكون أرخص من الهيدروجين الأخضر والأزرق ولا يواجه تحديات الانقطاعات أو معارضة المجتمع المتعلقة بتكنولوجيا احتجاز الكربون وتخزينه بمثابة تغيير كبير في تطوير قطاع الهيدروجين. وبشكل مفاجئ، تدعي الاكتشافات الحديثة أنها توفر هذا التغيير الكبير من مصدر غير محتمل سابقًا - الجيولوجيا. وعلى الرغم من العثور على آثار الهيدروجين في الماضي أثناء استكشاف النفط والغاز وأنشطة أخرى (معظمها تعدينية)، تم اكتشاف أول بئر هيدروجين طبيعي عن طريق الصدفة في مالي في عام 1987 أثناء عملية حفر المياه (AGA، 2023). ومع ذلك، استغرق الأمر عقودًا لتقييم وتطوير تراكم الهيدروجين النقي تقريبًا (98%) وبدء الإنتاج في عام 2012. وفي الوقت الحالي، يوفر حقل Bourakébougou الطاقة لحوالي 4000 منزل في القرية المجاورة له (Maiga وآخرون، 2023).

وعلى الرغم من أن الآبار المحفورة في Bourakébougou تظل الحالة الوحيدة الموثقة في العالم للإنتاج الناجح للهيدروجين الطبيعي، فإن المؤشرات السابقة للهيدروجين الطبيعي في أماكن متعددة حول العالم دفعت بعض الباحثين والشركات وصانعي السياسات إلى افتراض أنه، "من منظور جيولوجي، تم إهمال الهيدروجين" ببساطة لأنه، حتى وقت قريب، لم يكن هناك تركيز محدد على استكشافه (Smith وآخرون، 2005). وأثارت حالة مالي والاكتشافات الحديثة للهيدروجين الأصلي في جغرافيا تتراوح من ألبانيا إلى أستراليا، ومن فرنسا إلى الولايات المتحدة **(الشكل 3)**، اهتمامًا أكبر في البحث عن رواسب قابلة للاستغلال تجاريًا. أدى هذا الدافع إلى انضمام عدد كبير من الشركات الناشئة إلى السباق للحصول على هذا المصدر المحتمل الجديد للطاقة منخفضة الكربون، والذي أطلق عليه بالفعل اسم "الهيدروجين الأبيض" و"الهيدروجين الذهبي".

الشكل (3): أماكن تواجد الهيدروجين الطبيعي المعلن عنها

ان الاهتمام المتزايد باستكشاف الهيدروجين الطبيعي لا يعد أمرا مفاجئ، حيث يقول المتحمسون للهيدروجين الأصلي أنه يمكن إنتاجه تقريبًا بدون انبعاثات كربونية وبتكلفة أقل من 1 دولار أمريكي/كجم، وهو ما يماثل، أو حتى أقل، من تصنيع الهيدروجين التقليدي "الرمادي" و"البني" **(الجدول 1) في الملحق**.

لذلك، من الناحية النظرية، يمكن أن يكون أرخص بكثير من أشكال أخرى من الهيدروجين "النظيف"، وإذا تم استخراجه بطريقة مشابهة للغاز الطبيعي، فلن يواجه تحدي الانقطاعات الذي يواجهه الهيدروجين الأخضر وبالتالي يمكن أن يصبح خيارًا أكثر ملاءمة للمستهلكين النهائيين. علاوة على ذلك، وفقًا لتقديرات المسح الجيولوجي الأمريكي في تقريرهم غير المنشور، هناك ما يصل إلى خمس تريليونات طن من الهيدروجين الطبيعي حول العالم، يمكن أن تلبي نسبة صغيرة منها الطلب العالمي على الطاقة لعدة قرون (Hydrogen Insight، b2024). إذا كانت هذه التقديرات صحيحة، فقد لا نحتاج حتى إلى الانخراط في عملية تصنيع الهيدروجين الصعبة بعد الآن بل نسعى بدلاً من ذلك للبحث عن وإنتاج الهيدروجين الطبيعي الذي سيساعدنا على إزالة الكربون من اقتصاداتنا بشكل أسرع وبتكلفة أقل.

ومع ذلك، وعلى الرغم من التوقعات الطموحة والتطلعات المتحمسة، لا تزال هناك شكوك كبيرة بشأن جدوى الهيدروجين الأصلي ليصبح مكونًا مهمًا في انتقال الطاقة. لذلك، لا يزال من غير الواضح ما إذا كان لديه فرصة حقيقية ليصبح جزءًا مهمًا من مستقبل خالٍ من الكربون.

وتسعى هذه الورقة إلى تقييم الدور المحتمل الذي من المرجح أن يلعبه الهيدروجين الأصلي في مستقبل خالٍ من الكربون. ولتحقيق ذلك، تقوم بمراجعة شاملة للتطورات الحالية في هذا المجال، وتجري تحليلًا للمعرفة الحالية، وتلفت الانتباه إلى المجالات التي لا تزال فيها الشكوك قائمة.

يستعرض القسم الأول من الورقة الأشكال الرئيسية والأصل والمصادر للهيدروجين الطبيعي وتحدد تلك التي ستكون لها أعلى فرص للاستغلال التجاري. ويناقش القسم الثاني تسويق إنتاج الهيدروجين الطبيعي، كما يناقش موارد واحتياطيات الهيدروجين، وتأثيرات الإنتاج الكبير للهيدروجين الجيولوجي، والعوامل الحاسمة لجعل الهيدروجين الطبيعي قابلاً للتسويق. ويستخدم القسم الثالث تشبيهات من أعمال الغاز الطبيعي وينظر في إنتاج الهيدروجين الجيولوجي من خلال منظور سلسلة القيمة الكاملة. ويقدم القسم الرابع والأخير ملخصًا موجزًا للنتائج الرئيسية والملاحظات الختامية.

1. الأشكال والأصل والمصادر للهيدروجين الطبيعي

بينما تم اكتشاف الهيدروجين في بيئات مختلفة وتحت ظروف مختلفة، حتى وقت قريب جدًا، نادرًا ما تم إجراء اختبارات دقيقة لتقييم وجود الهيدروجين في الطبقات التحت سطحية. يمكن أن يُعزى ذلك

جزئيًا إلى تقنيات التحليل القديمة والبروتوكولات، وكذلك عدم وجود نموذج لتراكم وحفظ الهيدروجين نظرًا للطبيعة الانتشارية والتفاعلية له نفسه (Zgonnik، 2020)، والتصور بأن الهيدروجين لن يتم الاحتفاظ به في المصايد لفترات طويلة (Johnsgard، 1988). بالإضافة إلى ذلك وربما الأهم من ذلك، الافتراض السائد بأن الهيدروجين الحر نادر للغاية قد ساهم في هذا النقص في الاختبارات الدقيقة. نظرًا لأن لا أحد توقع العثور على الهيدروجين الحر، فمن المحتمل أن العديد من العينات التي تكتشف الهيدروجين قد تم رفضها باعتبارها خاطئة (Voitov و Osika، 1982).

وعلى الرغم من كل هذا، من الواضح في الوقت الحاضر أن الهيدروجين على الأرض يمكن العثور عليه في ثلاثة أشكال رئيسية على الأقل: i) كغاز مذاب، ii) كغاز في الشوائب، وiii) كغاز حر **(الجدول 2) في الملحق.**

والهيدروجين في حالة الغاز الحر هو محور الاستكشاف والإنتاج. ووجود الهيدروجين في المحاليل والشوائب، على الرغم من عدم اعتباره موارد قابلة للتطوير اقتصاديًا، يشير إلى وجود الهيدروجين في الأنظمة الجيولوجية وبالتالي فهي مثيرة للاهتمام فقط للبحث و/أو يمكن استخدامها لتحديد المناطق التي توجد فيها مصادر الهيدروجين.

ومع ذلك، لم يتم استكشاف أصل وعمليات تكوين الهيدروجين الطبيعي بشكل كامل. لذلك، وبسبب عدم الفهم الكامل لطبيعة وسلوك الهيدروجين الطبيعي، ظهرت عدة نظريات تشرح أصله المحتمل. هنا، بعيدًا عن الأصل البيولوجي الذي ينسب توليد الهيدروجين في التربة إلى العمليات الميكروبية microbial processes مثل التخمير fermentation ، والتمثيل الضوئي photosynthesi ، والتنفس اللاهوائي anaerobic respiration ، وتثبيت النيتروجين nitrogen fixation ، يُنسب أصل الهيدروجين في الغالب إلى العمليات الجيولوجية (Morita، 1999).

على سبيل المثال، **التحول إلى السربنتين** "serpentinisation – a metamorphic process" - عملية تحول يتم فيها تفاعل الصخور الغنية بالأوليفين والبيروكسين الحاملة للحديد (++Fe) مع الماء لتكوين معادن مثل السربنتين والمغنتيت (+++Fe). تفاعلات الأكسدة والاختزال هذه تؤكسد الحديد وتقلل الماء مما يؤدي إلى إطلاق الهيدروجين (Vacquand وآخرون، 2018).

بالإضافة إلى ذلك، يمكن أن يرتبط أصل الهيدروجين الطبيعي أيضًا **بالإشعاع** - العملية التي يتم فيها تفكك جزيئات الماء إلى الهيدروجين والأكسجين بسبب التعرض للإشعاع المؤين (Lin وآخرون، 2005) - و**تكوين الفحم** - تحويل المواد النباتية إلى الفحم من خلال التغيرات البيوكيميائية والجيوكيميائية تحت ظروف زيادة درجة الحرارة والضغط على مدى الزمن الجيولوجي (Gresov، Obzhirov، و Yatsuk، 2010). أخيرًا، يُفترض أن **الهيدروجين يتم إطلاقه من الوشاح أو النواة الأرضية** (Zgonnik، 2020).

1.1 الهيدروجين كغاز مذاب

تم اكتشاف الهيدروجين كغاز مذاب في المياه الجوفية (مثل المياه من حقول النفط والغاز) في أماكن عديدة حول العالم (Zgonnik، 2020). وقد اختلف محتوى الهيدروجين في هذه العينات بشكل كبير من حالة إلى أخرى **(الجدول 2)**، مع تزايد عمق أخذ العينات (Nechaeva، 1968). بالإضافة إلى ذلك، لوحظت تركيزات أعلى من الهيدروجين في المناطق المرتبطة بالنشاط التكتوني الحديث (Shcherbakov و Kozlova، 1986). ومع ذلك، في معظم الحالات، لم يتم تحديد أصل الهيدروجين في الماء بشكل كامل. ومن المرجح أن يكون مرتبطًا بالإشعاعradiolysis ، التحول إلى السربنتينserpentinization، أو العمليات العميقة deep-seated processes.

وبشكل عام، كان متوسط تركيز الهيدروجين في عينات المياه من حقول الهيدروكربون أعلى قليلاً من عينات المياه الجوفية الأخرى **(الجدول 2) في الملحق**. في مثل هذه الحالات، كانت المياه المأخوذة بالقرب من حقول النفط تحتوي غالبًا على محتوى الهيدروجين أعلى من المياه المأخوذة بالقرب من رواسب الغاز الطبيعي (Nechaeva، 1968). ومع ذلك، بسبب التركيز المنخفض للهيدروجين بشكل عام وعدم وجود تقنيات تجارية تسمح بفصل هذا الهيدروجين المذاب من الماء بشكل فعال من حيث التكلفة، لم تمثل أي من هذه الحالات اهتمامًا كبيرًا للاستغلال التجاري.

2.1 الهيدروجين كغاز في الشوائب

تم اكتشاف الهيدروجين أيضًا كغاز موجود في الشوائب. والشوائب هي فقاعات صغيرة (ميكرونات إلى بضعة مليمترات(microns to a few millimetres))، مغلقة من السوائل والغازات المحبوسة في هيكل

البلورة المعدنية أثناء وقت تبلور المعدن. لذلك، تشير الشوائب الحاملة للهيدروجين إلى أن الهيدروجين كان موجودًا في وقت التبلور. والشوائب الحاملة للهيدروجين المبلغ عنها تتعلق بمجموعة متنوعة من المعادن المختلفة في بيئات مختلفة (Giardini، Subbarayudu، وMelton، 1976 وFong وGui، 1981). ولا يزال هناك عدم يقين كبير حول أصل هذا الهيدروجين. ومع ذلك، وبالاعتماد على نوع الصخور، تنسب معظم النظريات هذا الهيدروجين إلى العمليات البركانية، المتحولة، الإشعاع أو النضج المتأخر للترسبات العضوية في الصخور الرسوبية magmatic, metamorphic, radiolysis or late-stage maturation of organic deposits in sedimentary rocks، جنبًا إلى جنب مع التفاعل العام للعناصر مع الماء Levshounova)، 1991((Gresov، Obzhirov، و Yatsuk، 2010).

وبشكل عام، كما هو موضح في **الجدول 2 في الملحق**، يبدو أن الشوائب تحتوي على محتوى الهيدروجين أكبر (بين 19.9% للمعادن من رواسب الملح و67.5% للصخور البركانية) من عينات المياه المدروسة، التي تحتوي على آثار من الهيدروجين (21.87-26.6 % من الهيدروجين، في المتوسط). علاوة على ذلك، أظهرت عينات الصخور البركانية وعينات من رواسب المعادن أيضًا تركيزًا أعلى قليلاً من الهيدروجين. وتوفر الشوائب رؤى علمية حول وجود الهيدروجين في الماضي، لكنها غير مهمة من حيث الحجم وليست مصدرًا للهيدروجين.

3.1 الهيدروجين كغاز حر

بينما يمثل الهيدروجين في الشوائب وكذلك في شكل الغاز الممتص والمذاب حالات مثيرة للاهتمام للأغراض العلمية والبحثية، إلا أنه لا يُتوقع أن يكون موردًا اقتصاديًا - أي لن يكون مناسبًا للإنتاج الفعال من حيث التكلفة على نطاق صناعي. من ناحية أخرى، يوفر الهيدروجين الطبيعي الموجود كغاز حر إمكانية النظر في الإنتاج الاقتصادي. تم العثور على هذا الهيدروجين في المناطق المرتبطة بالميزات التكتونية (مثل الأفيوليت وكذلك الفوالق والمناطق المتصدعة)، وأيضًا بالأراضي ذات تراكمات أنواع الصخور المختلفة (مثل الصخور البركانية، الرسوبية، الفائقة الأساسية)، بالقرب من رواسب الهيدروكربونات والمعادن (مثل رواسب المعادن، حقول النفط والغاز، أحواض الفحم، إلخ)، وكذلك في

شكل تسربات وفتحات الغازات البركانية والغازات من الينابيع الساخنة والبراكين الطينية **(الجدول 2) في الملحق**.

كانت هذه أيضًا المناطق ذات أعلى متوسط تركيزات (38.5 % للغازات البركانية، 43.9 % لرواسب المعادن، و48.9 % للصخور الرسوبية والأفيوليت). ويُعتبر أصل معظم هذه العروض أيضًا مرتبطًا بالعمليات الجيولوجية العميقة مثل التحول إلى السربنتين (الأفيوليت)، والإشعاع، والتحلل الحراري (الغازات البركانية)، وتكوين الفحم (أحواض الفحم) أو الظواهر البركانية (رواسب المعادن وأنابيب الكمبرلايت) (Vacquand وآخرون، 2018؛ Holland، 2002؛ McCarthy وKiilsgaard، 2001، و Molchanov، 1981). وفي نفس الوقت، هناك أيضًا حالات عندما يُنسب توليد الهيدروجين الطبيعي إلى العمليات البيولوجية (للهيدروجين من رواسب الملح) (Morita، 1999).

وعلى الرغم من أن آلية تكوين الهيدروجين الطبيعي قد تختلف اعتمادًا على التضاريس الجيولوجية، فمن الواضح أنه للإنتاج على نطاق واسع وبأسعار تنافسية، من المنطقي متابعة الخيارات ذات أعلى تركيزات التي يمكن أيضًا استكشافها وتطويرها تطويرا تجاريًا بنجاح. لذلك، مع المتوقع بأن الرواسب الوفيرة للهيدروجين الطبيعي يمكن أن تكون محبوسة تحت الأرض بطرق مشابهة لرواسب الغاز الطبيعي. ولقد بدأت شركات الطاقة والشركات الناشئة حول العالم سباق الاستكشاف الخاص بها **(الجدول 3) في الملحق**. وبناءً على الافتراض إلى حد كبير أن العديد من رواسب الهيدروجين المحتملة قد تم تجاهلها سابقًا أو لم يتم البحث عنها، تقوم هذه الشركات بتطبيق تقنيات الاستكشاف بنشاط على أمل اكتشاف تركيزات كبيرة من الهيدروجين الطبيعي عالي النقاء، والذي يمكن بعد ذلك إنتاجه بطريقة مشابهة للهيدروكربونات **(الشكل 4)**. كان هذا، على سبيل المثال، في حالة حقل Bourakébougou في مالي، حيث تم حبس الهيدروجين الطبيعي عالي النقاء (حتى 98 %) في الصخور الرسوبية ثم جمعه بواسطة آبار الإنتاج (Maiga وآخرون، 2023). ونظرًا لأن جميع عروض الهيدروجين الطبيعي في شكل غاز حر التي تم تحديدها حتى الآن لا تظهر طبيعة جيولوجية مماثلة، فيبدو أنه من السابق لأوانه القول ما إذا كانت حالة مالي فريدة، وما هي البيئات الجيولوجية الأخرى التي ستكون مواتية للاستكشاف والتطوير في المستقبل.

2.تسويق الهيدروجين الطبيعي

1.2 تكرار حالة مالي على نطاق أوسع

إن الاهتمام بالعثور على الهيدروجين الطبيعي وإنتاجه المحتمل كموارد منخفضة الكربون لتطبيقات الوقود أو المواد الكيميائية قد أثار أنشطة الاستكشاف في جميع أنحاء العالم في السنوات الأخيرة **(الجدول 3) في الملحق**. قام زغونيك (2020) بتجميع ومراجعة شاملة لتواجد الهيدروجين الطبيعي المبلغ عنه من مواقع حول العالم. وقد وثقت مراجعته نطاقات نسب الهيدروجين من تسربات الغاز السطحي، والغازات البركانية، والينابيع الحارة، والمناجم وآبار استكشاف المعادن، وآبار النفط والغاز، ومناجم الفحم وأحواض الفحم وترسبات الملح. وتوضح هذه التقارير مجتمعة انتشار الهيدروجين في مرحلة الغاز المتحرك الحر. ومع ذلك، من بين هذه الحوادث، تم تحديد تراكم الهيدروجين في بوراكبوجو في مالي من خلال الحفر التقييمي، واختبار الإنتاج، وهو حاليًا في مرحلة الإنتاج.

وفي حين أن أنشطة الاستكشاف المشابهة لتلك الخاصة بالنفط والغاز ترتبط عادةً بنفقات مالية كبيرة، فإن التوقعات لاكتشافات مماثلة أو أكبر من تلك في مالي تدفع العديد من الشركات لمتابعة البحث عن تراكمات الهيدروجين الطبيعي التي يمكن أن تكون تجاريًا قابلة للتطبيق. ومع ذلك، فإن الوفرة المقترحة للهيدروجين الطبيعي القابل للاستخراج ليست الفائدة الوحيدة التي قد يقدمها إنتاج الهيدروجين الطبيعي. في الواقع، من المتوقع أن يكون لهذا النوع من الهيدروجين كثافة كربونية أقل بكثير من معظم بدائل الهيدروجين المصنعة المتبقية **(الجدول 1) في الملحق**. *وبالإضافة إلى ذلك، وربما الأهم من ذلك، نظرًا لأن الهيدروجين الطبيعي في مرحلة الغاز الحر يمكن استكشافه وإنتاجه باستخدام التقنيات المتاحة والناضجة بالفعل المطبقة في قطاع النفط والغاز بتكلفة مماثلة أو أقل من تلك الخاصة بالهيدروجين عالي الكربون التقليدي (أقل من 1 دولار أمريكي/كجم)، يتوقع الكثيرون أن يصبح هذا النوع من الهيدروجين النظيف مغيرًا للعبة لصناعة الطاقة بأكملها.*

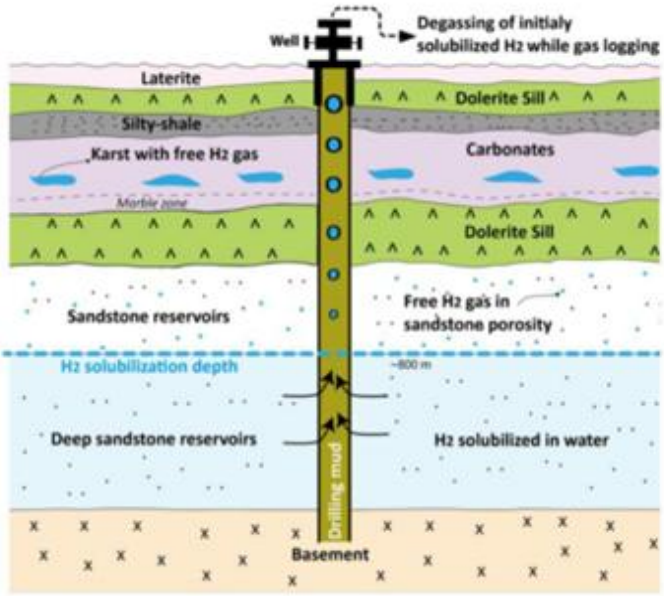
ومن الأكثر صلة بهذه الدراسة هي الاكتشافات المبلغ عنها لتراكمات الهيدروجين في الطبقات الجوفية التي يمكن استغلالها بطريقة مشابهة لترسبات الغاز الطبيعي والنفط، تمامًا مثل حالة مالي. ومع ذلك، تتوفر معلومات محدودة فقط عن الحوادث الجوفية باستثناء تراكم بوراكبوجو. هذا ليس مفاجئًا، نظرًا

للحالة الناشئة لاستكشاف الهيدروجين، والطبيعة التنافسية لمشاريع الاستكشاف للموارد الطبيعية. وعلى وجه الخصوص، باستثناء مالي، لم يتم إجراء اختبارات تدفق منشورة تقيس المعدل والحجم التقريبيين لاستخراج الهيدروجين من تحت الأرض وإنتاجه المحتمل على نطاق تجاري، أو إذا تم إجراؤها، لم يتم نشرها (تحالف علوم الهيدروجين، 2024).

وعندما يتعلق الأمر بآبار الهيدروجين في مالي، على الرغم من إنتاج الهيدروجين النقي تقريبًا، *بافتراض معدل تدفق يبلغ 1,500 متر مكعب لكل بئر في اليوم، يمكن لكل بئر إنتاج حوالي 50 طنًا من الهيدروجين سنويًا، وهو ما يعادل 3 براميل من النفط يوميًا. لذلك، فإن هذا الإنتاج أقل من عُشر الطاقة التي تنتجها توربينات الرياح متوسطة الحجم. عند هذه المعدلات، ستكون هناك حاجة إلى آلاف الآبار لمطابقة إنتاج حقل غاز صغير نسبيًا. لهذا السبب، على الرغم من الأهمية العلمية الكبيرة وكونه مثالًا على أول مشروع تشغيلي لإنتاج الهيدروجين الطبيعي التجاري، لا يمكن اعتبار حالة بوراكبوجو مناسبة لإنتاج الهيدروجين على نطاق واسع والتصدير، وبالتالي لا يمكن اعتبارها مغيرًا للعبة.*

بالإضافة إلى ذلك، فإن جيولوجيا تراكم الهيدروجين في بوراكبوجو تظهر إعدادًا جيولوجيًا وتراكميًا غير نمطي في العديد من الجوانب من تراكمات الغاز الطبيعي في الأحواض الرسوبية في أماكن أخرى، كما وصفها مايغا وآخرون (2023)، برينزهوفر، سيسي، وديالو (2018)، وبرير وجيرزيكيويتش (2016). والاختلافات الرئيسية هي عمق بوراكبوجو الضحل، وعمر الخزان الجيولوجي (ما قبل الكمبري)، والصخور السدادة (السدود النارية)، وبالطبع، النسبة العالية من الهيدروجين (98%) (الشكل 4). لذلك، لم نتمكن من تحديد حقل غاز طبيعي مماثل حيث يكون المقارنة المباشرة ذات مغزى. ومع ذلك، توفر البيانات التي أبلغت عنها إدارة معلومات الطاقة الأمريكية نظرة ثاقبة على تباين معدلات إنتاج الغاز الطبيعي للبئر الرئيسي، وقد تساعد في توفير سياق للمقارنة الإجمالية لمعدلات الإنتاج (EIA، b2023).

الشكل 4: تواجد الغاز الحر في المكامن الرسوبية العليا

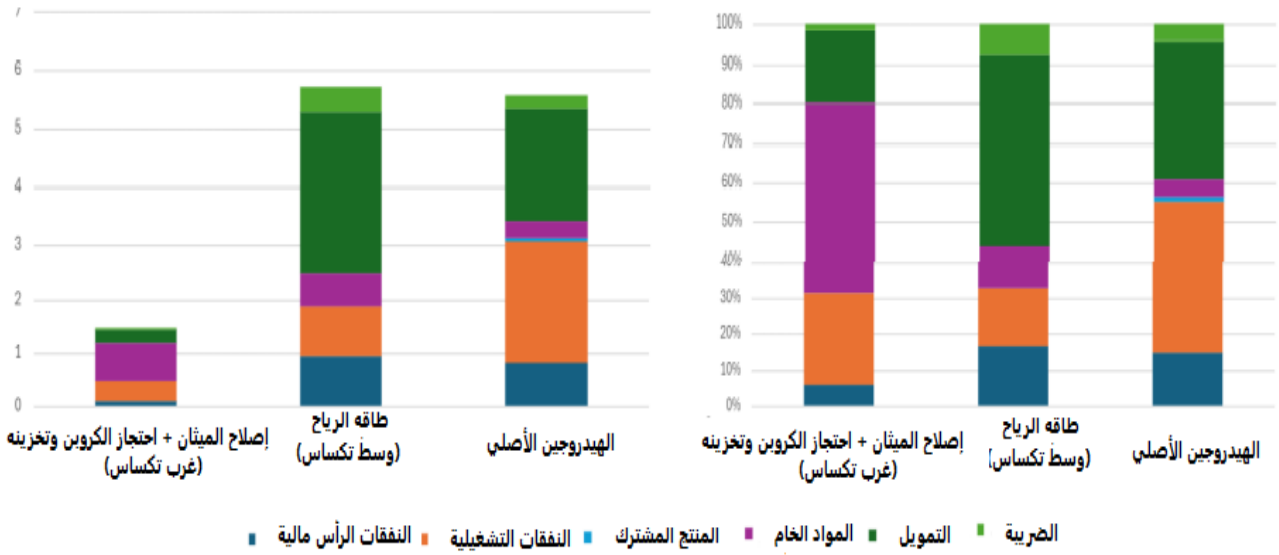


وتشير بيانات 2022 من تكساس، الى أن معدلات الإنتاج لكل بئر تتراوح من 1ألف قدم مكعب قياسي في اليوم (28 متر مكعب/يوم أو ~22.4 كجم/يوم) إلى أكثر من 12,000 ألف قدم مكعب قياسي في اليوم (339,802 متر مكعب/يوم أو 271,842 كجم/يوم) لأكثر من 123,000 بئر غاز. ومن الجدير بالذكر أن 75% من الإنتاج جاء من الآبار التي تنتج 345 ألف قدم مكعب قياسي في اليوم (9,770 متر مكعب/يوم أو 7,816 كجم/يوم) إلى 11,351 ألف قدم مكعب قياسي في اليوم (321,424 متر مكعب/يوم أو 257,139 كجم/يوم). تقارن هذه المعدلات الفردية للبئر بأكثر من 6 أضعاف إلى أكثر من 200 ضعف اختبار إنتاج الهيدروجين التقريبي البالغ 50 ألف قدم مكعب قياسي في اليوم (1,500 متر مكعب/يوم أو ~135 كجم/يوم) المبلغ عنه من بئر بوراكبوجو.

وفي الوقت ذاته، ماذا لو كانت ظروف حالة مالي يمكن تكرارها في مواقع أخرى، وعلى نطاق أوسع؟ هل ستجعل الإنتاج الكبير للهيدروجين الغازي من تراكمات الهيدروجين الطبيعي تحت السطح، من الناحية النظرية، منطقيًا اقتصاديًا وأكثر جاذبية من أشكال أخرى من إنتاج الهيدروجين النظيف؟ للإجابة على هذه الأسئلة، سيكون من المفيد إجراء عدد من التقديرات الافتراضية والمحافظة لفهم العوامل

الرئيسية التي قد تدفع التطوير التجاري لمشاريع مماثلة وتأثيرات التوسع على اقتصاديات إنتاج الهيدروجين.

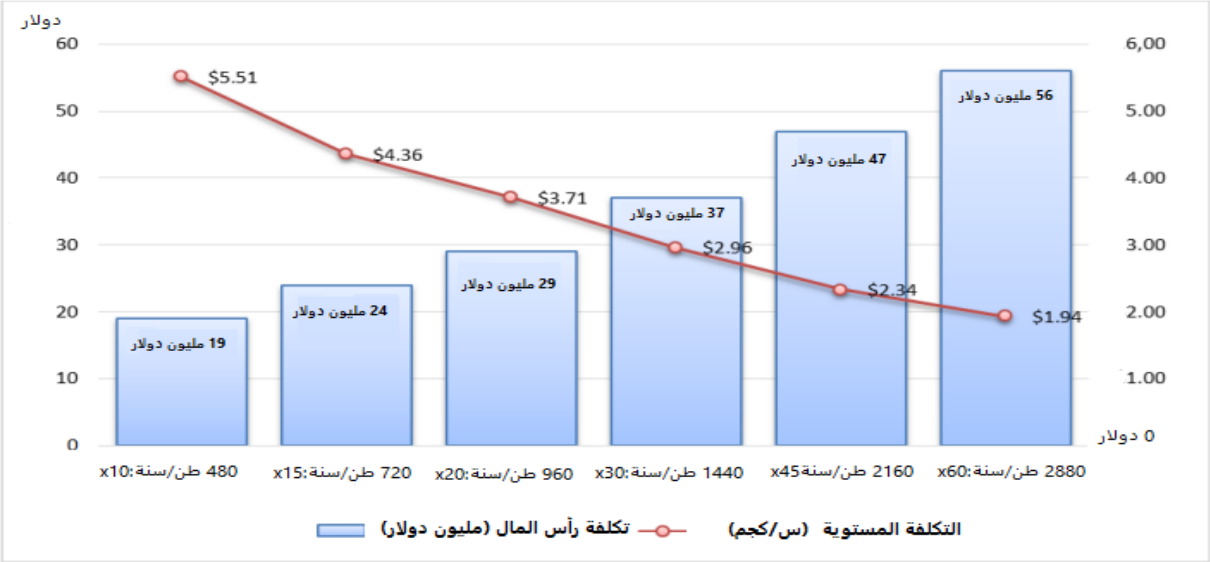
الشكل 5: التكلفة الحقيقية المستوية للهيدروجين



وعندما يتعلق الأمر بالعوامل الرئيسية التي تؤثر على التطوير التجاري لمشاريع الهيدروجين الطبيعي المشابهة لتلك في بوراكبوجو، يمكن بناء دراسة حالة استنادًا إلى البيانات الأولية من بئر الاختبار لإنشاء تحليل تقني اقتصادي شامل. فعلى الرغم من استنادها إلى بيانات محدودة والعديد من الافتراضات المستنيرة لتوقع التكاليف والمخرجات المحتملة، فإن النتيجة الإجمالية ستعطي النتائج الموضحة في (**الشكل 5**) أعلاه، الذي يظهر التكلفة المستوية المقدرة في الشكل الأيسر والنسبة المئوية في الشكل الأيمن.

كما هو موضح في الشكل 5، *من المرجح أن يختلف هيكل تكلفة مشاريع الهيدروجين الطبيعي عن تلك الخاصة بـ "الهيدروجين الأخضر" و "الهيدروجين الأزرق"، مع حصة أعلى بكثير من التكاليف التشغيلية المستمرة. وفي الوقت نفسه، فإن الفهم النهائي لما إذا كان الاستثمار في إنتاج الهيدروجين الجيولوجي قد يكون أكثر جاذبية من البدائل الأخرى يعتمد على الاكتشافات المستقبلية لتراكمات الهيدروجين تحت الأرض المشابهة لتلك في مالي على نطاق أوسع* وبالتالي فإن فهم تأثير التوسع على اقتصاديات إنتاج الهيدروجين أمر بالغ الأهمية لتقييم جدوى الهيدروجين الطبيعي.

الشكل 6: التكلفة الرأسمالية والحقيقية المستوية للهيدروجين بحسب السعة



وكما يتضح من **الشكل 6 أعلاه**، الذي يمثل التحليل الذي يأخذ في الاعتبار مقاييس متعددة، تتراوح من 480 طنًا سنويًا إلى 2,880 طنًا سنويًا (أي 10 أضعاف إلى 60 ضعف نطاق بئر بوراكبوجو)، عندما يزيد نطاق إنتاج الهيدروجين، يرتفع إجمالي النفقات الرأسمالية (CAPEX) أيضًا. هذا يعني أن مستويات الإنتاج الأعلى ستتطلب آبارًا إضافية، ومعدات وبنية تحتية، مما يؤدي بدوره إلى زيادة النفقات الرأسمالية. وفي الوقت ذاته، بسبب اقتصاديات الحجم، مع زيادة حجم الإنتاج إلى جانب التكلفة الرأسمالية للمشروع، تنخفض التكلفة المستوية للهيدروجين (LCOH). وإذا كان احتياطي الهيدروجين الطبيعي لديه معدل إنتاج يبلغ عشرة أضعاف ذلك في مالي (بئر الاختبار)، فمن المرجح أن تكون تكلفته المستوية أرخص (5.50 دولار أمريكي/كجم) من تكلفة معظم مبادرات الهيدروجين المتجددة **(انظر الجدول 1) في الملحق**. علاوة على ذلك، إذا تم تحقيق معدلات إنتاج أعلى من الموارد بنحو 60 ضعف أكثر من الهيدروجين من بئر بوراكبوجو، فمن المرجح أن تكون تكلفته المستوية قادرة على المنافسة مع تكلفة الهيدروجين المصنع تقليديًا من الوقود الأحفوري.

2.2 موارد واحتياطيات الهيدروجين الطبيعي

من ضمن الشكوك الرئيسية الحالية حول الحوادث المكتشفة للهيدروجين الطبيعي هي ما إذا كانت تلك الاحتياطيات ستصبح في النهاية احتياطيات مؤكدة. واستنادًا إلى الممارسات المحددة جيدًا في صناعة

النفط والغاز الطبيعي، فإن التواصل بشأن يقين الموارد ذو صلة بتقييم موارد الهيدروجين وإمكانية تحقيقها تجاريًا. في هذا السياق، يوفر نظام إدارة موارد البترول (PRMS)، وهو إطار عمل معترف به دوليًا لتصنيف وتقييم وتوجيهات الإبلاغ عن موارد النفط والغاز الطبيعي، إطارًا، أو على الأقل نقطة انطلاق، لتنظيم تقييم تراكمات الهيدروجين (جمعية مهندسي البترول، 2018). تتمثل مزايا تطبيق PRMS على تراكمات الهيدروجين في: i) اتساق اللغة باستخدام إطار عمل مقبول، ii) معايير محددة جيدًا لتصنيف الموارد والاحتياطيات التي تأخذ في الاعتبار الشكوك المتأصلة، وiii) التشابهات في إنتاج الهيدروجين من الخزانات الجوفية إلى الغاز الطبيعي (أي الغازات الهيدروكربونية مثل الميثان والإيثان).

يذكر أن تعريف موارد الهيدروجين الطبيعي ضمن PRMS، يشتمل جميع كميات الهيدروجين الطبيعي داخل قشرة الأرض بما في ذلك المكتشفة وغير المكتشفة، سواء كانت قابلة للاسترداد أو غير قابلة للاسترداد. ويتم تقدير إجمالي الموارد في الموقع في التراكمات الطبيعية المكتشفة وغير المكتشفة قبل الإنتاج. والتمييز الحاسم لأولئك غير المألوفين بتصنيف الموارد هو تعريف الاحتياطيات مقابل الموارد وأنواع الموارد (الفرعية). في هذا السياق، يقترح التعريفات التالية لاحتياطيات وموارد الهيدروجين.

- **الاحتياطيات** هي تلك الكميات من الهيدروجين المتوقع أن تكون قابلة للاسترداد تجاريًا في ظل ظروف محددة.

الموارد تُعرف بشكل أكبر على أنها:

- **موارد محتملة** (الهيدروجين القابل للاسترداد المحتمل من التطبيقات المعروفة، ولكنها ليست تجارية بعد).
- الهيدروجين **غير المكتشف** في الموقع (التراكمات غير المكتشفة)
- **موارد محتملة** (الهيدروجين غيرالمكتشف ولكنه قابل للاسترداد المحتمل)
- **غير قابل للاسترداد** (الهيدروجين غير القابل للاسترداد أو غير القابل للاسترداد بعد)

في سياق المعلومات المتاحة حول تراكمات الهيدروجين المبلغ عنها، فإن الهيدروجين في تراكم بوراكبوجو فقط هو الذي يفي بتعريف الاحتياطيات، وبدون مزيد من المعلومات حول الجدوى التجارية، يمكن اعتبار جزء من التراكم كموارد محتملة.

وعلى الرغم من أن المناقشة أعلاه قد تبدو أكاديمية، إلا أنه من المهم التمييز بين الحالات المبلغ عنها والاحتياطيات والموارد المحتملة. وقد تؤهل حالات الغاز الهيدروجيني، مثل عروض الغاز الهيدروجيني أثناء الحفر، كموارد محتملة، ولكن تعيين احتياطيات الهيدروجين سيكون مشروطًا بمعلومات كافية؛ على سبيل المثال، اختبار الإنتاج والحفر التقييمي لدعم خطة تطوير يمكن أن تكون تجاريًا قابلة للتطبيق. ويجب أن تحدد هذه الاختبارات، من بين عوامل أخرى، ما إذا كان العرض يمثل تراكمًا للهيدروجين بتدفق مستقر وكاف. لهذا السبب، مع عدم وجود بيانات واضحة حول هذه المؤشرات، لم يتم تحديد أي حالة مكتشفة حديثًا للهيدروجين الجيولوجي حتى الآن كاحتياطي.

فعلى سبيل المثال، يُبلغ عن عرض الهيدروجين الطبيعي في لورين، فرنسا، أنه يحتوي على نسبة تتراوح بين 15 و98 % من الهيدروجين، مع زيادة التركيز على العمق **(الجدول 3) في الملحق**. وتم الإبلاغ عن هذه النتائج من بئر اختبار ميثان الفحم كجزء من برنامج أوروبي يفحص جدوى تطوير ميثان الفحم (ريغالور، 2023). واستنادًا إلى الأعماق المبلغ عنها لعروض الغاز والمعلومات المنشورة سابقًا حول البئر، من المحتمل أن تأتي عروض الهيدروجين هذه من طبقات الفحم المحصورة بين الحجر الرملي الضيق والصخور الطينية، حيث يمكن للفحم امتصاص كميات كبيرة من الغازات مثل الميثان والهيدروجين، وبالتالي من المحتمل أن تمثل تراكمات الهيدروجين (ألوتي وآخرون، 2023). ومع ذلك، نظرًا لأن أعلى تركيزات الهيدروجين في هذه العروض من المحتمل أن تكون موجودة تحت عمق 1,200 متر، فإن تحقيق تدفق تجاري للهيدروجين من الفحم المدفون على هذا العمق من المتوقع أن يكون تحديًا، حيث لم يتم تحقيقه بعد في أي مكان آخر (تحالف علوم الهيدروجين، 2024).

في المقابل، يُبلغ عن الحالة الأخيرة في ألبانيا أنها تحتوي على أعلى تدفق لأي مصدر هيدروجين جيولوجي حتى الآن - بين 11 طنًا (في الوقت الحالي) و200 طن (محتمل) سنويًا (تروشي وآخرون، 2024). ومع ذلك، حتى إذا كانت التقديرات المتفائلة صحيحة في هذه الحالة، فإن هذه الكميات من الهيدروجين ستشكل فقط 350/1 من الحجم الذي يتطلبه عادةً مصنع فولاذ نموذجي سنويًا (حوالي 70,000 طن) (تحالف علوم الهيدروجين، 2024). بالإضافة إلى ذلك، يمكن أن يحتوي الاكتشاف الألباني على ما يصل إلى 50,000-55,000 طن من الهيدروجين، وهو ما يمثل حوالي 2000/1 من الاستهلاك العالمي السنوي للهيدروجين (تروشي وآخرون، 2024 وIEA، 2023). والأهم من ذلك، لم يتم ربط هذا

العرض حتى الآن بأي تراكم تحت الأرض مكتشف للهيدروجين الطبيعي، بل تسربات متفرقة للهيدروجين في منجم الكروميت. لذلك، يبدو أن استغلال مشروع الهيدروجين الجيولوجي الألباني من المحتمل أن يكون صعبًا تقنيًا وليس بالضرورة قابلاً للتطبيق تجاريًا.

3.2 جعل الهيدروجين الطبيعي قابلاً للتطبيق تجاريًا

على الرغم من أنه يمكن تحديد موقع يحتوي على تراكم كبير للهيدروجين وإمكانية إنتاج الهيدروجين بشكل مستقر، فإن تحقيق جدواه التجارية سيتطلب تحليلات اقتصادية مفصلة لتحديد وإدارة العوامل الرئيسية للتكلفة. ومن أجل زيادة العائد على حقوق الملكية وجعل المشروع أكثر جدوى اقتصاديًا، يجب مراعاة عدة عوامل حاسمة.

نقاء الهيدروجين/تركيزات الهيدروجين في الغاز المستخرج: *من المحتمل أن تجعل تركيزات الهيدروجين المنخفضة أو تركيزات الشوائب أو الغازات الأخرى العالية عملية الإنتاج أكثر تكلفة.*

ضغط البئر: *يؤثر ضغط الخزان بشكل مباشر على معدل إنتاج الهيدروجين. يمكن أن يسهل الضغط العالي الاستخراج بشكل أسهل وأكثر فعالية من حيث التكلفة، مما يقلل من الطاقة المطلوبة للضغط ويعزز الكفاءة العامة لعملية الإنتاج.* في حالة حقل بوراكبوجو، كان الحفاظ على ضغط البئر الأمثل أمرًا حيويًا للحفاظ على معدلات تدفق الهيدروجين المستقرة، مما يؤثر بشكل مباشر على الجدوى الاقتصادية للمشروع.

معدل الإنتاج: *يعد معدل إنتاج الهيدروجين من الخزان عاملًا رئيسيًا في الجدوى التجارية. تؤدي معدلات الإنتاج الأعلى إلى انخفاض تكاليف الوحدة بسبب اقتصاديات الحجم. يمكن للمشاريع ذات معدلات الإنتاج العالية أن تستفيد بشكل أفضل من التكاليف الثابتة على حجم أكبر من الهيدروجين، مما يحسن النتائج المالية.* أظهرت دراسة حالة مالي أن زيادة الإنتاج بشكل كبير قللت من تكلفة الهيدروجين المستوية، مما يبرز أهمية تحقيق معدلات إنتاج عالية والحفاظ عليها **(الشكل 6).**

مساحة الأرض وحقوق المعادن: *تعتبر توفر وتكلفة الأرض، وكذلك حقوق استخراج المعادن، عوامل حاسمة. وقد تكون هناك حاجة إلى مساحات كبيرة من الأرض لحفر آبار متعددة وتركيب البنية التحتية اللازمة. ويمكن أن تتضمن حقوق المعادن أيضًا تكاليف كبيرة، ويجب أن تكون هذه الحقوق واضحة وقانونية لتجنب النزاعات المستقبلية. كما يمكن أن تختلف تكلفة الأرض وحقوق المعادن بشكل كبير حسب*

الموقع واللوائح المحلية، مما يؤثر على النفقات الرأسمالية الأولية (CAPEX) والنفقات التشغيلية المستمرة (OPEX).

القرب من الأسواق: *القرب من الأسواق التي سيتم استهلاك الهيدروجين فيها هو عامل حاسم. يمكن أن تؤثر تكاليف النقل بشكل كبير على الاقتصاد العام لمشاريع الهيدروجين. تتطلب المسافات الأطول بنية تحتية أكثر شمولاً للأنابيب وتكاليف تشغيل أعلى لنقل الهيدروجين إلى المستخدمين النهائيين. يمكن للمشاريع الأقرب إلى مراكز الاستهلاك الرئيسية أو البنية التحتية الحالية تحقيق جدوى مالية أفضل بسبب انخفاض تكاليف النقل. وقد* أكدت دراسة الحالة في مالي على أهمية النظر في لوجستيات النقل عند تقييم الإمكانات الاقتصادية لإنتاج الهيدروجين. وفي الواقع، بسبب الحجم الصغير وكذلك الموقع البعيد عن أي مستهلكين صناعيين محتملين **(الجدول 3) في الملحق**، نتج عن المشروع أن جميع الهيدروجين المنتج يستخدم لتزويد المنازل في قرية قريبة منه بالطاقة.

الحوافز السياسية الحالية: *يمكن أن يؤدي الاستفادة من الحوافز السياسية، مثل الاعتمادات الضريبية والإعانات، إلى خفض تكلفة التعادل بشكل كبير، مما يعزز الجدوى المالية لمشاريع إنتاج الهيدروجين. على سبيل المثال، يظهر الاعتماد الفيدرالي الأمريكي 45V كيف يمكن للدعم الحكومي أن يجعل إنتاج الهيدروجين أكثر تنافسية مع مصادر الطاقة النظيفة الأخرى.*

وفي الواقع، من المحتمل أن يكون تحقيق ظروف مواتية كافية لجميع هذه العوامل لتتواجد في مكان واحد أمرًا صعبًا. لهذا السبب، يفكر عدد من الباحثين والشركات الناشئة حاليًا في تحفيز التوليد الطبيعي وإطلاق واستخراج الهيدروجين الجيولوجي بحيث يمكن إعادة إنشاء وتعزيز عمليات مثل التحول إلى سيربنتين في ظروف جيولوجية مناسبة وأماكن أكثر ملاءمة. وهنا، تُستخدم طرق مثل التحفيز الحراري المائي أو الجيوحراري - إذابة الهيدروجين من المعادن أو تعزيز التفاعلات الكيميائية التي تطلق الهيدروجين - جنبًا إلى جنب مع التكسير، التحفيز الميكروبي، الكيميائي، الكهروكيميائي وتقليل الضغط. على الرغم من أن جميع هذه التقنيات تكتسب اهتمامًا متزايدًا، إلا أنه لم يتم تسويق أي منها ومستوى جاهزية التكنولوجيا لا يزال منخفضًا جدًا.

3.التعلم من الغاز الطبيعي لإنتاج الهيدروجين الأصلي

نظرًا لأن استكشاف وتطوير وإنتاج ونقل الهيدروجين الطبيعي في مراحله الأولى، فمن المفيد النظر في كيفية تطوير مشاريع الغاز الطبيعي كنموذج لمشاريع الهيدروجين المستقبلية. المقارنة ذات مغزى لأن الهيدروجين الأصلي يشبه الغاز الطبيعي من حيث طبيعته الجيولوجية وخصائصه الفيزيائية. بناءً على هذا المنطق، يتطلب كل من الغاز الطبيعي والهيدروجين الاستخراج من تحت السطح والنقل إلى التطبيقات النهائية. كما يحتاج المستهلكون أيضًا إلى أن يكونوا مستعدين لاستخدام هذا الوقود الجديد. ولهذا السبب، ومن أجل تقييم الجدوى النهائية لهذا النوع من الهيدروجين كمصدر جديد للطاقة، يجب النظر في جميع الجوانب الرئيسية لسلسلة القيمة الكاملة للهيدروجين بدلاً من التركيز فقط على جانب العرض.

وينقسم عمل الغاز الطبيعي إلى قطاعات المنبع والوسطى والمصب. يتكون قطاع المنبع من الاستكشاف والتقييم والتطوير والإنتاج، بما في ذلك المعالجة قبل النقل. يشمل القطاع الأوسط نقل الغاز المنتج إلى تطبيق الاستخدام النهائي. ويشمل قطاع المصب التطبيقات النهائية حيث يتم استخدام الغاز الطبيعي إما كطاقة، على سبيل المثال، للتدفئة أو توليد الطاقة، و/أو كمواد خام لتصنيع المواد الكيميائية، مثل استخدام الغاز الطبيعي لإنتاج الهيدروجين من خلال عمليات إصلاح الميثان بالبخار. ونظرًا لأن تطبيق الاستخدام النهائي يمكن أن يكون مشابهًا بغض النظر عن مسار إنتاج الهيدروجين، ستقتصر هذه الورقة على مناقشة قطاعي المنبع والوسطى. ومع ذلك، لا يعني ذلك أن جانب الطلب يمكن تجاهله.

1.3 نشاط المنبع Upstream

مرحلة الاستكشاف هي الخطوة الأولى في العملية وتتضمن تحديد مواقع الحفر المحتملة بناءً على الدراسات الجيولوجية والجيوفيزيائية، وتأمين المساحة المحتملة (الإيجار أو الامتياز)، والتخطيط وتنفيذ حفر الاستكشاف لاختبار موقع لتحديد ما إذا كان هناك غاز في خزان يمكن تطويره تجاريًا. ويتطلب الاستكشاف استثمارًا لجمع البيانات والدراسات والوصول إلى الأراضي، والتخطيط للآبار والتصاريح والحفر. وتعكس تكاليف الاستكشاف جميع هذه العوامل، علماً بأن الوصول إلى الأراضي (مثل الإيجار) والحفر الاستكشافي تعد العناصر الأكثر تكلفة.

فعلى اليابسة، يمكن أن تتراوح أعماق آبار الغاز الطبيعي من بضع مئات من الأمتار إلى أكثر من 8000 متر. نظرًا لتنوع تجمعات الغاز الطبيعي حول العالم، ومن الصعب تحديد نطاق عمق حفر نموذجي للاستكشاف، ولكن الأعماق من 1000 إلى 8000 متر هي الشائعة. وتعد الآبار في هذه الأعماق مكلفة، وبسبب خطر الفشل، أي عدم اكتشاف الغاز أو اكتشاف كمية غير كافية، يتم تقييم موقع الغاز قبل الحفر لتقدير امكانات الموارد، واحتمالية النجاح. يتم حساب القيمة النقدية المتوقعة (EMV) لمشروع الاستكشاف بناءً على قيمة حالة النجاح المقدرة. يتم حساب القيمة النقدية المتوقعة بضرب الاحتمالية المقدرة للنجاح في القيم الحالية الصافية لأكثر حالات النجاح احتمالًا، ثم طرح احتمال الفشل (أي 1- احتمال النجاح) مضروبًا في تكلفة الفشل (مثل حفر بئر جاف). ونظرًا لأن عمليات تكوين وتراكم الهيدروجين الأصلي أقل استكشافًا وفهمًا بشكل كبير، فإن حساب القيمة النقدية المتوقعة لمثل هذه المشاريع من المرجح أن يكون أكثر تعقيدًا وبالتالي قد يكون من الصعب تحفيز الشركات على القيام بأنشطة الاستكشاف للبحث عن الهيدروجين.

ثم، إذا ما تم اكتشاف كمية كافية من الغاز الطبيعي لتبرير التقييم الإضافي وتطوير المشروع المحتمل، يتم إجراء التقييم لتوصيف الفرصة بشكل أكبر وتقليل الشكوك في كميات الغاز، وقابلية التسليم (مثل معدل الإنتاج)، وجودة الغاز. قد يشمل التقييم (اعتمادًا على الحجم والموقع) حفر آبار إضافية، واختبار الإنتاج، وجمع البيانات الجيوفيزيائية، وتقييم التأثيرات الصحية والبيئية والاجتماعية. بناءً على نتائج التقييم، يتم حساب اقتصاديات المشروع بناءً على خطة تطوير تتضمن عدد ونوع الآبار (مثل العمودية مقابل الأفقية)، للسماح بالإنتاج المستقبلي للموارد المكتشفة. وبمجرد اكتمال خطة التطوير، يتم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي (FID) للمضي قدمًا أو خلافه في خطة التطوير وبدء الإنتاج.

وبمجرد الموافقة على خطة التطوير، يتم بدء مشروع التطوير لحفر الآبار وبناء المرافق للسماح بحدوث الإنتاج. وفي معظم المشاريع، تمثل تكلفة حفر وإكمال الآبار الجزء الأكبر من الاستثمار الرأسمالي، ولكن المرافق المساعدة لجمع ومعالجة الغاز قد تتطلب هي الأخرى استثمارات رأسمالية كبيرة. وتشكل معالجة تدفق الغاز وصيانة المرافق والآبار للحفاظ على الإنتاج الجزء الأكبر من التكاليف التشغيلية. ونظرًا للتشابه الفيزيائي العام بين الغاز الطبيعي والهيدروجين، يجب أن يكون هذا هو الحال أيضًا لإنتاج الهيدروجين.

وتستند مشاريع الغاز الطبيعي إلى وجود حجم موارد يمكن تطويره وإنتاجه وتسليمه بشكل موثوق إلى مشترٍ أو تطبيق استخدام نهائي بسعر متفق عليه بشكل متبادل أو، حيثما كان ذلك مناسبًا، بسعر السوق، الذي يوفر عائدًا مقبولًا على الاستثمار لمطور المشروع والمستثمرين. وعلى الرغم من أن حجم مشاريع التطوير يمكن أن يتراوح من تطوير بئر واحد إلى حقل ضخم يحتوي على عدة عشرات أو أكثر من الآبار، فإن المعلمات الأساسية تحت السطح كمدخلات لتطوير المشروع هي كما يلي:

- سمك الخزان .
- سمك الطبقة الحاملة للغاز.
- التركيب الكيميائي (النقاء) للغاز المستخرج .
- ارتفاع عمود الغاز .
- الامتداد الجغرافي لتجمع الغاز .
- مسامية الخزان (حجم المسام) - أي مساحة المسام لاحتواء الغاز. يتم الإبلاغ عن المسامية كنسبة مئوية من حجم الصخور ويمكن أن تتراوح من بضع نسب مئوية إلى حوالي 35٪.
- تشبع الغاز - نسبة حجم المسام التي تحتوي على الغاز مقارنة بالسوائل الأخرى في التكوين مثل المياه المالحة.
- نفاذية الخزان - يمكن أن تتراوح النفاذية بعدة أوامر من الحجم اعتمادًا على نوع صخور الخزان. في الخزانات ذات النفاذية المنخفضة مثل الصخر الزيتي، يمكن أن تزيد تحفيز الآبار (مثل التكسير الهيدروليكي) من شبكة التدفق، وتسمح بالإنتاج بمعدلات أعلى. ينطبق هذا على إنتاج الهيدروجين الجيولوجي، حيث تحاول تقنيات إنتاج الهيدروجين الجيولوجي المحفزة تحقيق ذلك في الوقت الحالي.
- ضغط الخزان - الضغط اللازم لدفع الغاز من الخزان إلى بئر الإنتاج. الضغط عادة ما يكون دالة لعمق الخزان وارتفاع عمود الغاز. كلما زاد العمق وارتفاع عمود الغاز، زادت الضغوط. في خزان مضغوط بشكل طبيعي على عمق 1000 متر، يكون ضغط الخزان حوالي 1500 رطل لكل بوصة مربعة أو أكثر. يسمح الضغط العالي للخزان بمعدلات إنتاج أعلى. ينخفض ضغط الخزان مع الإنتاج. لسوء الحظ، فإن ضغط الخزان في حقل بوراكبوجو منخفض جدًا (~5 بار أو 72.5 رطل

لكل بوصة مربعة) مقارنة بمشاريع الغاز الطبيعي. لذلك، من أجل تطوير ناجح لمشاريع إنتاج الهيدروجين الأصلي بحجم تجاري، يجب اكتشاف خزانات ذات ضغط أعلى أو يجب استخدام طرق إنتاج منخفضة التكلفة للسماح بالاستخراج عند ضغط منخفض.

لا توجد عتبات صارمة لهذه العوامل لمشروع ناجح باستثناء الجدوى الاقتصادية العامة. عادةً ما يتم تحسين المشاريع لتقليل عدد وتكلفة الآبار والمرافق (أي الاستثمارات الرأسمالية) والنفقات التشغيلية لتحقيق كمية الإنتاج المطلوبة. وعلى أساس كل بئر على حدى، تكون المحركات النهائية هي حجم الغاز المباع الذي يمكن إنتاجه من بئر معين على مدى عمر المشروع، ومعدل إنتاج هذا الحجم من ذلك البئر (حجم الإنتاج / الوقت). على مستوى المشروع، يكون الاعتبار الاقتصادي الرئيسي هو القيمة الحالية الصافية (NPV) التي تعتمد على إجمالي إيرادات الإنتاج مطروحًا منها التكاليف الرأسمالية والتشغيلية.

2.3 النشاط الأوسط Midstream

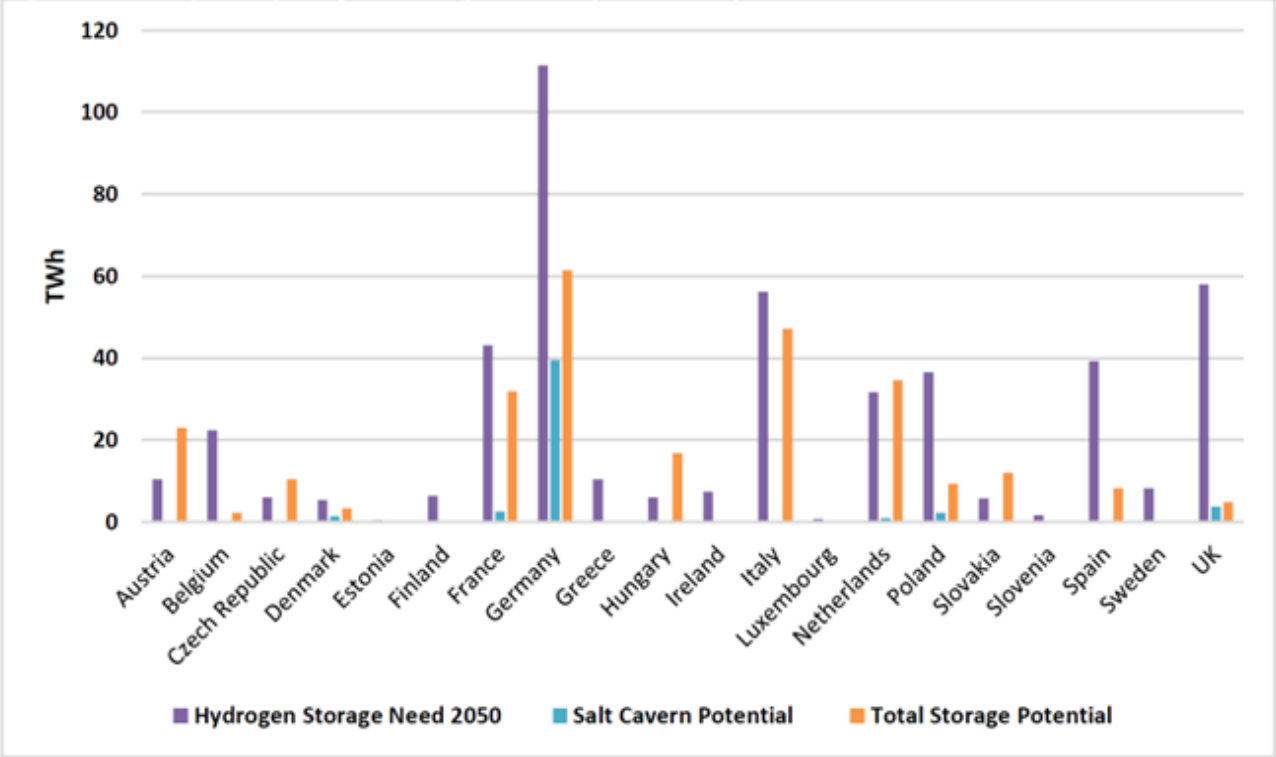
يشمل القطاع الأوسط نقل وتخزين الغاز الطبيعي، عادةً عبر خطوط الأنابيب لتوفير إمداد موثوق به لتطبيق الاستخدام النهائي. ويتطلب نقل الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب الضغط المناسب الذي يسمح بتدفق الغاز من موقع الإنتاج إلى مواقع الاستخدام النهائي للتسليم. في بعض المشاريع، يمكن نقل الغاز الطبيعي المنتج إلى منشأة الغاز الطبيعي المسال (LNG) وبواسطة ناقلات الغاز الطبيعي المسال (السفن). وتعتبر مشاريع خطوط الأنابيب ومنشآت الغاز الطبيعي المسال مشاريع كثيفة رأس المال التي تتطلب عادةً سنوات لإكمالها اعتمادًا على الموقع وفي حالة خطوط الأنابيب على طولها .

ومن المرجح أن تكون هذه التجربة قابلة للتطبيق جزئيًا فقط على تخزين ونقل الهيدروجين الأصلي، نظرًا لأن خصائص الهيدروجين الفيزيائية تختلف عن تلك الخاصة بالغاز الطبيعي. على وجه الخصوص، كونه أصغر جزيء، ويكون الهيدروجين عرضة للتسرب، وشديد التفاعل في المرحلة التفككية، ويتشتت بسهولة في الهواء. والأهم من كل ذلك، وعلى الرغم من امتلاكه كثافة طاقة جاذبية عالية جدًا (120 ميجا جول / كجم) التي هي أعلى بكثير من معظم الوقود التقليدي بما في ذلك الغاز الطبيعي (55 ميجا جول / كجم)، فإنه يمتلك كثافة طاقة حجمية منخفضة جدًا (9 ميجا جول / لتر) مقارنة بجميعها. تجعل هذه الخصائص من الصعب التعامل معه، حيث يجب عادةً ضغطه أو تسييله.

وعلى الرغم من أن الضغط هو الخيار الأكثر شيوعًا بسبب الخسائر الطاقية والتكاليف الأقل من التسييل، إلا أن ضغط الهيدروجين لا يزال أكثر تكلفة وصعوبة من الغاز الطبيعي. وعندما يتعلق الأمر بالتسييل، يتطلب تسييل الهيدروجين درجات حرارة منخفضة تصل إلى -253 درجة مئوية (مقارنة بـ -160 درجة مئوية للغاز الطبيعي المسال) وتستهلك العملية نفسها أكثر من 30 في المائة من محتوى الطاقة للهيدروجين. لذلك يتم ذلك حاليًا بواسطة عدد قليل من المنشآت (مثل مواقع إطلاق ناسا حيث يتم تخزين الهيدروجين عادةً كمكون من مكونات وقود الصواريخ) على نطاق صغير نسبيًا ويتم تخزين الهيدروجين هناك عادةً في كرات هورتون، التي لا يتجاوز حجمها عادةً 3800 متر مكعب.

الشكل 7: احتياجات أوروبا من الطاقة التخزينية للهيدروجين في عام 2050

مقارنة الطاقة الممكنة



وفيما يتعلق بالتخزين على نطاق واسع، على سبيل المثال لأغراض التوازن الموسمي، تمامًا مثل الغاز الطبيعي، من المرجح أن يكون تخزين الهيدروجين تحت الأرض هو الخيار الوحيد القابل للتطبيق للأحجام الكبيرة المتوقعة المطلوبة. ولسوء الحظ، وعلى عكس الغاز الطبيعي، لم يتم بعد اعتماد تخزين الهيدروجين في جميع التكوينات الجيولوجية الأربعة التي تم اختبارها وتستخدم حاليًا للميثان: الأحواض

المائية، خزانات النفط والغاز المستنفدة، الكهوف الملحية والصخرية. في الواقع، حتى الآن، تم العثور على الكهوف الملحية فقط مناسبة تمامًا لتخزين الهيدروجين، على الرغم من أن البحث وإختبار الخيارات الأخرى لا يزال جاريًا. والتحديات ترجع إلى حد كبير إلى خطر تلوث الهيدروجين ببقايا وآثار الغازات والمواد الأخرى الموجودة في التكوينات الجيولوجية وغاز الوسادة، هذا بدوره، يضع قيودًا جغرافية كبيرة على تنظيم تخزين الهيدروجين تحت الأرض، حيث أن الكهوف الملحية ليست موزعة بالتساوي في كل مكان (الشكل 7). لهذا السبب، قد يشكل تنظيم نظام تخزين الهيدروجين على نطاق واسع على مستوى الدولة في الظروف الحالية ومستوى التطور التكنولوجي الحالي تحديًا للعديد من الدول.

وبقدر تعلق الأمر بتسليم الهيدروجين لمسافات طويلة بواسطة البنية التحتية الثابتة، تمامًا مثل حالة الغاز الطبيعي، تعتبر خطوط الأنابيب في معظم الأحيان الخيار الأكثر اقتصادية لأنها يمكن أن تنقل كميات أكبر من الغازات على مسافات طويلة بتكاليف أقل. ومع ذلك، لا يعني ذلك أن نقل الهيدروجين عبر خطوط الأنابيب سيكون سهلاً كما هو الحال مع الغاز الطبيعي. في الواقع، نظرًا لاختلاف الخصائص الفيزيائية للهيدروجين، من المرجح أن يكون نقل الهيدروجين عبر خطوط الأنابيب أكثر تكلفة من نقل الغاز الطبيعي، حيث ستكون هناك حاجة إلى مزيد من الطاقة لضغط الوقود المنقول وكذلك سيتم تركيب أنواع جديدة من الضواغط (الطرد المركزي بدلاً من الترددي) بشكل أكثر تكرارًا (الجدول 4 في الملحق). علاوة على ذلك، ستتطلب خطوط الأنابيب نفسها فولاذًا عالي الجودة (وبالتالي أكثر تكلفة) للتخفيف من تحديات هشاشة الهيدروجين والتسربات، في حين أن استخدام البنية التحتية للغاز الطبيعي سيكون على الأرجح محدودًا بسبب الموقع المحتمل لتجمعات الهيدروجين الأصلية بعيدًا عن المراكز الصناعية وخطوط الأنابيب الحالية. وأخيرًا، من المرجح أن تظل القدرة على توفير كميات كافية من الهيدروجين بتدفق مستقر - بعض الشروط الرئيسية لتشغيل خط الأنابيب بشكل مربح - مشكوك فيها حتى يتم الحصول على مزيد من المعلومات حول خصائص موارد الهيدروجين الأصلية المستقبلية.

ومن المرجح أيضاً، أن يكون تسليم الهيدروجين عبر المحيطات أيضًا تحديًا، حيث سيتعين تحويل الهيدروجين إلى مشتقات تكون أسهل في التعامل معها. بينما لا يزال نقل الهيدروجين في شكل مسال قيد النظر في الوقت الحالي، فإن الخيارات الأخرى مثل ناقلات الهيدروجين العضوية السائلة، الميثانول، والأهم من ذلك الأمونيا تعتبر غالبًا أكثر فائدة من حيث خسائر الغاز والتكاليف الإجمالية الأرخص. بينما

لم يتم اختيار ناقل الهيدروجين "المثالي" بعد، هناك توافق متزايد على أن تسليم الهيدروجين على نطاق واسع عبر مسافات طويلة من المرجح أن يكون مكلفًا وبالتالي يجب أن يكون استخدام الهيدروجين محليًا على الأقل في المراحل الأولى من تطوير الهيدروجين.

3.3 نشاط المصبDownstream

على الرغم من وجود مجموعة واسعة من التطبيقات النهائية المحتملة للهيدروجين، فمن غير المرجح أن يحل الهيدروجين قريبًا محل الوقود الأحفوري في كل صناعة وقطاع حيث يتم استخدامه وحيث كان من المتوقع أن يتم تطبيقه في الأصل. بينما تعتبر التكلفة والحجم الحواجز الرئيسية للتحول من الهيدروكربونات إلى الهيدروجين النظيف على الأقل فيما يسمى بالقطاعات "الصعبة للتخفيف"، من المرجح أن تكون تعديل وانتقال النظام التشغيلي بأكمله ومرافق الإنتاج إلى هذا الوقود الجديد مكلفة للغاية. فعلى سبيل المثال، تشغيل صناعة الصلب باستخدام الهيدروجين النظيف سيؤدي في النهاية إلى التخلص من معظم الأفران التقليدية التي تعمل بالفحم واستبدالها بمصانع الحديد المختزل المباشر (DRI) التي تعمل بالهيدروجين مع أفران القوس الكهربائي. يذكر أن العديد من اللاعبين العالميين في قطاع صناعة الصلب حاليًا يأخذون هذا الأمر في الاعتبار. نظرًا لأن تكلفة جميع خيارات الهيدروجين النظيف المتاحة حاليًا مرتفعة جدًا بحيث لا يمكن لهذه الشركات بدء التحول إلى الهيدروجين، فإن تحقيق أحجام إنتاج الهيدروجين الجيولوجي ومستويات تكلفة الهيدروجين المماثلة أو الأقل من تلك الخاصة بالهيدروجين عالي الكربون التقليدي سيكون مفيدًا لدعم التحول.

النتائج الرئيسية والملاحظات الختامية

تم اكتشاف الهيدروجين الطبيعي في أماكن مختلفة حول العالم لعدة عقود على الرغم من أنه كان يُعتبر تواجده نادرًا على الأرض. فمع اكتشاف أول تراكم لهذا الغاز بالصدفة والذي يتم استغلاله تجاريًا حاليًا في حقل بوراكبوجو في مالي، انضمت عشرات الشركات الناشئة وشركات الطاقة الراسخة إلى السباق لمحاولة العثور على موارد هيدروجين مماثلة حول العالم يمكن استغلالها على نطاق أوسع.

وإذا نجحت هذه المحاولات، **فمن المحتمل أن يوفر هذا النوع من الهيدروجين الطبيعي "الأبيض" أو "الذهبي" فرصًا فريدة للانتقال الطاقي وإزالة الكربون بشكل عام**. ويرجع ذلك إلى انخفاض كثافة الكربون المتوقعة بشكل كبير مقارنة بأشكال أخرى من الهيدروجين النظيف، مثل الغاز الطبيعي والهيدروجين "الأزرق" القائم على احتجاز الكربون وتخزينه أو الهيدروجين "الأخضر" الناتج عن التحليل الكهربائي المدعوم بالطاقة المتجددة، وكذلك تكلفة الإنتاج المقدرة المنخفضة للغاية، والتي من المتوقع أن تنخفض إلى أقل من 1 دولار أمريكي/كجم، وهو ما يعادل مستوى تكلفة تصنيع الهيدروجين التقليدي. نتيجة لذلك، إذا أصبح إنتاج الهيدروجين الطبيعي قابلاً للتسويق، فقد يحصل النظام الطاقي على مصدر طاقة منخفض الكربون وفير سيكون أرخص في الإنتاج من معظم البدائل النظيفة.

وفي هذه الظروف، وفي سياق الاهتمام المتزايد باستكشاف وإنتاج الهيدروجين الطبيعي، المدعوم بنشاط من قبل عدد متزايد من الحكومات، ركزت هذه الورقة على تقييم المعرفة الحالية حول هذا الموضوع بهدف تحديد الدور المحتمل الواقعي الذي من المحتمل أن يلعبه هذا النوع من الهيدروجين في مستقبل خالٍ من الكربون. وتناولت الورقة أصل ومصادر الهيدروجين الطبيعي وتحلل أي أنواع وأشكال من هذه المادة تمثل أكبر اهتمام للاستغلال التجاري. وذلك من خلال التمييز بين موارد واحتياطيات الهيدروجين الطبيعي والبناء على تجربة حالة مالي، كما ركزت الورقة على الشروط المحددة التي يجب تلبيتها لجعل إنتاج الهيدروجين الطبيعي قابلاً للتسويق. وأخيرًا، تناولت الورقة تشبيهات من صناعة الغاز الطبيعي وتفحص إنتاج الهيدروجين الطبيعي من منظور سلسلة القيمة الكاملة.

وعلى الرغم من وجود الكثير من حالات عدم اليقين بشأن جدوى الهيدروجين الطبيعي كحالة تجارية، فإن النتائج الرئيسية لهذا البحث، كانت على النحو التالي:

- **لا تمثل جميع أنواع الهيدروجين الطبيعي موردًا اقتصاديًا**

الجدير بالذكر أن الأنواع الثلاثة الرئيسية للهيدروجين الطبيعي على الأرض هي الهيدروجين كغاز مذاب " a dissolved gas"، وكغاز في الشوائب " a gas in inclusions "، وكغاز حر "as a free gas ’’، و يمكن اعتبار الأخير فقط للإنتاج الاقتصادي.

وذلك لأن الهيدروجين في الشوائب، وكذلك في شكل الغاز الممتص والمذاب، يمثل فقط إما مؤشرات على الهيدروجين المحبوس في وقت تكوين المعادن أو تركيزات منخفضة جدًا من الهيدروجين، مع عدم وجود تقنيات تجارية متاحة تسمح بفصله بكفاءة من حيث التكلفة. لذلك، **فإن الهيدروجين الطبيعي في شكل غاز حر محبوس في التكوينات الجيولوجية هو النوع الوحيد من الهيدروجين الطبيعي الذي يتم النظر فيه حاليًا للاستكشاف التجاري، حيث يمكن، من حيث المبدأ، استخراجه باستخدام التكنولوجيا الحالية والناضجة لإنتاج النفط والغاز.**

- **لا تزال هناك شكوك كبيرة حول آليات نشأة وتراكم الهيدروجين الطبيعي، وكذلك موقع تواجده الأكثر احتمالاً**

ففي حين توجد عدد من النظريات التي تفسر عمليات نشأة وتراكم الهيدروجين الطبيعي، يرتبط أصل الهيدروجين الجيولوجي عادةً بعمليات عميقة مثل التحول الصخري للأفيوليت serpentinisation of ophiolites ، والتحلل الإشعاعيthermal decomposition ، والتحلل الحراري.radiolysis , ، وتكوين الفحمcoalification ، أو الظواهر البركانيةmagmatic phenomena ، وبدون تأمين تدفق ثابت من كميات كبيرة من الغاز الهيدروجيني المحبوس، لن يكون الإنتاج التجاري للهيدروجين الطبيعي ممكنًا في الوقت الحالي. ويثير هذا النقص في الوضوح مخاوف بشأن جدوى الهيدروجين الطبيعي كحل طاقي موثوق وقابل للتوسع. **وفي الواقع يبدو من المحتمل جدًا ، في الوقت الحالي، أن يكون معظم (إن لم يكن كل) الهيدروجين الطبيعي غير قابل للوصول، حيث يقع في أعماق كبيرة، بعيدًا جدًا عن الشاطئ، أو في تراكمات صغيرة جدًا للإنتاج الاقتصادي.**

- **إذا أسفرت أنشطة الاستكشاف عن اكتشافات متعددة لموارد كبيرة من الهيدروجين الطبيعي، فقد يصبح إنتاجه على نطاق واسع قابلاً للتسويق وجذابًا اقتصاديًا**

في الوقت نفسه، إذا تم تكرار حالة مالي على نطاق أوسع في أماكن أخرى وتم اكتشاف المزيد من موارد الهيدروجين الجيولوجي التي تصبح احتياطيات مؤكدة حول العالم، فقد يصبح إنتاج الهيدروجين الطبيعي على نطاق واسع منافسًا من حيث التكلفة.

في الواقع، من المحتمل أن يكون تكلفة إنتاج الهيدروجين لمشروع تطوير مكون من 10 آبار أكثر جاذبية من معظم المبادرات الحالية للهيدروجين الأخضر.

وعندما يكون المورد مشروع تطوير مكون من 60 بئرًا، فمن المرجح أن يكون قادرًا على المنافسة مع الهيدروجين المصنع تقليديًا من الوقود الأحفوري.

- **ومع ذلك، في الوقت الحالي، فإن الاحتياطي الوحيد المؤكد من الهيدروجين الطبيعي هو الموجود في مالي**

في الوقت الحالي، من بين جميع الحالات المبلغ عنها للهيدروجين الطبيعي المكتشف في أماكن مختلفة حول العالم، فإن تراكم الهيدروجين في بوراكبوجو في مالي هو الوحيد الذي تم تحديده بالحفر التقييمي، واختبار الإنتاج، وهو حاليًا على الإنتاج. وعندما يتعلق الأمر بالمبادرات المتبقية، ونظرًا للحالة الناشئة لاستكشاف الهيدروجين الجيولوجي في الطبقات الجوفية، تتوفر فقط بيانات محدودة حول أهم خصائص هذه الحالات لنجاح استغلالها التجاري. ويعتبر أخذ هذه العوامل في الاعتبار، مثل ضغط البئر ومعدل الإنتاج، مساحة الأرض، المسافة إلى الأسواق، أمرًا حيويًا لتقييم جدوى هذه المشاريع.

- **لكي يصبح الهيدروجين الطبيعي قابلاً للتسويق اقتصاديًا، يجب النظر في إنتاجه فقط، ولكن أيضًا في سلسلة القيمة الكاملة للهيدروجين والمكان الذي سيشغله فيها**

على الرغم من أنه من المفيد النظر في تجربة صناعة الغاز الطبيعي لاستكشاف وتطوير وإنتاج وتخزين الهيدروجين الطبيعي، فمن المحتمل أن يكون ذلك قابلاً للتطبيق جزئيًا فقط بسبب الخصائص الفيزيائية المختلفة للهيدروجين.

نظرًا لأنه من المتوقع أن تكون المرحلة الأولية من الهيدروجين الطبيعي الأكثر تشابهًا مع تلك الخاصة بالغاز الطبيعي، يجب *أن يأخذ تطوير المشروع في الاعتبار المعايير الأساسية للطبقات الجوفية مثل نقاء الغاز، سمك الخزان، ارتفاع عمود الغاز، الامتداد السطحي لتراكم الغاز، مسامية الخزان، تشبع الغاز، نفاذية الخزان، والضغط.* بينما سيكون أخذ هذه المؤشرات في الاعتبار أمرًا حاسمًا لجعل إنتاج الهيدروجين الجيولوجي قابلاً للتسويق اقتصاديًا، فإن تحويل هذا النوع من الهيدروجين إلى منتج منافس

سيتطلب أيضًا معالجة قضايا تخزينه ونقله. في هذا السياق، فإن العدد القليل من مرافق تخزين الهيدروجين الكبيرة الناجحة التي تم تطويرها، بالإضافة إلى خيارات نقل الهيدروجين البرية والبحرية، سيعيق بشكل كبير هذه العملية.

- **في الوقت الحالي، بسبب كل هذه الشكوك، فإن الهيدروجين الطبيعي له تأثير محتمل كبير ولكن باحتمالية منخفضة**

بينما يمكن أن يؤدي استغلال الهيدروجين الطبيعي، من حيث المبدأ، إلى ثورة في مشهد الطاقة، لا يمكن التغاضي عن واقع القيود الجيولوجية والحاجة إلى مزيد من البحث. مع استمرار قطاع الطاقة في استكشاف مسارات متنوعة لإزالة الكربون، من الضروري التعامل مع تطوير الهيدروجين الطبيعي بمنظور متوازن، مع الاعتراف بآفاقه الواعدة وعدم تجاهل الشكوك المتأصلة التي تصاحبه.

في هذه الظروف، من المحتمل أن يتميز الدور المحتمل للهيدروجين الطبيعي في تحقيق مستقبل خالٍ من الكربون بكونه سيناريو ذو احتمالية منخفضة وتأثير كبير. ومع ذلك، يجب ملاحظة أن هذا التقييم قد يتغير في المستقبل مع تقدم الاستكشاف والتقييم، وفحص تقنيات الاستخراج بشكل أكبر. من ناحية أخرى، مع تحديد موارد الهيدروجين الطبيعي بشكل أفضل، قد تصبح حدود تأثير الهيدروجين الطبيعي أكثر وضوحًا.

في الختام، يقدم استكشاف الهيدروجين الطبيعي كمصدر طاقة محتمل فرصًا مثيرة وتحديات ملحوظة. بينما يزداد الاهتمام بهذا المورد، الذي يُشار إليه غالبًا باسم "الأبيض" أو "الذهبي"، من الضروري أن نتذكر أنه ليس كل ما يلمع ذهبًا. يجب أن يتم توازن التفاؤل المحيط بإنتاج الهيدروجين الطبيعي بفهم أن الاستخراج الناجح قد لا يكون ممكنًا في جميع السياقات الجيولوجية.

ملحق الجداول الإحصائية باللغة الإنجليزية

Table 1: Key hydrogen generation processes, their estimated carbon intensity and levelised cost of production

Origin	Feedstock/ source	H_2 production technology/ mechanism		CO_2 abatement/ elimination technology	Example of main chemical reaction(s)	Estimated carbon intensity (kg-CO_2e/ kg-H_2)	Estimated levelised cost of production (USD/kg)
Manufactured	Natural gas	Steam methane reforming		n/a	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	10.09-17.21	1.03-2.16
				CCS		2.97-9.16	1.22-2.26
		Methane pyrolysis		CCU	$CH_4 \rightarrow 2H_2 + C$	1.9-9.14	1.36-2.45
	Biomass	Biomass gasification		n/a	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ (steam); $C + CO_2 \rightarrow 2CO$ (carbon)	0.31-8.63	1.48-3.00
				CCS		-11.66-17.55	2.27-3.60
		Biomass pyrolysis		CCU	$C_xH_yO_z \rightarrow xC + y/2\ H_2 + CO + CO_2$	TBD	1.21-2.19
	Coal	Coal gasification		n/a	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ (steam); $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	14.4-30.9	0.96-1.88
				CCS		0.78-10.35	1.40-3.60
	Wind & water	Electrolysis of water		n/a	$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$	0.52-2.2	3.56-10.82
	Solar & water					1.32-7.1	3.34-14.87
	Nuclear & water					0.47-2.13	3.29-8.21
	S-I	Thermochemical cycle		CCS or n/a[5]		0.41-2.2	1.47-2.71
	Cu-Cl					0.7-1.8	1.47-2.70
Naturally occurring	Olivine & water	Serpentinisation		n/a	$6[(Mg_{1.5}Fe_{0.5})SiO_4] + 7H_2O \rightarrow 3[Mg_3Si_2O_5(OH)_4] + Fe_3O_4 + H_2$	~0.4-1.5	Potentially <1
	Hydrocarbons/ biomass/ waste & heat	Deep-seated/ thermal decomposition		n/a or CCS	$CH_4 + 1/2O_2 \rightarrow 2H_2 + CO$		
	Water & ionising radiation	Radiolysis		n/a	$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$		
	Organic compound & anaerobic microorganisms	Fermentation	Microbial/ biological		$C_6H_{12}O_6 + 2H_2O \rightarrow 2CH_3COOH + 2CO_2 + 4H_2$		1.26-10.57
	Photosynthetic bacteria/ cyanobacteria/ algae & light & water	Photosynthesis			$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$		

Source: Adapted from Garber et al (1998), Baykara (2004), Allakhverdiev et al (2010), Bhatia (2014), Guizani et al (2016), Koido and Iwasaki (2017), Parkinson et al (2019), Lepage et al (2021), Zhang (2022), Arcos and Santos (2023), European Biogas Association (2023), Hand (2023), Ozcan, El-Emam, and Harriri (2023), Patlolla et al (2023).

Table 2. Forms, origin, and sources of naturally occurring hydrogen

#	Origin or type of geological formation/ rocks/ matter the H_2 is associated with[1]		Form of naturally occurring hydrogen																
			1. Free gas (reported)				2. Gas in inclusions/ adsorbed hydrogen (in rocks)					3. Dissolved gas (in water)							
			H_2 content (per cent)		Approx. number of main confirmed shows	Proposed origin	H_2 content (per cent)		Average content (cm^3/kg)	Approx. number of main confirmed shows	Proposed origin	H_2 content (per cent)[2]		Average content (cm^3/l)	Depth range (m)	Approx. number of main confirmed shows	Proposed origin	
			Range	Average			Range	Average				Range	Average					
1	Tectonic features	Ophiolites	7.1-99	48.9	16	Serpentinisation			TBD	1	Metamorphic							n/a
2		Rift zones	33.7-96.3	62.8	4	Serpentinisation and mixed	<=21.4				TBD							
3		Fault zones	9.4-70	30.9	3	Serpentinisation												
4	Gaseous/ vents	Volcanic gases	0.002-93	38.5	17	Deep-seated (thermal decomposition)					n/a							n/a
5		Gases of geysers, mud volcanoes, hot springs, etc.	2.4-61.4	24.2	10													
6	Rocks	Igneous/ magmatic (all)	20.6-80.5	53.6	5		0.62-99 (19-90.4 for volcanic)	47.5 (36.07 for volcanic)	6.7 (1.36 for volcanic)	23 (7 volcanic)	Magmatic, endogenic							n/a
7		Sedimentary	4.2-98	48.9	26	Serpentinisation, deep-seated/ biological/ inorganic	5.2-66.1	36.9	317.5	4	Magmatic/ metamorphic / sedimentary							
8		Ultrabasic	TBD				15-41	28.6	4.2	3	Magmatic, endogenic							
9		Precambrian only[3]	12.8-91.8	49.1	10	Serpentinisation and mixed	8-97.8	52.6	18.3	9	Magmatic/ metamorphic / sedimentary							
10	Deposits	Kimberlite pipes	48.8-68.9	52.9	3	Magmatic, deep-seated (thermal decomposition)	19-90.4	52.6	0.5	6	Magmatic, endogenic							n/a
11		Orebodies	1.4-98.5	45.9	27		3-100	55.9	32.4	20	Radiolysis							
12		Salt deposits	8.4-93	33.4	12	Biological/ mixed (mostly inorganic)	6-34.6	19.9	0.4	6	Reaction of elements with water							
13		Coal basins	10-95.4	37.1	8	Igneous or coal/ mixed (mostly inorganic)	11.4-81	29.8	>100	11	Coalification							
14		Oil and gas fields	6-95.2	25.5	16		n/a					5.1-90	26.6	120.8	134-3,500	13	Radiolysis/ Serpentinisation/ Deep-seated	
15		Ground water	n/a									0.05-76	21.87	437.1	407-3,182	60		

Source: Adapted from Rogers (1921), Ward (1933), Bohdanowicz (1934), Woolnough (1934), Anderson and Hinson (1950), Boone (1957), Shevchenko (1958), Nakamura and Meda (1961), Headlee (1962), Thayer (1966), Sigvaldason (1966), Petersilye and Sörensen (1970), Brinkman (1971), Breig et al (1976), Evans, Banks, and White (1981), Kornerup-Madsen and Rose-Hansen (1982), Neal and Stanger (1983), Sugisaki et al (1983), Angino et al (1984), Goebel et al (1984), Sano et al (1985), Ware, Roecken, and Wyss (1985), Shcherbakov and Kozlova (1986), Coveney et al (1987), Moore and Sigler (1987), Dubessy et al (1988), Zorkin (1989), Blavoux and Daty (1990), Iskorsky (1999), Holloway and O'Day (2000), Voitov and Rudakov (2000), Symonds et al (2003), Gilat and Vol (2005), Nivin et al (2005), Smith et al (2005), Adushkin, Kudryavtsev, and Khazins (2006), Rhee, Brenninkmeijer, and Röckmann (2006), Sherwood et al (2006), Sherwood et al (2007), Wiesberg and Erzinger (2008), Enhalt and Rohrer (2009), Etiope, Schoell, and Hosgörmez (2011), Vacquand (2011), Boulart et al (2013), Sherwood et al (2014), Mokhov and Elisеev (2013), Etiope et al (2014), Yuce et al (2014), Deville and Prinzhofer (2016), Nivin et al (2016), Guélard et al (2017), Parnel and Blamey (2018), Vacquand et al (2018), Grozeva et al (2020), Hao et al (2020), Zgonnik (2020).

Table 3. Key currently explored shows and occurrences of natural hydrogen as a free gas, their estimated purity, resource, potential production rate, and approximate distance to the nearest settlements and ports[10]

#	Country	Site/ approximate location/ region		Main exploration company/ institution	Year of H_2 discovery	Year of first appraisal drilling	Type of geological formation/ rocks	Approximate H_2 purity (per cent)	Main other gases	Estimated depth (m)	Estimated potential resource (t)	Estimated well pressure (bar)	Estimated production rate (t/year)	Estimated production costs (USD/kg)	Approximate distance to the nearest big settlement (km)	Approximate distance to the nearest big port (km)
1	Albania	Bulqizë chromite mine (Central)		Empire Mining Corporation	1992/ 2023	TBD	Orebodies	Up to 84	Methane	~2,000	5-55,000	n/a	~13 at the moment, potentially >200	TBD	40 (Tirana, capital)	~88.5 (Durres)
2	Australia	Kangaroo Island	South Australia	Gold Hydrogen Ltd	1921	2023	Orebodies and sedimentary rocks	64.4-80	Nitrogen, methane, oxygen, carbon dioxide	518-1,319	1.3-9 million	TBD		~0.50	~25 (Kingscote)	~40 (Adelaide)
3		Southern Yorke Peninsula	South Australia		1931			51-89		183-558					10 (Minlaton)	~30 (Adelaide)
4		Neoarchean Frog's Leg Gold Camp, Yilgarn Craton	Western Australia	Evolution Mining	1905	2019/ 2020	Orebodies, sedimentary rocks	Up to 69	Methane, nitrogen	145-250	TBD				0.2 (Kalgoorlie)	~390 (Esperance), ~593 (Perth)
5		Moora-Pingarrega area, North Perth Basin	Western Australia	Macallum New Energy	TBD	2023	Sedimentary rocks	TBD	Methane, carbon dioxide, oxygen	<1,000						~150 (Perth)
6		Amadeus Basin	Northern Territory	Central Petroleum & Santos Ltd	1982	2014	Oil & gas fields, and salt deposits	0.03-11.4	Helium, methane	2,650-2,687	2.5-67.25 million	~2.6	TBD	~0.30	300-400 (Alice Springs)	800-1,000 (Darwin)
7	Brazil	São Francisco Basin, Minas Gerais		Engie	Before 2019	2022	Sedimentary rocks	20-80	Nitrogen, methane	400-12,000	TBD	~1	>230,000	TBD	16 (Santa Fé de Minas)	~1,000 (Vitoria)
8	Colombia	Llanos Orientales Basin		Ecopetrol	2022	TBD	Ophiolites and sedimentary rocks	TBD	Oxygen, carbon dioxide	TBD				<1	~150 (Villavicencio)	~1,300 (Bahía de Cartagena)
9		Caguán-Putumayo Basin			2023									TBD	~30-50 (San Vicente del Caguán)	~670 km (Buenaventura)
10	France	Lorraine basin, Grand-Est Region (Northeast)		FDE, University of Lorraine & CNRS	2018	2023	Coal basin	15-98	Methane	1,100-3,000	46-250 million	<=20	TBD	TBD	<1 (Folschviller town)	~358 (Antwerp, Belgium)
11	Mali	Bourakébougou, Koulikoro Region (Southwest)		Petroma/ Hydroma Inc.	1987	2011	Sedimentary rocks	15-98	Methane, nitrogen, helium	100-2,400	TBD	3-5	5-50 (average 48)	~0.50	50-60 (Bamako, capital)	~1,000 (Konakry, Guinea)
12	Oman	Semail nappe		Eden GeoPower	1983	2023	Ophiolites	22-99	Methane	~600	TBD		~5	<1	<1 (Nizwa)	~155 (Muscat)
13	Spain	Monzón Field, Huesca Province, Aragón Region (Northeast)		Helios Aragón	1963	2022/ 2024	Sedimentary rocks and salt deposits	Up to 99	Helium	3,600-3,850	5-10 million (potentially over100 million)	TBD	55,000-70,000	0.65-0.81	<1 (Barbastro and Monzón)	~250 (Barcelona, Spain)
14	USA	Geneva, Nebraska		Hyterra and Natural Hydrogen Energy LLC	2018/ 2019	2023	Sedimentary rocks	TBD	Nitrogen, helium, methane	TBD					<1 (Geneva)	~1,380 (Galveston, Texas)
15		Nemaha Ridge, Kansas			1982	2023		Up to 80		317-3,343	TBD	<0.55	TBD		<1 (Junction City)	~1,300 (Galveston, Texas)

Source: Adapted from Neal and Stager (1983), Goebel et al (1984), Stanger (1985), Wakelin-King (1994), Guélard et al (2017), Prinzhofer, Cissé, and Diallo (2018), Donzé et al (2020), Frery et al (2021), Lefeuvre et al (2021), Financial Times (2022), Leila, Loiseau, and Moretti (2022), Mosman Oil and Gas (2022), Vidavsky and Rezaee (2022), Arabian Gulf Business Insight (2023), Boschee (2023), CSIRO (2023), Eden GeoPower (2023), FDE (2023), Financial Review (2023), GEO ExPro (2023), Government of South Australia (2023), Government of Western Australia (2023), Hand (2023), Hydrogen Central (2023), Institute of Materials, Minerals, and Mining (2023), Invest in Spain (2023), Maiga et al (2023), Mining (2023), Ramirez et al (2023), Resourcing the Territory (2023), Blay-Roger et al (2024), Clean Energy Wire (2024), FuelCellWorks (2024), Gold Hydrogen (2024), Hand (2024), Helios Aragón (2024), Hydroma (2024), Hyterra (2024), KNOC (2024), Natural Hydrogen Energy LLC (2024), Physics Today (2024), and Truche et al (2024), World Economic Forum (2024).

Key assumptions for Figure 6		
Technical assumptions	**10 vertical wells**	**Note**
Production rate (kg/hr)	56	56 kg/hr = 15,000 m^3/day = 480 t/yr
Reservoir pressure (bar)	5	
Compression suction pressure (bar)	1	
Compression outlet pressure (bar)	90	
Acreage (km2)	9885	
Capital cost (USD)		
Field Construction	$ 1 000 000	Assume to include necessary piping for H_2, water, and CH_4.
Gas Handling and Compression	$ 3 805 000	"O&G material" – cement, steel and other materials for oil and gas drilling
Drill and Complete wells	$ 8 000 000	Discount for incremental wells.
Site preparation	$ 1 000 000	electricity and utility connections, road preparations, general piping and monitoring, etc.
Land	$ 4 900 000	
Permitting	$ 500 000	Discounts applied for additional wells.
Total	$ 19 205 000	

Table 4: Some key characteristics of hydrogen vs. natural gas pipelines

Indicators		Hydrogen pipelines	Natural gas pipelines
Volumetric energy density of transported fuel under ambient conditions (MJ/m^3)		12.7	40.0
Current total length in the world (km)		>5,209	>3,200,000
Common diameter of pipes used (cm)		20-66	30-122
Typical pressure currently used (psi)		1,000-5,000	200-1,000
Typical thickness of pipes (mm)	*High-pressure pipelines*	10-30	8-20
	Low-pressure pipelines	5-15	3-8
Average energy used for compression from ambient pressure to 500 bad (kWh/kg)		3-10	0.3-0.8
Average spacing between compressor stations (km)		10-100	65-200

Source: Adapted from Patonia et al (2023).