

Pfaffinger gründet zur weiteren Spezialisierung die Anlagenbau & Energietechnik GmbH

Im Jahre 2014 wurde in der Pfaffinger Unternehmensgruppe zu den bereits traditionsreichen Geschäftsbereichen im Bau- und Industriesektor mit dem Bereich Anlagenbau ein weiterer neuer Geschäftsbereich erschlossen.

Der Anlagenbau konnte sich mit einem breitgefächerten Leistungsspektrum von der Planung, Fertigung bis zur Ausführung von komplexen Rohrleitungssystemen und schlüsselfertigen Anlagen für die traditionellen Energieträger Gas, Öl, Dampf, Wärme und Kälte innerhalb kurzer Zeit auf dem Energiegewinnungs- und -versorgungsmarkt etablieren.

Auch in den zukünftigen Schlüsseltechnologien wie z. B. Wasserstoff, LNG und Power-to-Gas-Anlagen kann das Unternehmen von der Beratung, Planung bis zur Realisierung zwischenzeitlich eine Vielzahl von innovativen Referenzen vorweisen.

Um diese Präsenz auf dem Energiemarkt weiter nachhaltig auszubauen und anlässlich der Energiewende mit langjährigen und zukünftigen Geschäftspartnern gemeinsam neue Wege zu gehen, wurde im August 2022 für den Geschäftsbereich Anlagenbau die eigene Gesellschaft Pfaffinger Anlagenbau & Energietechnik GmbH gegründet.

Leistungsportfolio:

- Planung / Projektierung von Energieanlagen
- Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen) (Bild 1)
- Wasserstoffanlagen (H₂) / Power-to-Gas-Anlagen (Bild 2)



Bild 2: Wasserstoffherzeugungsanlage H2Future Linz

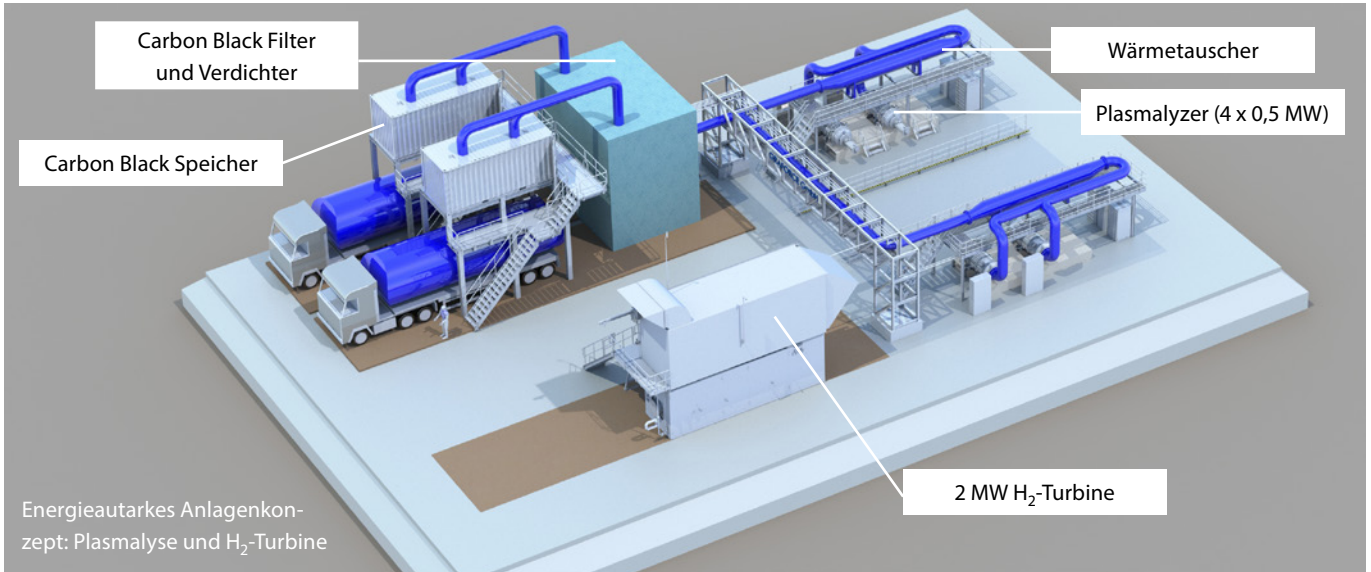
- Überprüfung der Wasserstoffverträglichkeit von bestehenden GDRM-Anlagen
- Fernkälte-/ Fernwärmanlagen
- Industrierohrleitungsbau
- Behälterbau
- Wartung / Instandhaltung von Energieanlagen

Pfaffinger Anlagenbau & Energietechnik GmbH

www.pfaffinger.com



Bild 1: GDRM-Anlage Netzknotten Stuttgart



Dekarbonisierung: Mit Methan-Elektrolyse und H₂-Turbine zur Wärmewende

Die Welt sucht intensiv nach nachhaltigen Lösungen, um den wachsenden Energiebedarf zu decken und gleichzeitig die Umweltauswirkungen zu minimieren. Zwei innovative Technologien können den Weg für eine grünere Energiezukunft ebnen: Die Methan-Elektrolyse und die H₂-Turbine.

Die plasmabasierte Methan-Elektrolyse (Plasmalyse) stellt einen Durchbruch in der Energietechnologie dar. Hierbei wird Methan in einem Plasmaprozess gespalten, um Wasserstoff und festen Kohlenstoff zu erzeugen. Ein zentrales Merkmal dieses Prozesses ist seine CO₂-Neutralität. Anders als herkömmliche Dampfreformierung, die CO₂-Emissionen verursacht, erzeugt die Methan-Plasmalyse festen, hochreinen Kohlenstoff. Dieser wird nicht in die Atmosphäre abgegeben, sondern lässt sich als synthetischer Rohstoff für die industrielle Produktion nutzen und damit in Stahl, Zement oder im Boden langfristig binden. Darüber hinaus ist die Methan-Plasmalyse energetisch effizienter als die Elektrolyse, da sie pro Kilogramm Wasserstoff nur 10 statt 50-60 kWh Strom verbraucht.

Der erzeugte Wasserstoff kann dann direkt in einer H₂-Turbine verbrannt werden. Diese Turbinen haben den Vorteil, dass sie als Emission ausschließlich Wasser und keine schädlichen Treibhausgase erzeugen. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht außerdem Hochtemperaturabwärme, die in städtischen Fernwärmenetzen oder industriellen Prozessen genutzt werden kann. Energieversorger können so den Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen nachkommen und zugleich Kosten sparen. Denn bestehende Energiequellen und -infrastrukturen können weitergenutzt werden.

Wenn man diese Technologien kombiniert, entsteht eine autarke Energieversorgungseinheit. Die Energie aus der

H₂-Turbine kann verwendet werden, um die Methan-Plasmalyse zu betreiben. Dies schafft eine kreisförmige, netzunabhängige Energieerzeugung, die den Energieverbrauch optimiert und den Energieausstoß maximiert. Da beide Systeme flexibel und skalierbar sind, eignen sie sich für eine Vielzahl von Anwendungen.

Die Integration von Methan-Plasmalyse und H₂-Turbine in das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bietet ökonomische und ökologische Vorteile. Während erneuerbare Energien wie Wind und Sonne volatil sind, bietet diese Technologiekombination die Flexibilität, um diese Schwankungen auszugleichen. Sie kann auch dabei unterstützen, die Anfangsinvestitionen in erneuerbare Energieinfrastrukturen zu reduzieren, insbesondere in Gebieten, in denen der Platz begrenzt ist.

Das bedeutet: Energieversorger, Stadtwerke oder die Industrie nutzen wie bisher ihr Gas, aber sie erzeugen daraus Wasserstoff und dann per CO₂-neutraler Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme. Wird diese Technologie in größerem Maßstab eingesetzt, kann sie einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele in Deutschland leisten.

Autor:

Dr. Jens Hanke
Gründer und CTO von Graforce
www.graforce.de

Kombinierte Erneuerbare-Energien-Technologien für eine erfolgreiche Sektorenkopplung

Wasserstoff gilt als ein Eckpfeiler der Dekarbonisierung. Denn er lässt sich auf unterschiedliche Weise einsetzen, um Energie aus fossilen Quellen zu ersetzen – und weitere Energieträger zu erzeugen. Ein Projekt im österreichischen Gabersdorf zeigt eine wegweisende Technologie-Kombination.

Unter Federführung des Energiedienstleisters Energie Steiermark entstand ca. 40 km südlich von Graz das Forschungsprojekt Renewable Gasfield. Es demonstriert Möglichkeiten zur CO₂-neutralen Umgestaltung des österreichischen Energiesystems. Hierfür werden bewährte Erneuerbare-Energien-Technologien unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten effizient miteinander kombiniert: Mittels Solarstrom wird grüner Wasserstoff erzeugt und dieser mit Rohbiogas in einer katalytischen Methanisierung von Hitachi Zosen Inova AG (HZI) für die Produktion von synthetischem Methan bzw. Bioerdgas verwendet. Durch den Einsatz von Wasserstoff lässt sich der Methangehalt des Biogases maximieren.

Lastflexible Energieumwandlung

Ausgangsbasis war eine Nassvergärungsanlage, die biogene Reststoffe zu Rohgas verwertet. Die Bestandsbiogasanlage wurde in das Projekt eingebunden und das Gelände erweitert: um eine Photovoltaikanlage für die Erzeugung von grünem Strom sowie eine Elektrolyse, welche mit dem Solarstrom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff spaltet. Während der Sauerstoff an die Umwelt abgegeben wird, kommt der grüne Wasserstoff zusammen mit dem Rohgas aus der Biogasanlage in der katalytischen Methanisierung zum Einsatz, die ebenfalls neu errichtet wurde.

Darin reagiert das im Rohgas enthaltene Kohlendioxid (CO₂) mit dem grünen Wasserstoff zu weiterem Methan: synthetischem Methan (SNG). Dieses Biomethan-SNG-Gemisch kann Regelwerk-konform ins Gasnetz eingespeist werden und fossiles Erdgas ersetzen. Das bedeutet Strom-, Wärme- und Kraftstoffherzeugung aus heimischer Produktion statt Erdgas- oder LNG-Importen.

Katalytische Methanisierung von Rohbiogas

Die Anlage des Forschungsprojekts erzeugt bis zu 21 Nm³/h einspeisefähiges Methan, was dem durchschnittlichen Jahres-



Foto: Energie Steiermark

Die Anlage des Forschungsprojekts

wärmebedarf von etwa 60 Vier-Personen-Haushalten entspricht. Die katalytische Methanisierung von Rohbiogas durch Wasserstoffzugabe ist in dieser Größenordnung eine Weltneuheit. Sie kann flexibel sowie kontinuierlich betrieben werden und ist gut skalierbar; das bietet Potenzial für die Erzeugung größerer Methanmengen. Die Reaktoreinheit zeichnet sich durch ein einfaches Design aus, mit dem hohe Konversionsraten erzielt werden können. Die spezielle Reaktorkonstruktion erlaubt eine gute Temperaturkontrolle, was einen langlebigen Betrieb des Katalysators ermöglicht. Durch die Auskopplung von etwa 19 kW Hochdruckdampf kann ein Gesamtwirkungsgrad von 76 % erzielt werden.

Autor:

Robert Böhm

Product & Marketing Manager PtG bei Hitachi Zosen Inova

Hitachi Zosen Inova AG

www.hz-inova.com

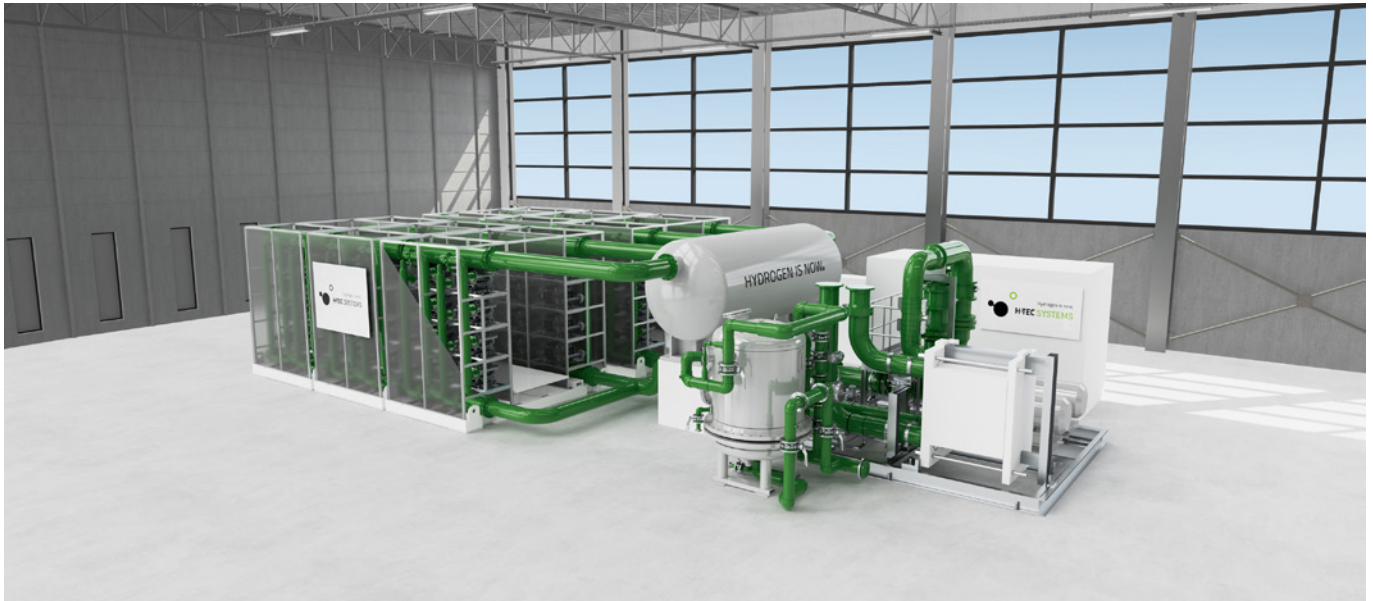
Planung, Simulation & Optimierung

Transformationsplan Gas, H₂-Transport, CO₂-Transport

www.3sconsult.de — Kompetente Beratung und exzellente Software seit 1986

3S Consult

Großanlagen für industrielle Wasserstoffprojekte



Modular Hydrogen Platform (MHP) der H-TEC SYSTEMS

Die Nachfrage nach großangelegten Wasserstoffprojekten aus der Industrie nimmt rasant zu. Mit der Modular Hydrogen Platform (MHP) stellt H-TEC SYSTEMS, Spezialist für PEM-Elektrolyseanlagen, ein skalierbares System vor, das speziell für Wasserstoffgroßprojekte ab 10 MW und die industrielle Produktion von grünem Wasserstoff entwickelt wurde. Die MHP besteht aus standardisierten PEM-Elektrolyse-Blöcken, die jeweils eine Elektrolyseleistung von 10 MW besitzen und nach Bedarf zu Multi-Megawatt-Systemen mit einer Elektrolyseleistung von 100 MW und mehr kombiniert werden können.

Modulares Konzept vereinfacht Skalierung

Die hochstandardisierten 10-MW-Blöcke der MHP bauen auf der bewährten S450-Stack-Technologie auf. Die MHP-Elektrolyseure sind für eine besonders einfache Installation im Innenbereich auf vormontierten Skids ausgelegt. Jeder 10-MW-Block ist mit integrierter Prozesswasseraufbereitung und elektrischer Leistungsversorgung ausgestattet. Zusätzlich kann das System nach Bedarf um eine Frischwasser- und Wasserstoffaufbereitung sowie eine Prozesswärmerückgewinnung oder Sauerstoffnutzung ergänzt werden.

Eines der wichtigsten Merkmale der modularen Plattform ist der hohe Systemwirkungsgrad der MHP-Elektrolyseure von 77 % bei 30 bar Druck, der weit über den gängigen Werten liegt. Der modulare Aufbau sorgt zusätzlich für eine hohe Zuverlässigkeit der Elektrolyse-Anlagen. Unabhängige Steuerungen auf der Stack-Kaskade-Ebene ermöglichen den schnellen und einfachen Austausch einzelner Stacks.

Redundanzkonzept garantiert Ausfallsicherheit

Neben der Effizienz spielt für den industriellen Einsatz die Systemverfügbarkeit eines Elektrolyseurs eine zentrale Rolle. Hierfür sorgt ein spezielles Redundanzkonzept. Bei Wartungen oder Überprüfungen innerhalb eines 10-MW-Blocks, kann ein definierter Teil der Anlage heruntergefahren werden, während der Rest des Elektrolyseurs weiterläuft. Mit diesem Konzept können die Anlagen auch im Fehlerfall nahezu die volle Leistung erreichen. Das Zusammenspiel von hohem Systemwirkungsgrad, hoher Verfügbarkeit und dem erprobten Wartungskonzept sichert einen stabilen Betrieb und besonders geringe Wasserstoffgestehungskosten.

Treibstoff für die Energiewende

Ein MHP-Block mit einer elektrischen Leistung von 10 MW produziert pro Tag ca. 4.600 kg hochreinen Wasserstoff. Bei der strategischen Konzeptionierung der Modular Hydrogen Platform wurde der Fokus speziell auf die Bereiche Effizienz und Verfügbarkeit gelegt. H-TEC SYSTEMS ist seit Jahren ein führender Hersteller von PEM-Elektrolyseuren und bringt als MAN-Tochterunternehmen zusätzlich Erfahrung und Expertise im Großanlagenmarkt ein. Zusätzlich sichert der Hersteller durch ein umfangreiches Serviceangebot Kunden eine hohe Verfügbarkeit der Anlage über den gesamten Lebenszyklus zu.

H-TEC SYSTEMS GmbH

www.h-tec.com



GEBOREN,
WO MAN WERT AUF WERTE LEGT.
THE 6X®

Technik ist immer so gut, wie die Menschen, die sie machen. Daher ist der neue Radar-Füllstandsensoren VEGAPULS 6X das Ergebnis von rund 2.000 wertvollen Mitarbeitern, über 60 Jahren Messtechnik-Erfahrung und jedem Wert, der in VEGA steckt.

VEGA. HOME OF VALUES.

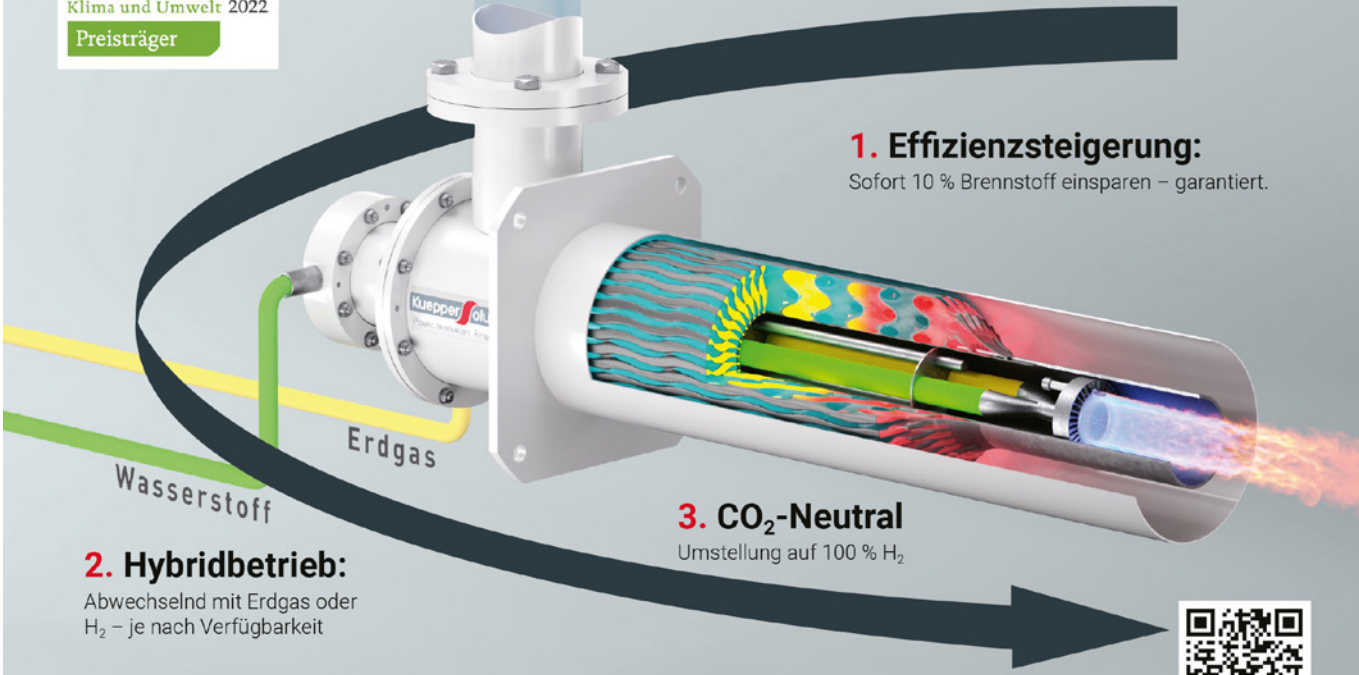
www.vega.com/radar

VEGA

Ausgezeichnete Technologie




In 3 Schritten zur CO₂-Neutralität



1. Effizienzsteigerung:
Sofort 10 % Brennstoff einsparen – garantiert.

2. Hybridbetrieb:
Abwechselnd mit Erdgas oder H₂ – je nach Verfügbarkeit

3. CO₂-Neutral
Umstellung auf 100 % H₂



Film

iRecu © – Dual-Fuel-Rekuperatorbrenner

3D-Druck für digitalisierte Wertschöpfungskette und Dekarbonisierung der Industrie

Die Kueppers Solutions GmbH ist ein Maschinenbauunternehmen in der Thermoprozessindustrie, welches sich auf die Herstellung von Brennern zur Bereitstellung von Prozesswärme spezialisiert hat. Seit 2017 liegt der Fokus des Unternehmens, neben dem Kerngeschäft, auf der Entwicklung innovativer Konzepte zur effizienten und emissionsreduzierten Prozessoptimierung. Die Themenschwerpunkte von Kueppers Solutions sind die Reduzierung von Stickoxiden und CO₂, die schadstoffarme und gesicherte Verbrennung von Wasserstoff, die effiziente Wärmerückgewinnung und die CFD-orientierte Prozessanalyse und -weiterentwicklung. In Kombination mit der additiven Fertigung metallischer und keramischer Hochtemperaturbauteile verfügt das Unternehmen über eine größtenteils digitalisierte Wertschöpfungskette, welche es ermöglicht, Brennersysteme zu entwickeln, die individuell auf die Prozessgegebenheiten eines Kunden abgestimmt sind.

Mit dem von Kueppers Solutions neuentwickelten Rekuperatorbrenner - iRecu© ist es gelungen, die Themenschwerpunkte in einem Produkt serienreif zu vereinen.

Durch innovative Wärmetauscher-Strukturen konnte der Wirkungsgrad eines solchen Brenners, gemessen an der relativen Luftvorwärmung, von den marktüblichen 60 % auf bis zu 90 % erhöht werden. Dazu hat sich das Unternehmen die Geometrie der sogenannten TPMS-Struktur (triplly periodic minimal surfaces) zu Nutze gemacht, welche sich aufgrund ihrer Komplexität nur mit Hilfe des 3D-Drucks fertigen lässt. Die additive Fertigung mit all ihren Freiheitsgraden ermöglicht es innerhalb der Struktur die Strömungsführung zu optimieren, was zu geringen Druckverlusten und einer deutlich verbesserten Wärmeübertragung innerhalb des Rekuperators führt.

Mit den Freiheitsgraden, welche der 3D-Druck bietet, geht die Notwendigkeit einer nahezu vollständig digitalisierten

Wertschöpfungskette einher, da allein die Komplexität der gewählten Geometrie einen hohen Konstruktions- und Simulationsaufwand mit sich bringt.

Der Weg bis zum fertigen Produkt lässt sich demnach wie folgt beschreiben:

- Auslegung und Konstruktion des Rekuperators samt der dazugehörigen Mischeinheit mit Hilfe von unterschiedlichen CAD-Tools
- Analyse und Optimierung der Komponenten unter Einsatz von Strömungssimulationssoftware
- Fertigungstechnische Optimierung und Vorbereitung der additiven Fertigung mit CAD- und Slicer-Software
- Implementierung des CAD-Modells und additive Fertigung der Komponenten Rekuperator und Mischeinheit
- Montage des Rekuperatorbrenners - iRecu®

Da nur noch der Zusammenbau des Brenners auf konventionellem Wege erfolgt, bietet die vollständig digitalisierte Wertschöpfungskette maximale Flexibilität, wodurch Kosten- und Zeitaufwand reduziert werden. Zusammen mit den Freiheitsgraden des Herstellungsverfahrens ist es somit möglich, individuell auf die Prozessgegebenheiten des Kunden einzugehen und „Custom-Made-Produkte“ in Serie anzubieten.

Um die Effizienz des iRecu's in Zahlen auszudrücken, wird beispielsweise ein Prozess mit einer Temperatur von 1.000 °C betrachtet: Herkömmliche Rekuperatoren erreichen heute relative Luftvorwärmungen von 60 %, was einer Verbrennungslufttemperatur von 600 °C entspricht. Bezogen auf den gleichen Prozess kann mit Hilfe des iRecu's eine Verbrennungslufttemperatur von 900 °C erreicht werden. Dies führt (bei diesem Beispiel) zu einer zusätzlichen Energieeinsparung von 10 %.

Durch eine speziell entwickelte Dual-Fuel-Mischeinheit ist der iRecu's in der Lage, im Hybridbetrieb mit 100 % Wasserstoff oder 100 % Erdgas betrieben zu werden, ohne eine aufwendige und kostenintensive Umrüstung der Anlage vornehmen zu müssen.

Im Bereich der Wasserstoffverbrennung und der Rekuperatorbrenner sind neben der Effizienz vor allem auch die Stickoxidemissionen eine kritische Größe. Durch die Vorwärmung der Verbrennungsluft und der höheren Reaktivität von Wasserstoff, läuft die Verbrennungsreaktion insgesamt auf einem deutlich höheren Temperaturniveau ab, sodass die thermische Stickoxidbildung begünstigt wird.

Dieser Problematik wird mit Hilfe der mehrkanaligen Mischeinheit und der damit einhergehenden optimierten Verbrennung entgegengewirkt, indem die optimale Auslegung der Verbrennungsbereiche innerhalb der Mischeinheit für das jeweilige Brenngas eingestellt wird. Dies ist notwendig, um den sehr unterschiedlichen Brenngaseigenschaften von Erdgas und Wasserstoff gerecht zu werden.

Bei der Vergabe des Deutschen Innovationspreises für Klima und Umwelt 2022 hat das Unternehmen unter 150 Bewerbern in der Kategorie „Produkt- und Dienstleistungsinnovation für den Klimaschutz“ den 1. Preis gewonnen und somit einen weiteren Meilenstein in Richtung Energiewende gesetzt.

Kontakt:

Kueppers Solutions GmbH
 domenik.pruessmann@kueppers-solutions.de
 www.kueppers-solutions.de



Wasserstoff jetzt!

Warten lohnt sich nicht: Investieren Sie schon heute in eine zukunftssichere H₂-KWK-Anlage vom Technologieführer – ganz ohne Risiko, denn der Betrieb mit konventionellen Gasen bleibt weiter möglich.

Sprechen Sie uns an: 2G Energy AG | T 02568 9347-0 | 2-g.com



Wasserstoff im Untergrund: Die Zukunft der erneuerbaren Energiespeicherung



Bohrlochkopf einer der ersten Testkavernen für Wasserstoff

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wächst auch der Bedarf an Speichermöglichkeiten. Um das Maximum aus den erneuerbaren Energien herauszuholen, ist es notwendig, das Potential voll zu nutzen und überschüssige Energie zu speichern. Künftig wird daher Wasserstoff in großem Umfang als chemischer Energieträger benötigt, um erneuerbare Energien grundlastfähig zu machen.

Aus erneuerbaren Energien wird Wasserstoff

Verwendet man die Energie der Erneuerbaren zur Herstellung von Wasserstoff, muss dieser anschließend weiter genutzt oder gespeichert werden. Eine platzsparende und schnell verfügbare Speichermöglichkeit stellen Kavernen dar. Diese unterirdische Speichermöglichkeit wird bereits seit der Nachkriegszeit für die Speicherung der nationalen Ölreserve und Erdgas genutzt.

Inwieweit bestehende Kavernen auch für Wasserstoff umgerüstet werden können, testen aktuell mehrere Kavernenbetreiber in Pilotprojekten. Darunter fallen beispielsweise die Projekte H2CAST Etzel, HyStock – Power to Hydrogen in den Niederlanden, Uniper Krummhörn und RWE Epe-H₂. Zusätzlich entstehen neue Testkavernen für Wasserstoff, wie beispielsweise bei der EWE in Rüdersdorf. Dies ist notwendig, da der erwartete Energiespeicherbedarf in Zukunft

voraussichtlich das Zweifache an Kavernenvolumen benötigen wird.

Eine direkte Speicherung der Energie in beispielsweise Mega-Batterien bringt Nachteile mit sich, da diese neben einem hohen Bedarf an Lithium auch vergleichsweise viel Platz benötigen. Während die aktuell größte Lithium-Batterie eine Speicherkapazität von 1.500 MWh hat, bieten bereits bestehende Kavernen das 150-fache Speichervolumen.

Speicherung von Wasserstoff in Kavernen

Um bei der großvolumigen Speicherung in Kavernen Wasserstoff sicher zwischen dem Untergrund und der obertägigen Anlage abzusperren, müssen sogenannte Bohrlochköpfe zum Einsatz kommen. Während die Konstruktionen für die Bohrlochköpfe von Erdöl- und Erdgas lange erprobt sind, bringt die unterirdische Speicherung von Wasserstoff aufgrund von dessen Stoffeigenschaften neue Herausforderungen für die Kavernenausrüster mit sich. Hartmann Valves, Hersteller von Bohrlochköpfen, nutzt sein Wissen und seine Erfahrungen im Umgang mit dem Medium Wasserstoff aus der petrochemischen Industrie und ist an den ersten Pilotprojekten beteiligt. Neben der Bereitstellung von Ausrüstung für die Umrüstung bestehender Kavernen führt das Unternehmen auch Wasserstoff- und Materialeignungsprüfungen durch. Für alle metallischen Komponenten, die mit Wasserstoff in Berührung kommen, wird daher eine standardisierte Materialeignungsprüfung durchgeführt. Hierbei werden die metallischen Werkstoffe auf ihre Resistenz gegenüber Wasserstoffversprödung und damit auf ihre Einsatzfähigkeit für Wasserstoff beurteilt.

Weiterhin kann Wasserstoff aufgrund der geringen Molekülgröße durch kleinste Öffnungen diffundieren und so beispielsweise Dichtelemente der Armaturen undicht werden lassen. Um dies zu überprüfen, gibt es umfassende H₂-Dichtheitstests, die Auskunft darüber geben, ob Grenzwerte eingehalten und flüchtige Emissionen minimiert werden. Dank der Wasserstoff- und Materialeignungsprüfungen können bestehende Speicheranlagen mit geringem Aufwand komponentenseitig umgerüstet werden und sind somit „H₂-ready“.

Derzeit befinden sich die Pilotprojekte im bzw. kurz vor dem Testbetrieb zur Einspeicherung von Wasserstoff. Eine kommerzielle Nutzung wird voraussichtlich ab 2027 möglich sein.

Hartmann Valves GmbH
www.hartmann-valves.com

Pay-per-Use-Geschäftsmodell für Wasserstoff-Brennstoffzellen-LKW

Mit einem Pay-per-Use-Geschäftsmodell hat H2 Energy nun 48 Wasserstoff-Brennstoffzellen-LKW auf Schweizer Straßen. Seit 2022 werden mit dem Joint-Venture-Partner Hyundai Motors auch Nutzfahrzeuge in Deutschland und anderen europäischen Ländern ausgerollt.

H₂ Energy engagiert sich in der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette mit Fokus auf die Realisierung von Wasserstoff-Produktionsanlagen, Wasserstofftankstellen und das Engineering von Wasserstoff-Anwendungen. Vor kurzem wurde unter dem Namen Kvyreen eine neuartige Produktfamilie lanciert. Diese Brennstoffzellen-betriebenen Schnelllader ermöglichen es, batterieelektrische Fahrzeuge und Maschinen CO₂-neutral und netzunabhängig zu laden. Mit ihrem Joint-Venture-Partner Trafigura arbeitet H₂ Energy daran, weitere Wasserstoffökosysteme in Europa aufzubauen. Eine zentrale Rolle nimmt dabei eine 1-GW-Wasserstoff-Produktionsanlage in Esbjerg (Dänemark) ein, welche bereits ab 2027 grünen Wasserstoff für die industrielle Nutzung und für die Mobilität auf Land und Wasser produzieren soll. Der in

Dänemark produzierte Wasserstoff soll außerdem, kostengünstig über Pipelines, die Wasserstoffversorgung in Deutschland unterstützen und den Aufbau von weiteren Wasserstoffökosystemen vor Ort ermöglichen.“

H2 Energy ist ein Pionier bei der kommerziellen Realisierung von Wasserstoff-betriebenen LKWs. Das 2014 gegründete Unternehmen mit Sitz in Zürich hat in Zusammenarbeit mit einer Reihe von Partnern das erste funktionierende Ökosystem für grünen Wasserstoff für schwere Nutzfahrzeuge in Europa aufgebaut. Das Ökosystem wird auf privatwirtschaftlicher Basis betrieben.

H2 Energy AG
www.h2energy.ch



Foto: Kvyreen AG

Brennstoffzellen-betriebener Schnelllader



Scaling up green hydrogen

With MHP – the most efficient PEM electrolyzer solution for 10 to 100 MW+

Get in touch with us h-tec.com



Messsysteme für die Gasqualitätsbestimmung zur Gewährleistung der Prozesssicherheit

War 2021 noch die Dekarbonisierung des Erdgasnetzes die treibende Kraft, so hat sich aufgrund der aktuellen realpolitischen Entwicklung die Versorgungssicherheit zur Priorität Nummer eins entwickelt. Eine große Zahl industrieller Verbraucher hat vor allem aus Gründen der Versorgungssicherheit in LPG-Luft-Mischanlagen investiert. Alle erdenklichen Erdgasquellen werden aktiviert und Regionen, die bisher ausschließlich mit Erdgas mit gleichbleibenden Brennwert versorgt wurden, sind plötzlich mit sehr starken Schwankungen konfrontiert. Dies ist eine direkte Folge der unmittelbar veränderten Gasflüsse, bei denen historische russische Gasflüsse nach Westeuropa hauptsächlich durch LNG-Flüsse aus Westeuropa nach Osteuropa ersetzt werden. In Deutschland informierten Fernleitungsnetzbetreiber ihre Kunden über die durch die geänderten Gasflüsse sich ändernde Gasqualität. Sowohl im L-Gas- als auch im H-Gas-Netz sind die Änderungen recht gravierend.

Mit dem zuerst implementierten LNG-FSRU-Terminal wurde bereits begonnen, größere Gasmengen in den Niederlanden und Deutschland einzuspeisen. Weitere Terminals werden in den nächsten zwei Jahren starten – nicht nur in Deutschland, sondern auch in Polen, Frankreich, Finnland, Estland, Italien und Griechenland. Fast jedes EU-Land hat eine Wasserstoffstrategie definiert oder zumindest angekündigt. Enorme Subventionen werden bereitgestellt, um diese Industrie an den Start zu bringen. Derzeit ist jedoch nur eine Handvoll kleiner Projekte in Betrieb, aber die Geschwindigkeit und das Volumen der zu realisierenden Projekte hat dramatisch zugenommen. Die kombinierte Biogas- und Biomethanproduktion in Europa erreichte nach vorläufigen Schätzungen der European Biogas Association (EBA) im Jahr 2021 etwas mehr als 200 TWh, gegenüber 191 TWh im Jahr 2020. In den

letzten 18 Monaten seien 300 neue Biomethananlagen in Betrieb genommen worden, was die Gesamtzahl auf 1.023 erhöht. Davon sind 87 % an das Gasnetz angeschlossen. Der Trend der Einspeisung setzt sich immer weiter fort, sodass immer mehr schnelle Messverfahren zu Regelungszwecken benötigt werden.

Klar ist, dass Erdgas bei der Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle spielt. Es ist einfach unmöglich, alles über Nacht auf andere Energieträger umzustellen. Der reine Erdgasverbrauch muss mehr und mehr durch Biomethan, grünen Wasserstoff und synthetische Gase ersetzt werden. Das bedeutet auch, dass die Gasproduktion dezentraler wird, was beim fossilen Erdgas nicht der Fall ist. Um die Nutzung erneuerbarer Gase zu steigern, ist es entscheidend, die Prozesssicherheit in der Industrie zu wahren. Sehr große Schwankungen im Brennwert in immer kürzerer Zeit erfordern schnelle Brennwertmessgeräte, nicht nur an jedem Netzanschluss, sondern an jeder Stelle, die zur Wahrung der Güte des Prozesses erforderlich ist. Die Kosten für eine solche Messstelle sind für eine grenzüberschreitende Station, an der Hunderttausende m³/h vorbeiströmen, erheblich anders als für einen Industrieprozess, der beispielsweise 400 m³/h verbraucht. Dennoch sind die Messanforderungen in vielen EU-Ländern gleich.

Hier bieten korrelative Messsysteme einen erheblichen wirtschaftlichen und technischen Vorteil. Die neuesten technologischen Entwicklungen ermöglichen es, dass korrelative Geräte ausreichend genau und viel schneller und nur einen Bruchteil einer Prozess-Gaschromatographie kosten. Der explosionsichere Gasqualitätsanalysator RGQ 5 von RMG setzt die korrelativen Messprinzipien ein. Durch die Kombination des patentierten dynamischen Viskositätssensor und einem Wärmeleitfähigkeitssensor korreliert der stationäre Multiparameter-Gasanalysator RGQ 5 auf MEMS-Basis diese Eigenschaften mit den Parametern Brennwert HS, Heizwert HI, Wobbe Index (WS & WI), Dichte ρ , Kompressibilität, Luft-/Kraftstoffverhältnis λ und Methanzahl MN. Varianten, die darüber hinaus auch die Wasserstoff- und CO₂-Konzentration Mol-% angeben, sind ebenso verfügbar.

Der RGQ 5 kann die Verbrennungseigenschaften Brennwert, relative Dichte und Wobbe-Index mit einer Genauigkeit von ± 1 % ausgeben kann und dies bei Gasen mit oder ohne H₂ Anteil bis zu 30 Mol %.

Speziell für den Plug-and-Play-Betrieb entwickelt, sind für den Betrieb des Analysators weder spezielles Know-how noch Erfahrung erforderlich.

Das Gerät stellt jede Sekunde die Werte via Modbus RTU (RS485) oder einen der Werte am analogen Aus-



**Gas, Wasser,
Fernwärme, Abwasser,
Dampf, Strom**

Stationäre und dynamische Simulation, Topologieprüfung (Teilnetze), Abnahmeverteilung aus der Jahresverbrauchsabrechnung, Mischung von Inhaltsstoffen, Verbrauchsprognose, Feuerlöschmengen, Fernwärme mit Schwachlast und Kondensation, Durchmesseroptimierung, Höheninterpolation, Speicherung von Rechenfällen

Vollständige Funktionalität unter WINDOWS, Projektverwaltung, Hintergrundbilder (DXF, BMP, TIF, etc.), Datenübernahme (ODBC, SQL), Online-Hilfe, umfangreiche GIS-/CAD-Schnittstellen, Online-Karten aus Internet.

INGENIEURBÜRO FISCHER—UHRIG

WÜRTTEMBERGALLEE 27 14052 BERLIN
TELEFON: 030 — 300 993 90 FAX: 030 — 30 82 42 12
INTERNET: WWW.STAFU.DE

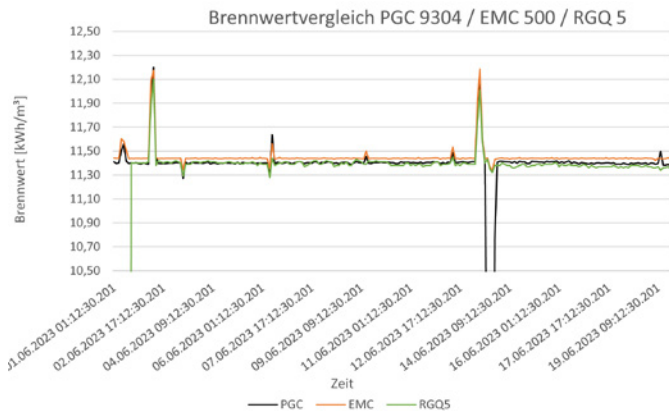


Bild 1: Stundenmittelwerte des Brennwertes vom PGC 9304/EMC 500/RGQ 5

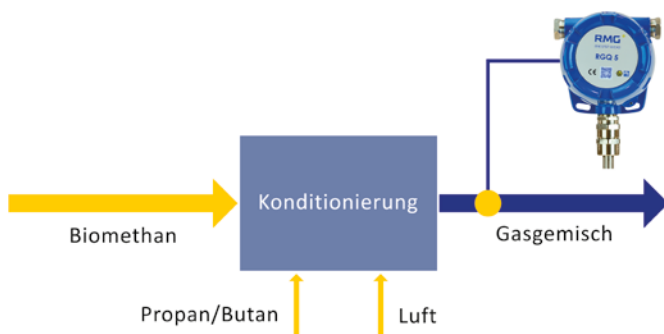


Bild 2: Schema der Konditionierung

gang (4-20 mA Stromschleife) zur Verfügung. Es ist somit leicht in die Anlagensteuerung einzubinden. Aufgrund der kurzen Messzykluszeit ist der RGQ 5 für Regelungsaufgaben, auch in Ex-Umgebung, geeignet. Der RGQ 5 wird bereits heute zur kontinuierlichen Überwachung der Gasqualität an (Bio-)Gasmotoren, Wasserstoffmischanlagen, kombinierten Erdgas-/Biogasmotoren, Wasserstoffmischanlagen, kombinierten Erdgas-/Biogasmotoren, LPG-Luft-Mischanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen und verschiedenen synthetischen Gasanwendungen eingesetzt.

Bild 1 zeigt den RGQ 5, der parallel zu einem EMC 500 (abgekündigtes korrelatives Messsystem der RMG Messtechnik) und einem Prozessgaschromatographen (PGC 9304 von RMG) in einer Biogasaufbereitungsanlage (**Bild 2**) eines Kunden seit drei Monaten misst und aktiv zur Regelung des Brennwertes eingesetzt wird. Um einen möglichst guten Vergleich zu bekommen, wurden hier alle drei Geräte parallel aufgebaut. Der bewährte EMC 500 (orange Kurve) hat standardmäßig die Regelung der Konditionierung geführt. Durch die Parallelmessung wurde sich am Anfang ein Bild darüber gemacht, wie der RGQ 5 (grüne Kurve) sich gegenüber dem PGC 9304 (schwarze Kurve) und dem EMC 500 verhält. Durch das in der Grafik bestätigte Verhalten, was durchweg den Anforderungen entspricht, wurde nach 1,5 Monaten der EMC 500 vom RGQ 5 als führendes Regelinstrument abgelöst.

RMG Messtechnik
www.rmg.com

www.gwf-gas.de



AGRULINE PE 100-RC Rohrsystem für höchste Betriebssicherheit

- Höhere Rissbeständigkeit im Vergleich zu PE 100
- Sandbettfreie, wirtschaftliche Verlegung
- Sichere Schweißverbindungen
- Einsetzbar für Versorgung, Entsorgung und Industrie



FRANK

Wir beraten Sie gerne
info@frank-gmbh.de
T. +49 6105 4085-0
www.frank-gmbh.de

agru

www.agru.at
@agruworld



Kompakte Stromspeicherung mit wasserstoffbasierten Systemen

Die effiziente Speicherung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen ist eine Kernbedingung für das Gelingen der Energiewende. Batterieelektrische Systeme bieten für die Speicherung für einige wenige Stunden eine akzeptable Lösung. Allerdings sind Platzbedarf und Kosten sehr hoch, so dass für größere Energiemengen gasförmige Speicherlösungen diskutiert werden. Wasserstoff (H₂) ist hierbei der Schlüssel. Allerdings sind bei den heute bekannten Technologien die Umwandlungsverluste Strom zu Wasserstoff zu Strom so groß, dass letztendlich lediglich ein Drittel der ursprünglichen Elektroenergie für die Nutzung zur Verfügung steht. Das ist sowohl in Hinblick auf die Umweltbilanz als auch die Kosteneffizienz ein signifikanter Nachteil. Die HyCS-Technologie zur H₂-Speicherung in Eisenmassen ist dafür eine vielversprechende und kostengünstige Alternative, die eine Verdopplung des Strom-zu-Strom-Wirkungsgrades gegenüber dem Stand der Technik ermöglicht.

Die HyCS-Technologie wurde in den letzten Monaten im Praxistest validiert. Eine erste um den Faktor 10 vergrößerte Anlage wird derzeit in Betrieb genommen.

Wasserstoffspeicher versus elektrische Batterie

Im Vergleich zu batterieelektrischen Systemen bieten wasserstoffbasierte Energiespeicher deutliche Platz- und Kostenvorteile. Bild 1 zeigt, dass mit einem Li-Ionen-Batteriespeicher zirka 0,1 bis 0,2 kWh/l gespeichert werden können. Sämtliche H₂-Systeme weisen eine 10 bis 30 mal höhere Energiedichte auf.

Bild 2 zeigt die Kosten verschiedener Speichersysteme über der Anzahl der jährlichen Ladezyklen. Wegen der hohen Anschaffungskosten batterieelektrischer Systeme sind sie nur dann wirtschaftlich, wenn sie sehr oft für sehr viele Ladezyklen genutzt werden. Für die Speicherung größerer Energiemengen zur Überbrückung mehrerer Tage, was eine geringere Anzahl von Ladezyklen pro Jahr zur Folge hat, müssen kostengünstigere Systeme, beispielsweise auf Basis von H₂, zum Einsatz kommen.

Eine große Herausforderung bei der Nutzung von H₂ als Energiespeicher sind die thermodynamisch bedingten Umwandlungsverluste. Bei der Nutzung von alkalischen oder PEM-Elektrolyseuren mit einem Strombedarf von 57 kWh/kg H₂ mit

- -einem Wirkungsgrad von 60 % bezogen auf den unteren Heizwert,
 - -einem je nach Speichertyp variierenden Speicherverlust von 5 bis 30 % sowie
 - -einem Rückverstromungswirkungsgrad in einer PEM-Brennstoffzelle von 60 %
- ergibt sich ein Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von bestenfalls 30 bis 35 % (siehe Bild 3).

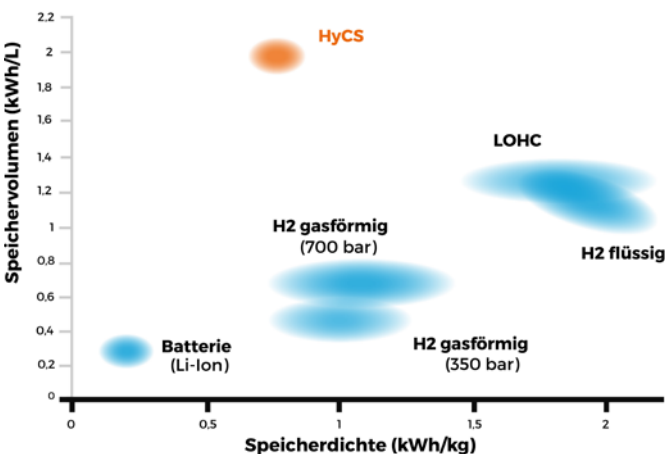


Bild 1: Energiedichte von Energiespeichern

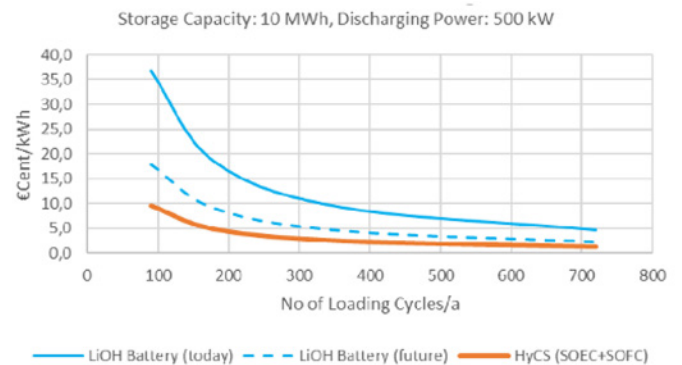


Bild 2: Kosten in Abhängigkeit der Ladezyklenanzahl

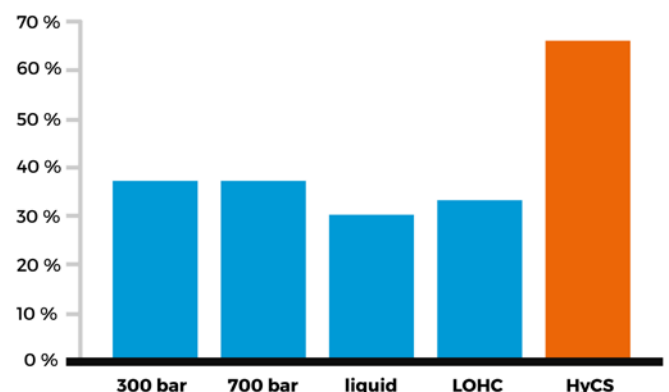


Bild 3: Strom-zu-Strom-Wirkungsgrade von H₂-Speichersystemen

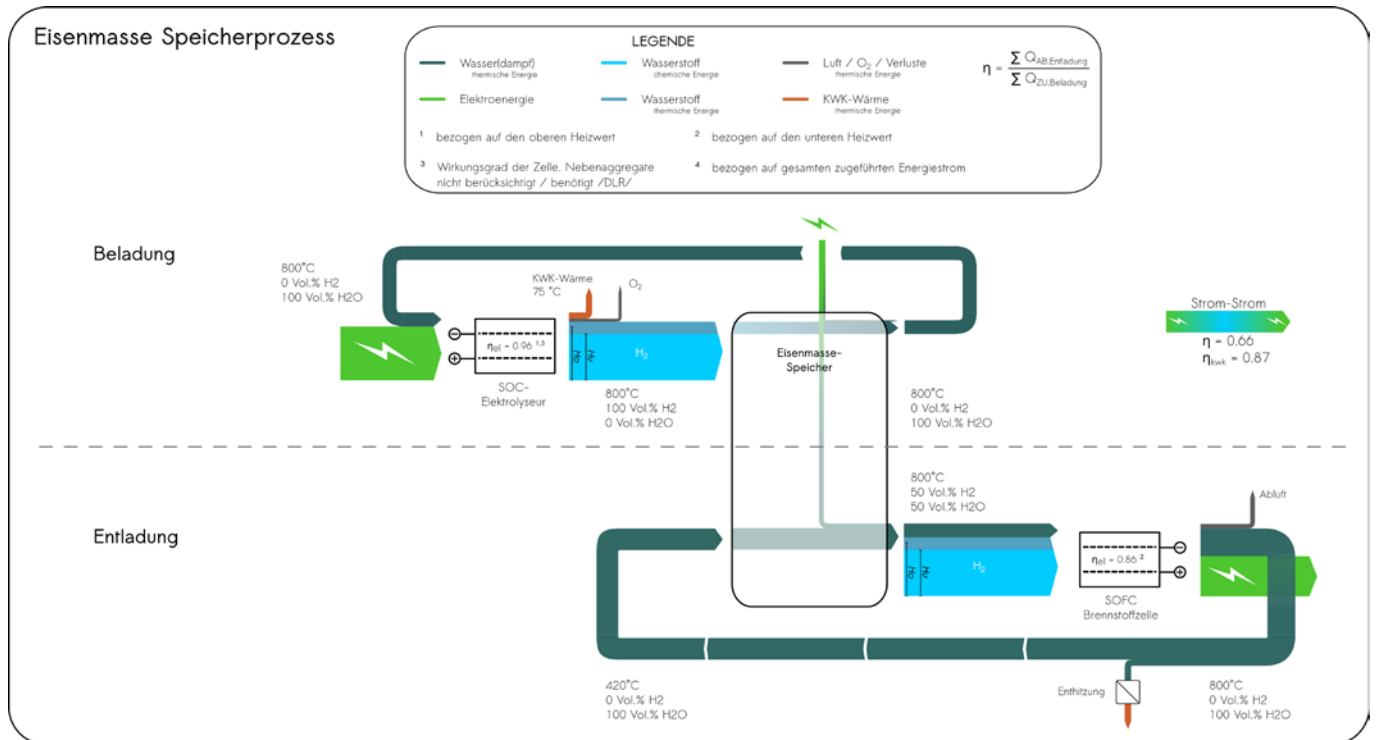


Bild 4: Sankey-Diagramm: Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad mit HyCS-Speicher

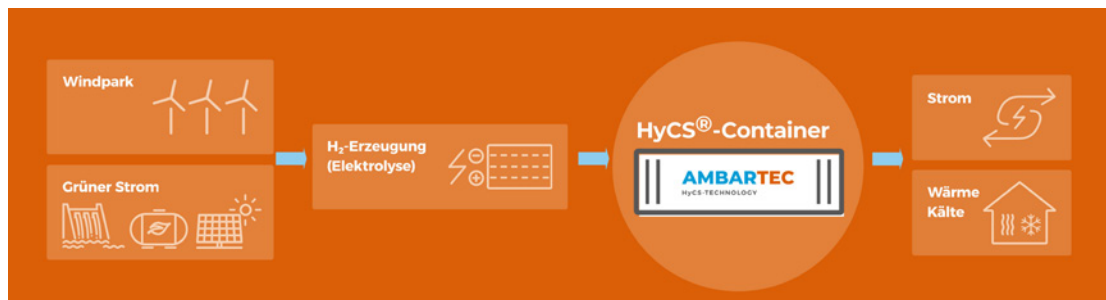


Bild 5: HyCS-Systeme als effiziente Strom-Zwischenspeicher

Dezentrale Energiespeicher für Energieerzeuger und Gewerbebetriebe

Durch die optimale Integration des Speichers mit einer Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolyzer Cell – SOEC) sowie mit einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) kann die HyCS-Technologie der AMBARtec AG deutlich höhere Wirkungsgrade erreichen (siehe Bild 4). Möglich wird dies einerseits durch die Rückführung von Wärme aus dem Speicherbeladevorgang in die Elektrolyse und damit faktisch einer Erhöhung des Wirkungsgrads der Elektrolyse auf rund 90 % und andererseits durch die Nutzung des heißen Abgases der Brennstoffzelle für die Entladung des HyCS-Speichers..

Damit eignen sich die HyCS-Systeme besonders gut als dezentrale Energiespeicher, um in Zeiten, in denen eine hohe Stromproduktion aus Wind- und Solaranlagen nicht unmittelbar genutzt werden kann, zwischenspeichern und dann bedarfsgerecht rückzuverstromen (Bild 5). Neben SOFC können auch PEM-Brennstoffzellen sowie Gasturbinen zum Einsatz kommen. Auch die Kombination mit alkalischen oder

PEM-Elektrolyseuren ist möglich, allerdings werden dann nicht so hohe Wirkungsgrade erreicht. Dafür steht in diesen Fällen Abwärme für die Wärmeversorgung zur Verfügung.

Die HyCS-Technologie

Das HyCS-Speicherverfahren der AMBARtec AG basiert auf der zyklischen Reduktion mittels H₂ (H₂-Einspeicherung) und Oxidation durch H₂O (H₂-Auspeicherung) des entwickelten Eisenmassespeichers. Der gefüllte Speicher enthält somit keinen potentiell brennbaren bzw. explosiven Wasserstoff, sondern ausschließlich das Potential zur Bereitstellung von H₂. Die Technologie wurde inzwischen umfassend in einer Pilotanlage in Freiberg/Sachsen erprobt. Dabei haben sich einerseits theoretische Berechnungen bestätigt. Andererseits ließen sich Vereinfachungen in der Gestaltung des Gesamtkonzepts ableiten.

Auf Basis der Pilotanlage haben unabhängige Experten der LRQA Deutschland der Technologie ein „Approval in Principle“ bescheinigt – eine wichtige Voraussetzung auf dem

Weg zur Typenprüfung. Inzwischen hat AMBARtec eine um den Faktor 10 größere Anlage mit einem Speichervolumen von 100 l errichtet, in die sich rund 7,5 kg H₂ (250 kWh) einspeichern lassen. Speicher mit einer Kapazität von 600 kg H₂/20.000 kWh stehen ab 2024 zur Verfügung, die Planung einzelner Projekte hat bereits begonnen.

Autor:innen

Matthias Rudloff und Ines Bilas
 AMBARtec AG
www.ambartec.de

Wasserstofftankstelle und Wasserstoffinfrastruktur im Industriepark Höchst

Deutschland will klimaneutral werden. Dazu soll auch der Schienenverkehr beitragen – beispielsweise mit Wasserstoffzügen als CO₂-freies Mobilitätsangebot. Damit der Wasserstoff zum Zug kommt, braucht es aber spezielle Wasserstofftankstellen, wie sie Infraserv Höchst betreibt.



Wasserstofftankstelle für Schienenfahrzeuge

Auf etwa einem Drittel des deutschen Schienennetzes sind noch Diesel-Loks unterwegs, weil viele Nebenstrecken nicht mit Oberleitungen ausgestattet sind. Doch die Elektrifizierung wäre kompliziert, teuer und würde sehr lange dauern. Als Alternative eignen sich Brennstoffzellenzüge, die mit Wasserstoff betrieben werden. Die Herausforderung: Um eine entsprechende Flotte betreiben zu können, bedarf es einer soliden Infrastruktur mit Wasserstofftankstellen.

Infraserv Höchst, Betreiber des Industrieparks Höchst, hat bereits 2006 eine öffentlich zugängliche H₂-Tankstelle in Frankfurt am Main aufgebaut. Dort tanken unter anderem die wasserstoffbetriebenen Werksbusse des 460 Hektar großen Industrieparks. Private Pkw und Lkw können dort ebenfalls tanken. Seit Ende 2022 stellt das Unternehmen durch die eigens dafür errichtete Wasserstofftankstelle für Züge im Industriepark Höchst auch die Versorgung der Brennstoffzellenzüge des Rhein-Main-Verkehrsverbundes (RMV) sicher. Der Bau wurde mit Mitteln des Bundes und des Landes Hessen gefördert.

Wie funktioniert der Antrieb?

Die vom RMV eingesetzten Personenzüge des französischen Herstellers Alstom haben auf dem Dach einen Wasserstoff-

tank und eine Brennstoffzelle. Hier entsteht durch die Umwandlung von Wasserstoff und Sauerstoff elektrischer Strom, der in Akkus gespeichert wird und dann den Fahrmotor antreibt. Die Züge sind außerdem mit einer Traktionsbatterie ausgestattet, die den vorübergehend überschüssig erzeugten Strom und die beim Bremsen zurückgewonnene Energie zwischenspeichert.

Wie funktioniert die Betankung?

Im Industriepark Höchst steht der Wasserstoff als Koppelprodukt der Chemie-Produktion in großen Mengen zur Verfügung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, hat Infraserv Höchst zusätzlich eigens eine 5 MW-PEM-Elektrolyse errichtet. Die Verdichtung des Wasserstoffs erfolgt mit redundant ausgeführten Membranverdichtern von etwa 6 auf 550 bar. Die Hochdruckspeichermodule für die Gasspeicherung arbeiten mit einem Druck von ca. 500 bar und haben eine Speicherkapazität von mehr als 4.000 kg. Für die Betankung stehen drei Gleise mit entsprechenden Zapfsäulen zur Verfügung.

Wasserstoff als Nebenprodukt

„Innovation hat bei uns Tradition. Wir engagieren uns seit knapp 20 Jahren für die Nutzung von Wasserstoff als emissionsarme Mobilitäts- und Energieversorgungslösung“, erklärt Dr. Joachim Kreysing, Geschäftsführer von Infraserv Höchst. Das Unternehmen betreibt am Forschungs- und Produktionsstandort des Industrieparks, an dem mehr als 90 Unternehmen ansässig sind und rund 22.000 Beschäftigte arbeiten, auch Wasserstoffnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 20 km und Druckstufen von 70 mbar bis 1.000 bar.

Infraserv Höchst:

www.infraserv.com ++ www.industriepark-hoechst.com