

# HOHER H<sub>2</sub>-ANTEIL IM UMGEBAUTEN ERDGASNETZ

## MODELLIERUNG UND TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE

Will man eine klimaneutrale Gasversorgung in Europa erreichen, ist eine Substitution mit grünem Wasserstoff unumgänglich. Die OST – Ostschweizer Fachhochschule hat im Rahmen eines europäischen Projektes die Wirtschaftlichkeit von hohen Wasserstoffanteilen im Erdgas mit Blick auf den Transport im Hochdrucknetz untersucht. Dazu hat die OST ein numerisches Modell erstellt, mit dem sich das Gastransportnetz auf z. B. Betriebsverhalten und Transportkosten analysieren lässt.

*Salvatore Oricchio; Christoph Steiner; Markus Friedl, IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule  
Robin Leonhard, IWB Industrielle Werke Basel*

### RÉSUMÉ

#### PART ÉLEVÉE DE H<sub>2</sub> DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL TRANSFORMÉ

L'hydrogène (H<sub>2</sub>) présent en grandes proportions dans le mélange de gaz naturel a une grande influence sur le fonctionnement d'un réseau de transport de gaz. À partir d'env. 40% vol., il faut même passer du préchauffage au pré-refroidissement au niveau des stations de régulation de pression et de mesure des points de livraison. Les coûts de transport de l'hydrogène calculés avec le modèle sont du même ordre de grandeur que ceux suggérés dans d'autres études:

- à env. 3–5 €/MWh/1000 km sans prendre en compte la séparation. Le transport d'hydrogène dans des pipelines est de loin l'option la plus rentable lorsqu'il n'est pas nécessaire d'envisager une séparation.
- env. 11–47 €/MWh/1000 km en tenant compte de la séparation au niveau de tous les points de livraison (*city gates*). Le choix du moyen de transport le plus rentable n'est pas si évident. Dans ce cas, le transport d'hydrogène liquide est jugé peu judicieux dans le contexte européen. Le transport par camion sous forme de gaz comprimé ou par liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC) reste ainsi l'alternative privilégiée.

Il a finalement été montré que le transport de H<sub>2</sub> dans un réseau de transport de gaz transformé peut, dans des conditions favorables, être compétitif du point de vue économique.

### DAS PROJEKT

Das Europäische Forschungsprojekt «Hydrogen in Gas Grids» (HIGGS, <https://higgsproject.eu>, 1.2020–12.2023) hatte zum Ziel, den Einfluss von Wasserstoff (H<sub>2</sub>)-Konzentrationen zwischen 10 und 100% im Gastransportnetz theoretisch und experimentell zu untersuchen und das dafür erforderliche Wissen zu erarbeiten. Aus der Schweiz war das IET Institut für Energietechnik an der OST am Projekt beteiligt mit der Aufgabe, eine techno-ökonomische Analyse vom Gastransportnetz durchzuführen. Dieser Artikel fasst diese Arbeiten zusammen.

### MODELLIERUNG EINES GASTRANSPORTNETZES

Das Ziel der Modellierung ist es, den Einfluss höherer H<sub>2</sub>-Anteile auf die Wirtschaftlichkeit des Gastransports zu bewerten. Zu diesem Zweck wird ein numerisches Modell erstellt, um den technischen Betrieb und die wirtschaftlichen Auswirkungen zu beschreiben. Das Modell ermöglicht es, die verschiedenen technologischen Anpassungen des Netzes (abhängig vom Vol.-% H<sub>2</sub>) sowie die Betriebsstrategien für ein Netz mit H<sub>2</sub>-Einspeisung zu analysieren.

Das Modell wird mit einer kommerziell erhältlichen Netzsimulationssoftware (*Synergi Gas*) berechnet. Die Software wird

*Kontakt: S. Oricchio, [salvatore.oricchio@ost.ch](mailto:salvatore.oricchio@ost.ch)*

*(© AdobeStock)*

<p><b>Rohrleitungen</b></p> <p>(1) <math>p_1^2 - p_2^2 = \lambda_m \frac{16 \rho_n p_n T_m}{\pi^2 T_n} \frac{L}{d^5} K_m \cdot \dot{V}_n^2</math></p> <p>(2) <math>K_m = \frac{Z_m(p_m, T_m)}{Z_n(p_n, T_n)}</math></p>	<p>Index 1: Eintritt, Index 2: Austritt                  Index n: Normalbedingung bei <math>p_n = 101'325 \text{ Pa}</math> und <math>T_n = 273.15 \text{ K}</math>.                  Index m: Ermittelt bei Druck und Temperatur, die über die Länge der Leitung gemittelt sind.  <math>c_p</math>: Wärmekapazität bei konstantem Druck, [J/(kg · K)]  <math>d</math>: Durchmesser der Pipeline, [m]  <math>K_m</math>: Kompressibilität, dimensionslos  <math>k</math>: Isentropenexponent  <math>L</math>: Länge der Pipeline, [m]  <math>p</math>: Absolutdruck, [Pa]  <math>R_s</math>: spezifische Gaskonstante  <math>T</math>: Temperatur  <math>\dot{V}</math>: Volumenstrom, [m<sup>3</sup>/s]  <math>Z</math>: Realgasfaktor, dimensionslos  <math>\Delta h_s</math>: spezifische Kompressionsarbeit, [J/kg]  <math>\lambda_m</math>: Rohrreibungszahl, dimensionslos  <math>\rho</math>: Dichte, [kg/m<sup>3</sup>]</p>
<p><b>Kompressoren</b></p> <p>(3) <math>\Delta h_s = \frac{k}{k-1} \cdot Z_1 \cdot R_s \cdot T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1</math></p>	
<p><b>DRM</b></p> <p>(4) <math>\dot{Q} = \dot{V}_n \rho_n c_{pm} \left[ \int_{p_1}^{p_2} \left[ \frac{\partial T}{\partial p} \right]_h dp + (T_2 - T_1) \right]</math></p> <p>(5) <math>\left[ \frac{\partial T}{\partial p} \right]_h = \frac{1}{c_p} \cdot \left[ T \cdot \left[ \frac{\partial V}{\partial T} \right]_p - V \right]</math></p>	

Tab. 1 Analytische Gleichungen und Variablen [1].

um eigene Modelle und Auswertungs-algorithmen ergänzt, die Temperaturveränderungen an den Druckreduzier- und Messstationen sowie die Separation von H<sub>2</sub> aus Methan (CH<sub>4</sub>) modellieren, lösen und auswerten. Zur Vereinfachung wird Erdgas als reines CH<sub>4</sub> modelliert. Erdgastransportleitungen werden als Kombination aus den drei Komponenten Rohrleitungen, Kompressoren und Druckreduzier- und Messstationen (DRM-Stationen) modelliert und betrachtet. Die Gleichungen für diese drei Komponenten sind in *Tabelle 1* aufgeführt und stellen gegenüber der Realität plausible Vereinfachungen dar. Zum Beispiel werden Höhenunterschiede und Kurven vernachlässigt. Die Gleichungen erlauben die Berechnungen mit Gemischen aus CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> auch bei hohem Druck, wie er in Transportleitungen vorkommt. Gase verhalten sich dabei nicht mehr wie ideale Gase.

**EINFLUSS DES H<sub>2</sub>-GEHALTS AUF DAS BETRIEBSVERHALTEN.**

**Konstanter Energiefluss**

Als erstes wird der Fall untersucht, bei dem ein konstanter Energiefluss (Brennwert, HHV) transportiert werden muss. Die Auswirkungen des H<sub>2</sub>-Anteils auf verschiedene Betriebsgrößen sind in *Figur 1* gezeigt. Die Kompressionsarbeit und die Gasgeschwindigkeit nehmen stetig zu. Der Druckabfall nimmt auch zu, hat bei 85 Vol.-% ein Maximum, um bei höheren H<sub>2</sub>-Anteilen wieder abzunehmen. Die notwendige Vorwärmleistung in einer DRM-Station nimmt mit zunehmendem H<sub>2</sub>-Anteil ab wegen des umgekehrten *Joule-Thomson*-Effekts von H<sub>2</sub>. Bei Volumenanteilen von 45% H<sub>2</sub> muss nicht

mehr vorgewärmt werden (-100%) und bei höheren Volumenanteilen muss gekühlt anstatt vorgewärmt werden.

**Konstanter Druckabfall**

Im Gegensatz zum bisherigen Fall wird nun der Druckabfall entlang der Leitung festgelegt, so dass die Bedingungen für die Verbraucher am Ende der Pipeline denen entsprechen, die in ihren Lieferverträgen festgelegt sind. Dazu muss der Massenstrom entsprechend der Veränderung der Gaseigenschaften angepasst werden und der chemische Energiestrom (Brennwert, HHV) nimmt in Abhängigkeit vom H<sub>2</sub>-Anteil im CH<sub>4</sub> ab. Die Änderungen aller Parameter sind in *Figur 2*

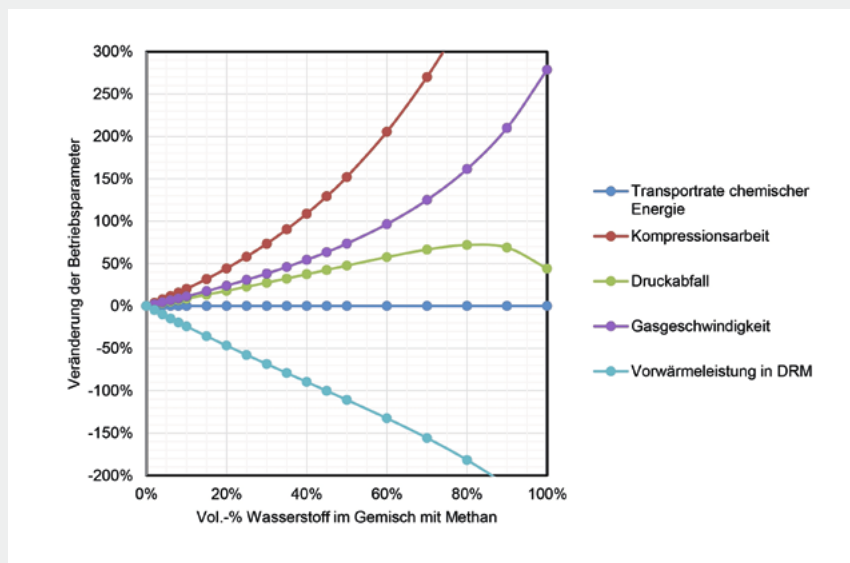


Fig. 1 Änderungen verschiedener Betriebsparameter in Abhängigkeit vom H<sub>2</sub>-Anteil (konstanter Energiefluss, Brennwert).

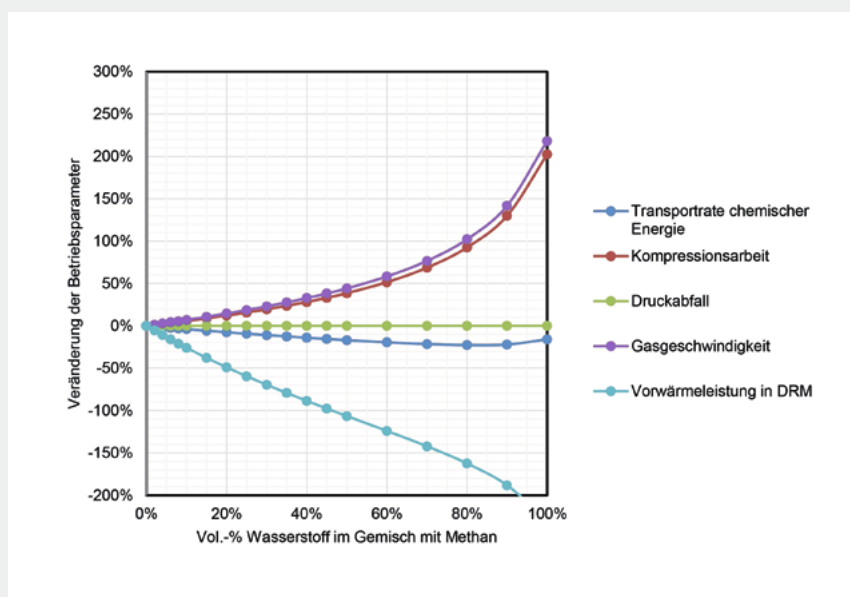


Fig. 2 Änderungen verschiedener Betriebsparameter in Abhängigkeit vom H<sub>2</sub>-Anteil (konstanter Druckabfall).

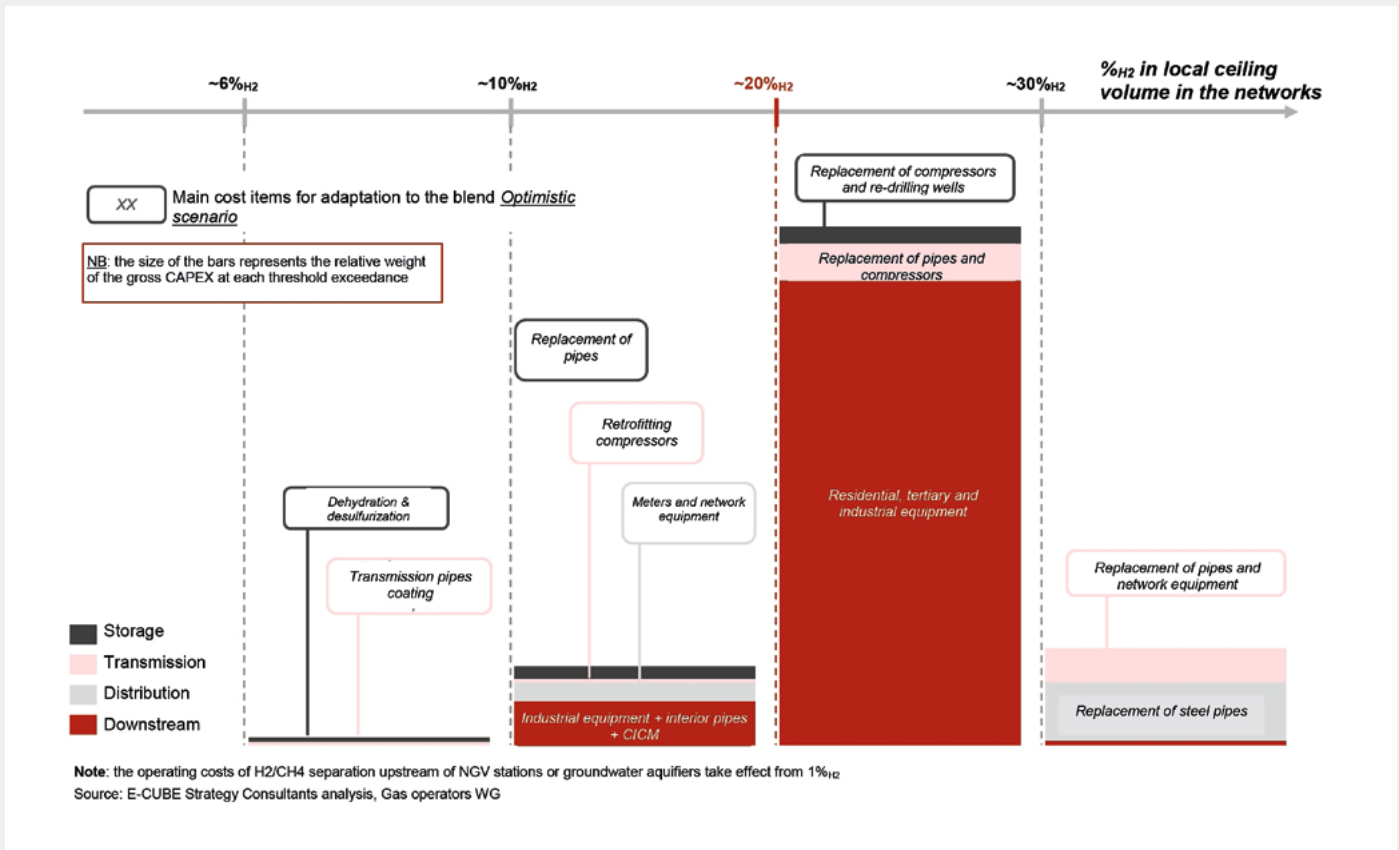


Fig. 3 Anpassungskosten der Gasinfrastruktur bei verschiedenen H<sub>2</sub>-Anteilen [2].

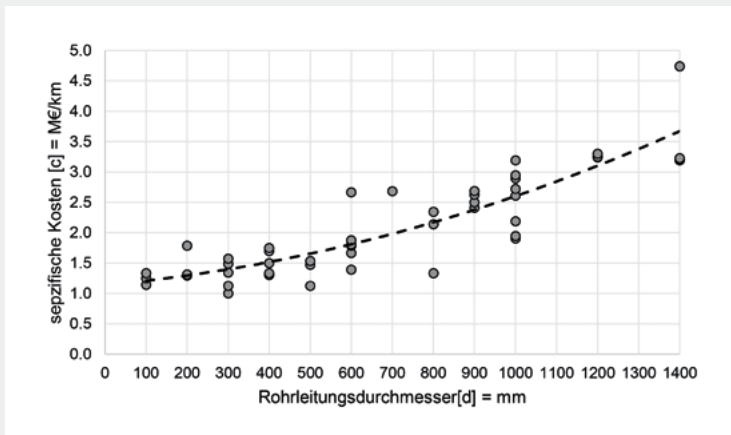


Fig. 4 Kosten für Rohrleitungen von deutschen Ausbauprojekten des Gasnetzes [3].

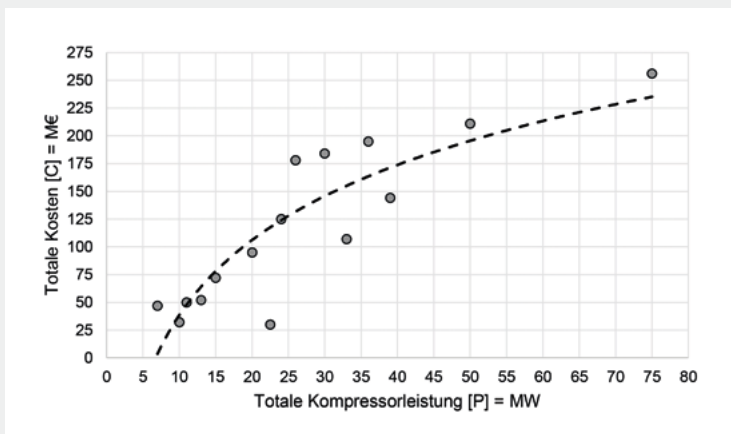


Fig. 5 Investitionskosten in Kompressorstationen [3].

dargestellt. Auch in dieser Grafik wird ersichtlich, dass bei 45 Vol.-% H<sub>2</sub> nicht mehr vorgewärmt und bei höheren Anteilen gekühlt werden muss.

**ÖKONOMISCHE MODELLIERUNG**

Bezüglich Investitionskosten (CAPEX) werden der Austausch und die Nachrüstung der folgenden Systemkomponenten berücksichtigt:

- Rohrleitungssysteme
- Verdichterstationen
- Druckminderungssysteme

Nach heutigem Kenntnisstand sind nur geringe Anpassungen an der Infrastruktur erforderlich, um 6 Vol.-% H<sub>2</sub> in die Netze einspeisen zu können. Die eigentliche Schwelle für Investitionen wird bei etwa 10 Vol.-% angesetzt. Die Schwelle für grössere Investitionen liegt bei 20 Vol.-%. Die relativen Veränderungen der Brutto-CAPEX bei jeder Überschreitung einer Schwelle sind in *Figur 3* dargestellt [2]. *Figur 4* zeigt die spezifischen Leitungskosten der deutschen Erdgasnetzausbauprojekte in Abhängigkeit vom Leitungsdurchmesser (bereinigt um Ausreisser). Der Durchschnittswert liegt bei 2,07 Mio. €/km.

Als Vereinfachung werden für Kompressorstationen die gleichen Neubau- und Umbaupreise angenommen wie bei reinen H<sub>2</sub>-Systemen. Die Gesamtkosten von Kompressorstationen in Abhängigkeit von ihrer Kapazität sind in *Figur 5* dargestellt. Zu Abrechnungszwecken wird die Gasqualität immer an den DRM gemessen. Da die heute eingesetzten Geräte nur bis ca. 10 Vol.-% H<sub>2</sub> genau genug sind, müssten sie bei höheren Beimischungen ausgetauscht werden. Die Gesamtkosten in Abhängigkeit vom übertragbaren Nennvolumenstrom einer DRM-



Kostenfaktor	Einheit	EHB [4]	GASUNIE [5, 6]	James et al. [6]	HIGGS-Modell
Strompreis	€/MWh	40–90	114,2	42,7	90
Volllaststunden Kompressor	h/year	5000	8760	5260	Wird vom Modell berechnet
OPEX fix	% CAPEX	0,8–1,7	2	11,94	(2, 3.5, 6)
Zinsen	%	5–7	N/A	8,12, 26.6	6
Amortisationszeit	Years	15–33/30–55	N/A	33	(50, 33, 33)

Tab. 2 Parameter für OPEX (Betriebskosten).

Erläuterung der Zahlenarrays (a, b, c): a = Rohrleitungen, b = Druckreduzierstationen, c = Kompressoren

Station sind in *Figur 6* zu sehen. Darüber hinaus ist aus dem vorangegangenen Abschnitt bereits bekannt, dass bis zu einem H<sub>2</sub>-Gehalt von 40 Vol.-% weniger Vorwärmleistung erforderlich wäre und danach sogar von der Vorwärmung auf die Kühlung des Gases umgestellt werden müsste.

Bei den Betriebskosten (OPEX) unterscheidet das Modell zwischen variablen OPEX für Strom und fixen OPEX gemäss *Tabelle 2*. Im Projekt HIGGS wurden Zahlen aus dem *European Hydrogen Backbone* (EHB) [4] übernommen und ergänzt.

**DAS MODELL AM BEISPIEL TENP-MEGAL**

Als Beispielfall wurde eine techno-ökonomische Analyse von Teilen der TENP-Pipeline und der MEGAL-Pipeline, die sich in Mittelbrunn kreuzten, durchgeführt. Beide Transportsysteme verfügen über zwei parallel verlaufende Pipelines, sind für die Versorgungssicherheit in Europa von grosser Bedeutung und Teil des europäischen H<sub>2</sub>-Verbundes. Der Grund für diese Wahl ist, dass der Ausschnitt repräsentativ für das europäische Transportnetz ist und Daten in guter Qualität verfügbar sind. Das

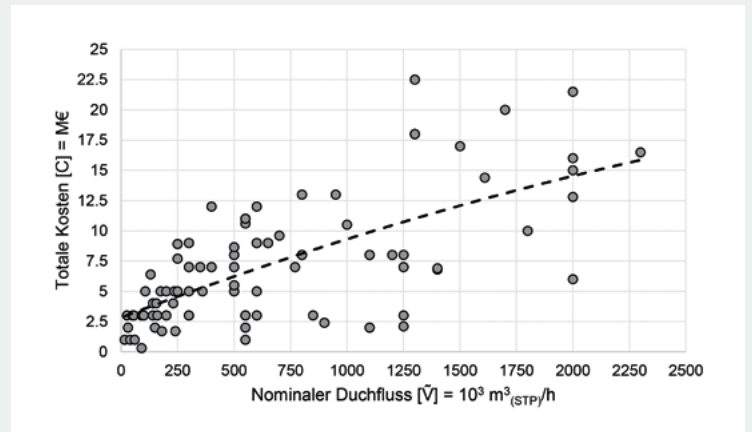


Fig. 6 Gesamtkosten von DRM-Stationen [3].

betrachtete System der TENP-MEGAL-Pipelines und die durchschnittlichen Energieflüsse der Jahre 2017 bis 2019 sind in *Figur 7* gezeigt.

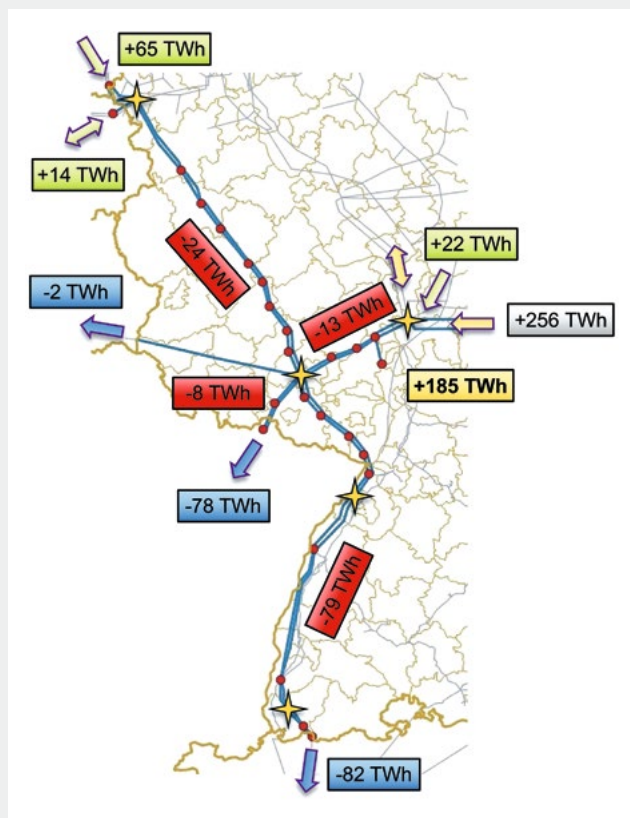


Fig. 7 Durchschnittliche Energieflüsse (Brennwert) der Jahre 2017–2019 durch das betrachtete System der TENP-MEGAL-Pipelines.

(Quelle: ENTSOG)

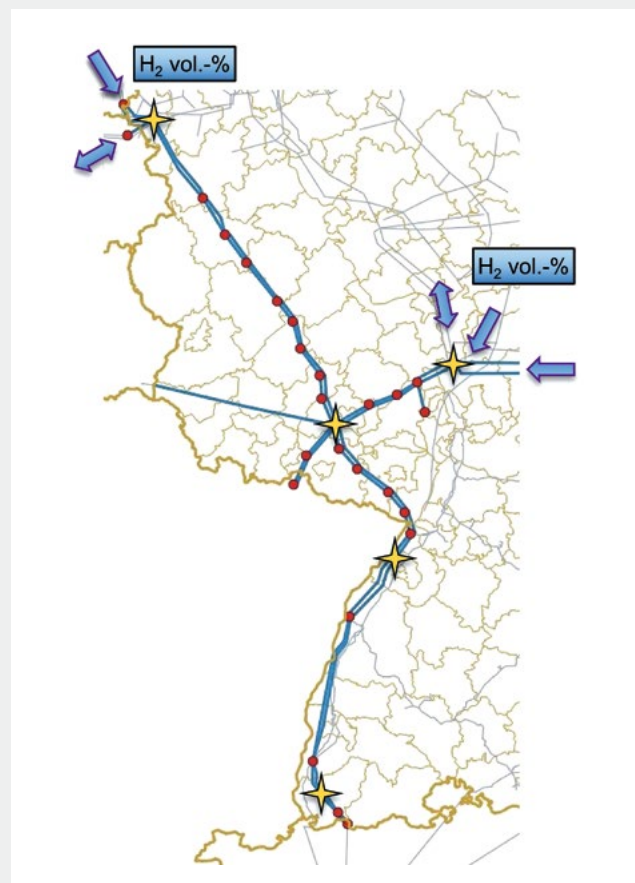


Fig. 8 Eintritt der Gemische am Modell.

### TRANSPORTKOSTEN FÜR H<sub>2</sub>

#### SZENARIO 1: KEINE SEPARATION AUF TRANSPORTEBENE

Es wird ein Szenario für den H<sub>2</sub>-Transport in einem nachgerüsteten Erdgasnetz untersucht, bei dem keine Technologie zur Trennung von CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> eingesetzt wird. Es wird angenommen, dass die Energieströme aus *Figur 7* von den Endkunden abgenommen werden. Anders als im bestehenden Netz wird ein Teil des CH<sub>4</sub> durch H<sub>2</sub> ersetzt (konstanter Energiefluss, Brennwert). Es werden Gemische von 10, 20, 30, 60 und 100 Vol.-%

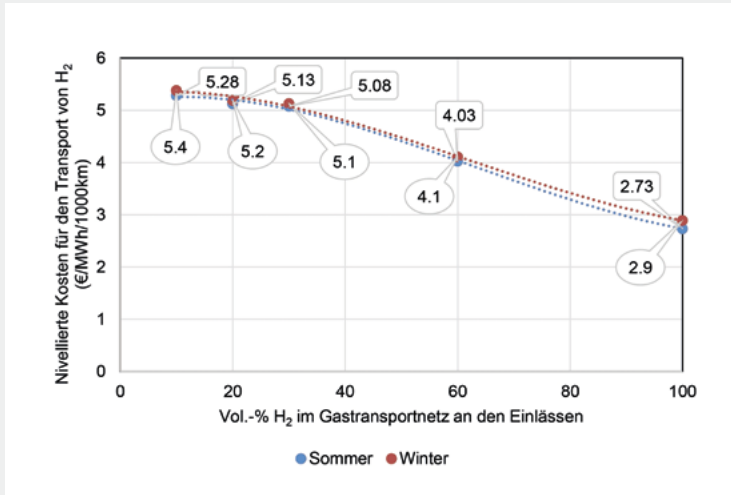


Fig. 9 Nivellierte Kosten für den H<sub>2</sub>-Transport in einem umgebauten Gastransportnetz.

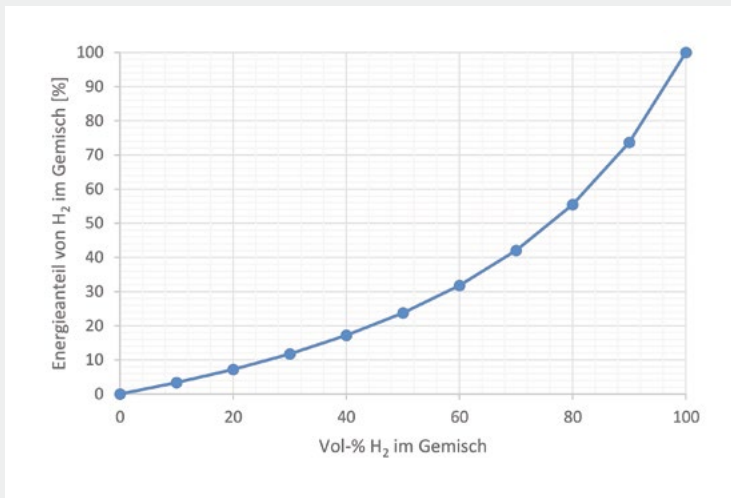


Fig. 10 Energieanteil von H<sub>2</sub> im Gemisch.

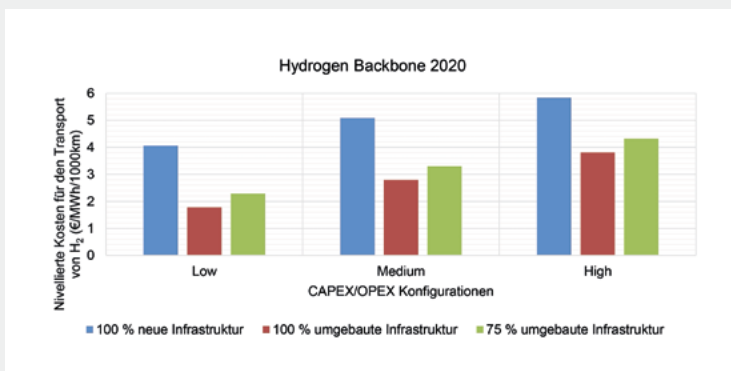


Fig. 11 Transportkosten von H<sub>2</sub> in der EHB-Studie [4].

H<sub>2</sub> am Eingang des modellierten Netzabschnitts untersucht. In diesem Szenario wird das Netz auf die jeweilige maximale H<sub>2</sub>-Konzentration ertüchtigt, wobei der Zusammenhang zwischen dem H<sub>2</sub>-Anteil im Gemisch und den Kosten für die Umrüstung des Netzes nicht linear ist und gemäss *Figur 3* angenommen wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass bis zu 40 Vol.-% keine signifikanten Unterschiede in den Kosten für den Transport zu erwarten sind. Allerdings sind sie etwa doppelt so hoch wie bei der Umstellung auf reine H<sub>2</sub>-Netze, wie *Figur 9* zeigt. Mit zunehmendem Anteil H<sub>2</sub> steigt der Anteil der Energie aus H<sub>2</sub> im Gemisch nicht linear an, wie in *Figur 10* dargestellt. Die jährlichen Kosten für die Umrüstung müssen somit auf eine geringere Energiemenge verlagert werden.

Die ca. 3 € pro MWh pro 1000 km für den Transport von 100% H<sub>2</sub> decken sich auch in etwa mit dem mittleren Szenario der in *Figur 11* dargestellten Ergebnissen einer Studie zum EHB, bei der die Nachrüstung mit 75% angenommen wurde [4]. Letztlich erscheinen die 3–6 €/MWh H<sub>2</sub>/1000km im Vergleich zu den für grünen H<sub>2</sub> angenommenen Produktionskosten von 25–50 €/MWh als ein verhältnismässiger Aufschlag [7].

#### SZENARIO 2: SEPARATION AUF TRANSPORTEBENE

Im zweiten Szenario strömen im betrachteten Transportnetz Gemische von 10, 20 30 Vol.-% H<sub>2</sub> mit dem gleichen Energieinhalt (Brennwert) wie in *Figur 7*. Eine Separationstechnologie (Palladium-Membranen) wird auf der Ebene des Transportnetzes installiert und stellt sicher, dass die H<sub>2</sub>-Konzentrationen im Verteilnetz 2 Vol.-% H<sub>2</sub> und 10 Vol.-% H<sub>2</sub> nicht überschreiten. Das abgetrennte H<sub>2</sub> wird wieder auf den Druck der Transport-

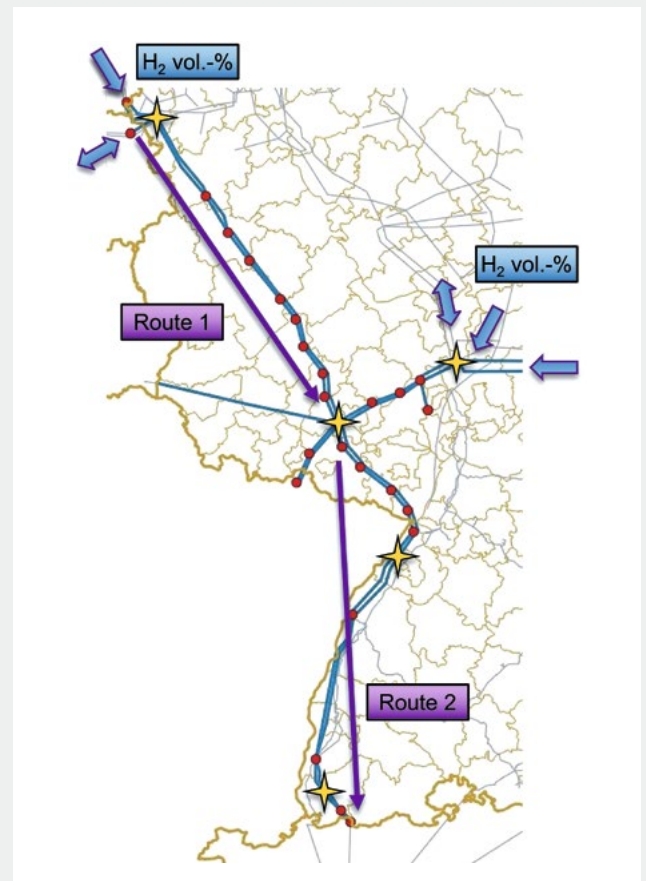


Fig. 12 Routen für den Transport beim Einsatz von Membranen.

leitung komprimiert und in diese zurück eingespeist (daher die definierte Route in *Figur 12*). Das führt zu einem Anstieg der CAPEX und der OPEX. Die Auswirkungen werden für den Sommer und den Winter untersucht.

Die ermittelten Transportkosten gemäss *Figur 13* unter Berücksichtigung der Membranen und des zulässigen H<sub>2</sub> auf Verteilebene belaufen sich im Sommer auf 10,7 bis 21,1 €/MWh/1000km. Im Winter sind die Kosten höher und belaufen sich auf 18,1 bis 47,3 €/MWh/1000km.

Aufgrund des höheren Energiebedarfs im Winter steigt auch die Menge an transportiertem H<sub>2</sub>. Das bedeutet, dass im Winter mehr H<sub>2</sub> für eine bestimmte Zielkonzentration auf Verteilebene abgetrennt werden muss. Das hat zur Folge, dass die erforderliche Membranfläche grösser sein muss. Damit steigen die Investitionskosten. Die benötigte Membranfläche wird ausserdem auch durch den Abscheidegrad beeinflusst: Je geringer die H<sub>2</sub>-Konzentration im Gemisch ist, desto weniger Durchfluss ist nötig, um den Abscheidegrad zu erreichen. Das bedeutet aber auch, dass pro Zeit und Fläche weniger H<sub>2</sub> abgetrennt werden kann. Auf ein Jahr gerechnet bedeutet dies, dass die Investitionskosten auf weniger H<sub>2</sub> verteilt werden müssen, was sich wiederum negativ auf die CAPEX auswirkt bzw. diese erhöht.

Die OPEX haben auch einen nicht unerheblichen Anteil an den Transportkosten. Die Kosten werden zum einen durch den Energiebedarf für die Abtrennung selbst und zum anderen durch die Wiedereinspeisung des H<sub>2</sub> in das Netz verursacht.

**VERGLEICH MIT ANDEREN TRANSPORTMÖGLICHKEITEN**

Die Transportarten von H<sub>2</sub> unterscheiden sich in der Form des H<sub>2</sub> und in den Transportmitteln. H<sub>2</sub> kann in den folgenden Formen transportiert werden:

- Komprimiertes Gas (*compressed gaseous H<sub>2</sub>*, CGH<sub>2</sub>)
- verflüssigtes Gas (*liquid H<sub>2</sub>*, LH<sub>2</sub>), - gebunden in bestimmten organischen Flüssigkeiten (*liquid organic hydrogen carriers*, LOHC)
- chemisch gebunden, zum Beispiel in Ammoniak

Je nach Entfernung und transportierter Menge sind bestimmte Kombinationen aus Form und Transportmittel besser

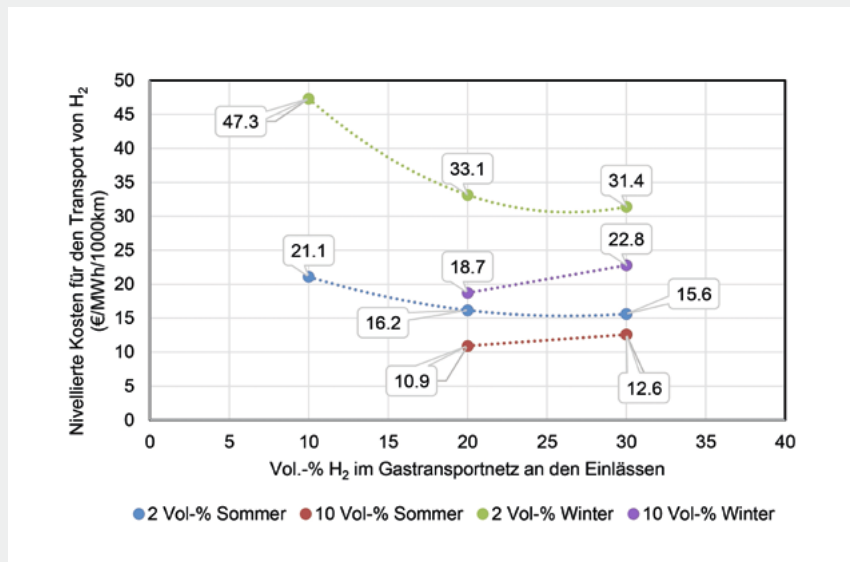


Fig. 13 Nivellierte Kosten des H<sub>2</sub>-Transports bei Berücksichtigung der Separation an allen Knotenpunkten des TENP-Abschnitts. Unterschiedliche zulässige H<sub>2</sub>-Anteile auf der Verteilungsebene.

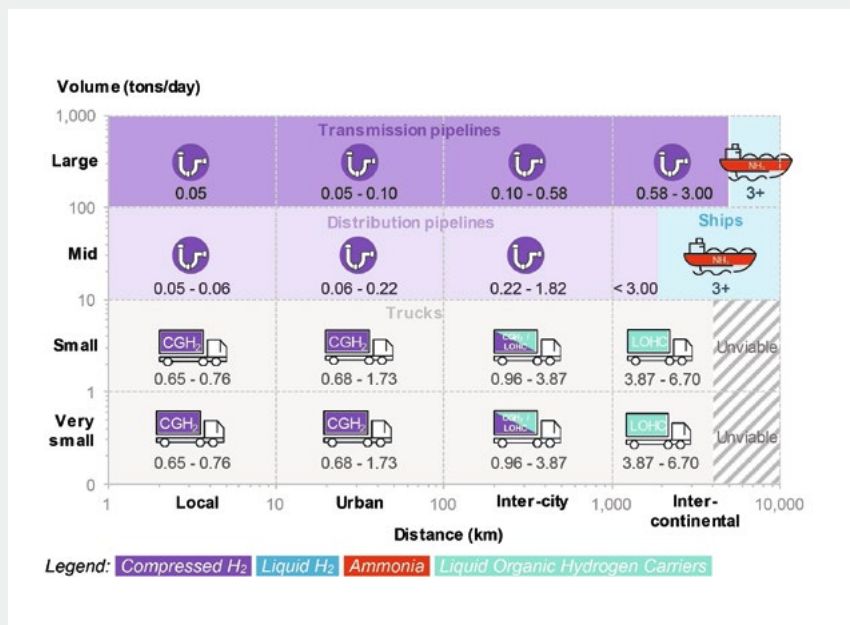


Fig. 14 Kosten für H<sub>2</sub>-Transport, Kompression and zugehörige Speicherung in \$/kg [7].

geeignet als andere (*Fig. 14*). Ausgehend von der 1000-km-Linie in *Figur 14* ergeben sich die Preise pro Kilogramm für die in *Tabelle 3* dargestellten nivellierten Kosten.

Auch hier liegen die Ergebnisse des techno-ökonomischen Modells in der gleichen Grössenordnung wie [8], zumindest was den Transport in Pipelines ohne Separationstechnologie betrifft. Der Transport von H<sub>2</sub> in Pipelines ist die mit Abstand kostengünstigste Methode. Die geringe volumetrische Energiedichte spricht gegen einen grossräumigen Transport per LKW. Bei LH<sub>2</sub> ist dies zwar weniger ein Hindernis, aber

der Energiebedarf und die notwendige Infrastruktur zur Verflüssigung wirken sich negativ auf die Transportkosten aus.

Dagegen ist die Wahl des kostenoptimalen Transportmediums nicht mehr so eindeutig, wenn die Trennung auf der Transportebene erfolgen muss. Der Vergleich mit Pipelines ist nicht mehr möglich, da Membranen in [7] nicht berücksichtigt werden. LH<sub>2</sub> wird in diesem Fall (sowohl per LKW als auch per Schiff) im europäischen Kontext nach wie vor als wenig sinnvoll erachtet aufgrund fehlender Schifffahrtswege. Damit bliebe «nur» der Transport per LKW in Form von



Form	Transportmittel	€/MWh/1000 km	Quelle
CGH <sub>2</sub>	Pipeline	2,7–5,8	HIGGS
CGH <sub>2</sub>	Pipeline mit Separation	10,9–47,3	HIGGS
CGH <sub>2</sub>	Pipeline	2,3–4,3	[8]
CGH <sub>2</sub>	Pipeline	2,5–14,5	[7]
CGH <sub>2</sub>	LKW	17–43	[7]
LH <sub>2</sub>	Schiff	> 15	[7]
LH <sub>2</sub> /LOHC	LKW	24–97	[7]

Tab. 3 Kostenvergleich der verschiedenen Formen des H<sub>2</sub>-Transports.

komprimiertem Gas oder als LOHC. Vergleicht man jedoch *Tabelle 3* mit *Figur 14*, so erkennt man, dass es eine grosse Überschneidung in der Bandbreite der Transportkosten gibt.

Der Transport im Sommer über Pipelines ist tendenziell etwas günstiger als der Transport per LKW, allerdings nur, wenn die Mengen angemessen sind. In den berechneten Fällen ist dies bei mehr als 20 Vol.-% H<sub>2</sub> in den Pipelines der Fall. Müssen jedoch grössere Mengen H<sub>2</sub> transportiert werden, wie es im Winter der Fall ist, scheint der LKW wegen der hohen Kosten

für die erforderlichen Membranen besser geeignet zu sein.

## SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Frage, ob H<sub>2</sub> in einem Gemisch mit Erdgas (oder CH<sub>4</sub>) in einem umgebauten Erdgasnetz kostengünstig transportiert werden kann, ist nicht eindeutig zu beantworten. Die Antwort hängt davon ab:

- Wie hoch der zulässige Anteil von H<sub>2</sub> im Gemisch mit Erdgas auf der Transportebene innerhalb eines Netzabschnittes ist.

- Ob und wie viele Membranen innerhalb des Netzabschnittes eingesetzt werden müssen oder können, um
  - a. eine bestimmte Gasqualität auf der Verteilebene sicherzustellen,
  - b. H<sub>2</sub> auch grenzüberschreitend zu transportieren, wenn keine harmonisierten H<sub>2</sub>-Anteile im Gemisch auf EU-Ebene definiert sind.
- Welche anderen Transportmöglichkeiten es in einer untersuchten Region gibt.
- Welche saisonalen Unterschiede in der Menge an eingespeistem und transportiertem H<sub>2</sub> zu erwarten sind.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] Mischner, J. et al. (2015): *Gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen in der Gasversorgung, 2., überarbeitete und erweiterte, Auflage, DIV, München*
- [2] Trouvé, T. et al. (2019): *Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks, GRTgaz; GRDF; Terrega; storengy France; Géométhane; elengy; Réseau GDS*
- [3] NEP-Gas-Datenbank – Ausbaumaßnahmen, [August 23, 2021.631Z], <https://www.nep-gas-datenbank.de/app/#!/ausbaumassnahmen>
- [4] Wang, A. et al. (2020): *European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative*
- [5] Gasunie, Energinet (2021): *Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network*
- [6] James, B. (2021): *Analysis of Advanced H2 Production & Delivery Pathways: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/pd102\\_james\\_2018\\_p.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/pd102_james_2018_p.pdf)*
- [7] Bhavnagri, K. et al. (2020): *Hydrogen Economy Outlook: Key messages, BloombergNEF*
- [8] Rik van Rossum, J.J. et al. (2021): *Analysing future demand, supply and transport of hydrogen, The European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative*

## DANKSAGUNG

Dieses Projekt wurde von *Clean Hydrogen Partnership* (zuvor *Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking*) unter der Fördernummer (*Grant Agreement*) Nr. 875091 «HIGGS» gefördert. Das *Joint Undertaking* erhält Unterstützung aus dem Forschungs- und Innovationsprogramm *Horizont 2020* der Europäischen Union, von *Hydrogen Europe* und *Hydrogen Europe Research*.



## Ultraschall-Wasserzähler der neusten Generation



**Itron**  
**Intelis wSource**



### Leistungsmerkmale:

- DN 15 bis DN 50
- wM-Bus 868 MHz / LoRa / SigFox / OMS 868 MHz
- Lokale NFC Kommunikation
- Bis zu 22 Jahre Batteriestandzeit
- MID, ISO4064, R-49, IP68

**WOHLGROTH**  
Ein Unternehmen der **hawlesuisse**

Mehr Informationen unter: [www.wohlgroth.ch](http://www.wohlgroth.ch)

Video-Podcast

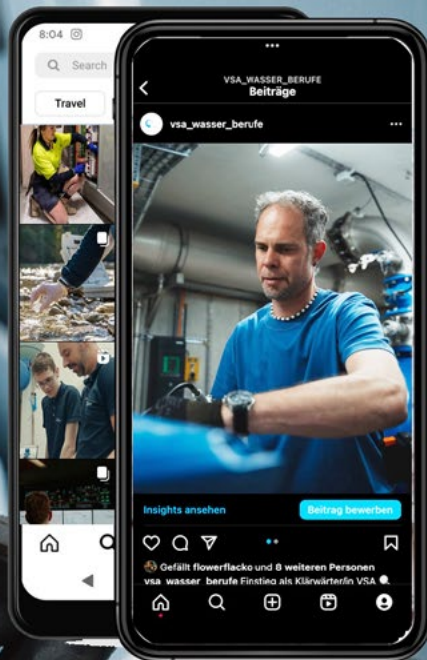
«Regelmässige Posts aus der Praxis machen die Berufsbilder-Kampagne glaubwürdiger und ehrlicher»



Sujet: 1234.com, bearbeitet

Webinar - 27. Juni 2024 | 16-17h15

Instagram für eigenes Unternehmen aufsetzen und sichtbar werden für Jugendliche in Berufswahl



## Instagram

Jugendliche informieren sich grösstenteils über Social Media. Das Thema «Umwelt» ist beliebt. Die Nr. 1 der Social-Media-Plattformen der Jungen ist Instagram. Doch wie kann ich als kleines Unternehmen ein Instagram-Konto aufbauen, betreiben und künftige Fachkräfte ansprechen? Was bringt's? Wie kann ich als junge Fachkraft in der Siedlungswasserwirtschaft beitragen, unsere Branche attraktiv für eine berufliche Karriere darzustellen?

Antworten dazu in unserem Webinar.



vsa.ch/insta

Bilder: VSA