

Executive summary

MULTITANKSTATIONER

April 2022

Anders Hjort, Anton Fagerström, Johan Rootzén, Karl Jivén, Theo Nyberg, Sofia Poulikidou
Adam Lewrén och Mirjam Särnbratt
IVL Svenska Miljöinstitutet

Pontus Bokinge och Stefan Heyne
CIT Industriell Energi AB

FÖRNYBARA DRIVMEDEL OCH SYSTEM 2018-2021

Ett samverkansprogram mellan Energimyndigheten och
f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel

FÖRORD

Denna executive summary har skrivits för ett projekt inom samverkansprogrammet Förnybara drivmedel och system, projektnummer 50324-1. Projektet har finansierats av Energimyndigheten och f3 – Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel.

Energimyndigheten arbetar på regeringens uppdrag med energiomställningen till ett modernt, hållbart, fossilfritt välfärdssamhälle och stödjer forskning om förnybara energikällor, smarta elnät och framtidens fordon och bränslen.

f3 är en nätverksorganisation som fokuserar på utveckling av miljömässigt, ekonomiskt och socialt hållbara förnybara drivmedel. f3 finansieras gemensamt av centrets parter och Västra Götalandsregionen. Chalmers Industriteknik fungerar som värd för centret. Kansliet vid f3 utgör programkansli för samverkansprogrammet Förnybara drivmedel och system. (se www.f3centre.se)

Denna publikation ska citeras enligt följande:

Hjort, A. *et al* (2022) *Multitankstationer (Executive summary)*. Publ. nr FDOS 40:2022. Tillgänglig på <https://f3centre.se/sv/samverkansprogram/>

Projektets totala resultat presenteras i följande publikationer:

Hjort, A., *et. al.*, (2021) *Multi Filling Stations*. Publ. nr FDOS 39:2022. Rapporten tillgängliggörs på <https://f3centre.se/en/renewable-transportation-fuels-and-systems/>

NYTTJA BEFINTLIG GASINFRASTRUKTUR FÖR INTRODUKTION AV VÄTGAS

Vätgas, H₂, förväntas spela en viktig roll för att reducera miljöpåverkan i transportsektorn och betraktas som en viktig komponent i den framtida bränslemixen för såväl vägtransport och sjöfart som flyg. Vi har undersökt möjligheten för vätgasproduktion i större skala en bit bort från tankstation för vätgas och vid tankstation för vätgas genom att systematiskt utvärdera teknoekonomiska parametrar och miljöparametrar. Vi utgick från vätgas producerad antingen genom elektrolys av vatten eller via ångformering av uppgraderad biogas, s.k. biometan.

Tanken med en multitankstation är att tillhandahålla flera bränslen vid en enda tankstation såsom vätgas, biometan och el. En multitankstation kan därför möjliggöra en gradvis marknadsintroduktion av ett nytt bränsle baserat på infrastrukturen och distributionsnätverket hos ett befintligt bränsle. Det nya bränslet, i detta fall vätgas, kan dra flera fördelar av detta koncept:

- Vätgas som fordonsbränsle kan införas gradvis vid tankstationen och därmed matcha efterfrågan.
- Potentiella kostnader och risker för själva investeringen i vätgastankstationen minimeras. Det gäller också för kommersiella aktörer som överväger att investera i vätgasfordon, eftersom utbudet av vätgas kan skalas med efterfrågan.
- Dilemmat med hönan och ägget, att fordon behöver tankstationer för att fungera och tankstationer behöver fordon som tankar, kan undvikas.

Det finns också fördelar kopplat till samlokalisering av vätgastankstationen och tankstationen som kan förkorta tiden från beslut till realisering. De kan uppnås genom att:

- Tiden det tar att hitta en lämplig plats för vätgastankstationen elimineras. De mest attraktiva platserna för tankstationer är i allmänhet ofta redan upptagna av befintliga tankstationer; samlokalisering möjliggör yta som redan är anpassad för försäljning av bränsle till fordon.
- Det minskar den tid som krävs för förare att hitta till en ny station och tanka sina fordon.
- Tidsåtgång för vissa tillståndsprocesser i samband med stationsutbyggnad jämfört med etablering på nya platser kan minska.

FYRA SYSTEMLÖSNINGAR FÖR MULTITANKSTATIONER MED VÄTGAS

Konceptet med multitankstationer utvärderades baserat på fyra systemlösningar:

- central elektrolys av vatten för produktion av vätgas
- central reformering av biometan för produktion av vätgas
- decentraliserad elektrolys av vatten för produktion av vätgas
- decentraliserad reformering av biometan för produktion av vätgas

De två första kräver transport av vätgas mellan produktionsplatsen och tankstationen, medan de två senare producerar vätgas på plats vid tankstationen. Alla fyra produktionssystemen utvärderas för leverans till olika storlekar av vätgastankstationer (150 resp. 300 ton vätgas årligen), vilket innebär en jämförelse mellan åtta alternativ med olika uppställningar enligt den här tabellen.

Systemlösningar uppdelade i fyra basfall med central produktion och fyra basfall med decentraliserad produktion.

Systemlösning och alternativ		Transportkrav för H ₂ -bärare	Produktionsvolym		Teknik för produktion av H ₂	Transportkrav för framställd H ₂	Tankstation (Kapacitet)	
			GWh H ₂ /år	ton H ₂ /år			GWh H ₂ /år	ton H ₂ /år
Central produktion	1a	Rörledning (H ₂ O)	50	1 500	Elektrolys av vatten	Vägtransport	5	150
	1b		50	1 500			10	300
	2a	Produktion på plats (CH ₄)	50	1 500	Reformering av biometan	Vägtransport	5	150
	2b		50	1 500			10	300
Decentraliserad produktion	3a	Rörledning (H ₂ O)	5	150	Elektrolys av vatten	Inga, produktion sker på plats	5	150
	3b		10	300			10	300
	4a	Rörledning/vägtransport (CH ₄)	5	150	Reformering av biometan	Inga, produktion sker på plats	5	150
	4b		10	300			10	300

VÄTGASPRODUKTION GENOM ELEKTROLYS

Vätgas kan framställas genom elektrolys av vatten i en elektrolysör. Denna process använder elektricitet (och ibland värme) för att elektrokemiskt dela upp vatten till väte och syre. Elektrolys av vatten för vätgasproduktion är en teknik som utvecklas snabbt och som för närvarande får stor uppmärksamhet från beslutsfattare, teknikutvecklare, industriella konsumenter, fordonstillverkare och allmänheten. Den förväntade ökningen av installerad kapacitet under det kommande decenniet är enorm.

Bland befintliga och utvecklande elektrolyspjunkt kan två kommersiella teknologier urskiljas: alkalisk elektrolys (AEL) och elektrolys med protonutbytesmembran (PEM).

Alkaliska och PEM-system är kommersiellt tillgängliga vid de systemstorlekar som undersökts i vår studie och vi har härlett kostnaden för alkaliska elektrolysörer baserat på data från leverantör.

VÄTGASPRODUKTION GENOM ÅNGREFORMERING AV METAN

Metan kan omvandlas till vätgas genom en process som kallas ångmetanreforming (eng. *Steam Methane Reforming*, SMR) eller ångreforming. Cirka 96 % av dagens globala vätgasproduktion med SMR produceras från fossila resurser såsom naturgas, kol, olja och oljederivat. I vår studie har biogas producerad vid svensk samrötningsanläggning som uppgraderats till ren s.k. biometan använts som råvara för vätgasproduktionen.

Småskalig SMR för förnybar vätgasproduktion från biometan har ännu inte en fullt utvecklad och etablerad marknad över hela världen, och anläggningarna som tas i drift är inte optimerade efter de skalfördelar som kan finnas. I stället föredras i allmänhet modulära och anpassningsbara lösningar.



Bild: Caleb Ruiter, Unsplash.

TRANSPORT AV VÄTGAS

Lastbilstransport är ett vanligt sätt att transportera vätgas till tankstationer som inte är anslutna till en vätgasledning. Vätgas lagras i cylindriska stål- eller lågviktsskompositkärl, som buntas ihop i behållare som fungerar som mobila gaslager. På tankstationen kan sedan tomma mobila gaslager bytas ut mot fulla mobila gaslager.

VÄTGASTANKSTATIONER IDAG OCH KRAVEN PÅ UTFORMNING

Även om antalet vätgastankstationer har ökat de senaste åren var endast 540 stationer i drift i slutet av 2020. Majoriteten av dem finns i Japan (140 st), Tyskland (90 st) och Kina (85 st).

Brist på stordriftsfördelar, låg individuell stations-kapacitet, låg utnyttjandegrad och relativt höga kostnader för vätgastankningsutrustning gör att tankstationerna för närvarande vanligtvis står för en betydande del av kostnaden för vätgas.

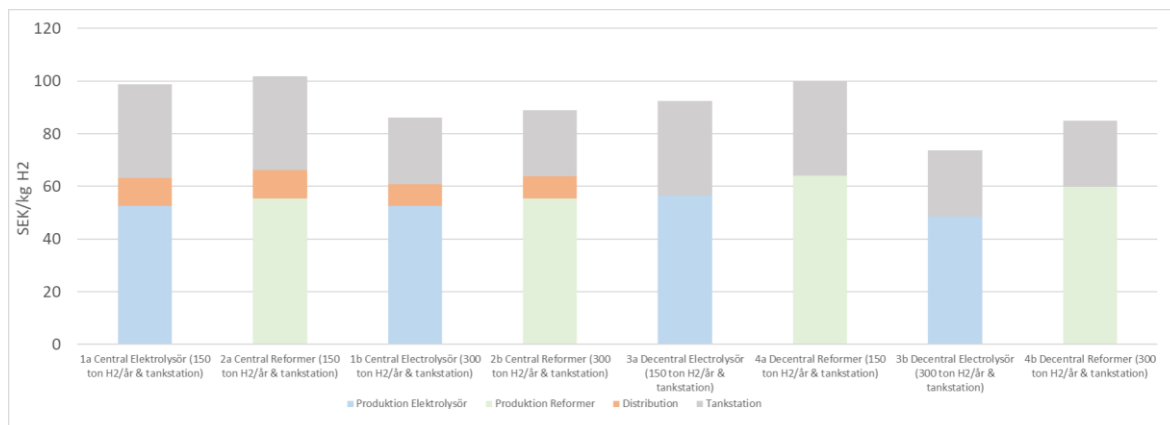
Utformningen och konfigurationen av vätgastankstationen beror i första hand på om vätgas som tillförs stationen är i gasform eller flytande form, samt hur den dagliga tankningsprofilen ser ut. Nyckelkomponenter inkluderar kompressorer (medel- eller högtryckskompressorer beroende på stationens konfiguration), trycksatt lagring, kylningsutrustning, dispensrar och kontroll- och säkerhetsutrustning.

PRISET PÅ VÄTGAS FÖR SLUTKONSUMENTEN

Kostnadssyntesen som studien gjort syftar till att presentera kostnaderna för att bygga, underhålla, producera och göra vätgas tillgängligt för slutkonsumenter vid vätgastankstationer vid en redan befintlig biometantankstation.

En generell slutsats är att systemen med den mindre kapaciteten är dyrare sett till kostnad per kg vätgas, och att elektrolysbaserade system är billigare jämfört med reformerbaserade system. Det som påverkar den totala produktionskostnaden för vätgas mest är priset på el respektive biometan. Det första påverkar elektrolysbaserad vätgasproduktion och det andra reformerbaserad vätgasproduktion.

Staplarna i diagrammet visar hur kostnader för produktion, distribution och själva vätgastankstationen (byggnad, underhåll och tillgängliggörande av vätgas) fördelar sig för de åtta olika systemlösningarna.



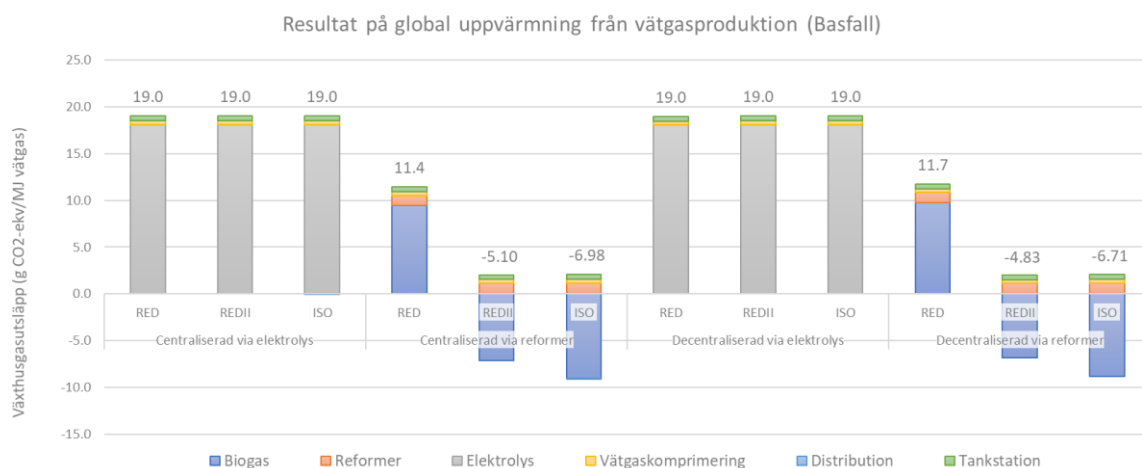
Kostnad per mängd vätgas vid tankstation i SEK/kg vätgas för de åtta beräknade basfallen.

Kostnadsbedömningarna är giltiga för närvarande. För vissa komponenter skulle kostnaderna kunna sänkas relativt snabbt i framtiden genom ökade produktionsvolymerna och tillhörande stordriftsfördelar i antal producerade enheter. Det gäller sannolikt kompressoraggregat och elektrolysörer, eventuellt även vätgaslager.

STÖRST UTSLÄPPSMINSKNING MED ÅNGREFORMERING

Miljöpåverkan från produktion och distribution av vätgas till tankstationerna utvärderades ur ett livscykelperspektiv och genom att beakta alla nyckelaktiviteter relaterade till vätgasproduktion, distribution och lagring. Vi har fokuserat bedömningen på klimatförändringar och prestandan hos de olika vätgasproduktionssystemen när det gäller utsläpp av växthusgaser.

Bedömningen gjordes genom att följa riktlinjer för livscykelanalys enligt förnybartdirektivet Renewable Energy Directive (RED och REDII) respektive ISO 14040. ISO 14040 är en standard för livscykelanalys (LCA), en allmänt använd metod som kvantifierar den potentiella miljöpåverkan relaterad till en produkt eller ett system under hela dess livscykel, det vill säga från materialutvinning och tillverkning till användning och till dess produkt eller system slutar att användas. RED och RED II är inte ett LCA-ramverk, men har ett livscykelbaserat tillvägagångssätt där man beaktar utsläppen av biobränslen för transporter, förnybara bränslen och el, värme och kyla.



Växthusgasutsläpp vid tankstation i g CO₂-ekv/MJ vätgas för de åtta beräknade basfallen.

Resultaten tyder på att ångreformerings av biometan för vätgasproduktion i en central eller decentraliserad anläggning är alternativen med lägst nettoutsläpp. Detta beror främst på den låga påverkan av biometan för RED, RED II och ISO, särskilt när avfall och restprodukter används som substrat och särskilt när ISO-metoden används. Med den tas även hänsyn till att biprodukter från biometanproduktion kan användas för att ersätta fossila alternativ, till exempel mineralgödsel.

Kolintensiteten, summan av all koldioxid som släpps ut i samband med energianvändning i systemet, är viktig att ta hänsyn till. I enlighet med andra studier kan kolintensiteten i den använda elmixen, särskilt vid vätgasproduktion via elektrolys, samt möjligheten att kompensera för de erhållna biprodukterna (som värme eller syre), ha en stark inverkan på resultaten. När det gäller system för reformering av biometan, skulle kolintensiteten hos den biometan som används i processen avgöra vätgasens övergripande miljöprestanda.

När det gäller energieffektivitet visar de olika systemlösningarna en liknande prestanda; samtliga har en verkningsgrad på över 55 %. Vätgasproduktion via elektrolys fick den lägre verknings-

graden, 58-59 % medan vätgasproduktion via ångformering uppnådde högre verkningsgrad, cirka 68 %. Med hänsyn till överskottsvärmen som kan utnyttjas från produktion av vätgas via elektrolys av vatten, kan dock energieffektiviteten förväntas öka till 73 %.

KOSTNADS- OCH KLIMATFÖRDELAR MED OLIKA SYSTEM

Systemen med den mindre kapaciteten är dyrare sett till kostnad per kg vätgas, och elektrolysbaserade system är billigare jämfört med reformerbaserade system. Det som påverkar den totala produktionskostnaden för vätgas mest är priset på el respektive biometan. Det första påverkar elektrolysbaserad vätgasproduktion och det andra reformerbaserad vätgasproduktion.

Det krävs sänkt investeringskostnad för produktion och distribution av vätgas och sänkt pris på el och biometan för att nå kostnadseffektivitet. För kostnaden per kg vätgas utgör kostnaden för tankstationen en stor post relativt resterande delsystem.

Grön hållbar vätgas har god klimatprestanda så länge som förnybar el och hållbar biometan används för att producera vätgasen. Om exempelvis europeisk elmix eller om biometan gjort på grödor används så blir klimatprestandan sämre.



Bild: Geovanni Herrera, Unsplash.

ENGLISH SUMMARY

Hydrogen, H₂, is expected to play an important role in reducing the environmental impacts of the transport sector and considered an important component of the future fuel mix for road, sea and air transport. We have assessed different pathways for H₂ production and distribution, investigating the feasibility of H₂ production in both central and decentralized systems and by using electrolysis and steam methane reforming, respectively. With the concept of multi-filling stations, H₂ could be gradually introduced on the transport fuel market using the infrastructure and distribution network of an existing fuel. Co-locating the H₂ filling station with an existing filling station could also shorten the time from decision to realization.

We studied the cost for H₂ at the filling station, the impact on climate change from emissions of greenhouse gases (GHG) as well as the overall energy efficiency of four alternatives from a "well-to-tank" perspective, considering H₂ production, distribution, and storage:

1. Central H₂ production via water electrolysis and distribution to multi-filling stations through dedicated distribution channels (considered as reference case).
2. Central H₂ production via steam reforming of bio-methane and distribution to multi-filling stations through dedicated distribution channels.
3. Decentralized H₂ production via water electrolysis at multi-filling stations.
4. Decentralized H₂ production via steam reforming of bio-methane at multi-filling stations.

We conclude that the systems with the smaller capacity are more expensive in terms of cost per kg H₂, and electrolysis-based systems are cheaper compared to reformer-based systems. In terms of influencers for overall production costs for hydrogen, price for electricity and bio-methane are the strongest contributors, for electrolysis and reformer-based production, respectively.

The findings indicate that steam reforming of bio-methane for hydrogen production in a central or decentralized facility led to the alternatives with the lowest net emissions. This is mainly due to the low impact of bio-methane in cases when waste and residues are used as feedstocks and when co-products from bio-methane production can replace fossil alternatives, such as mineral fertilizers.

Reduced investment costs are required for the production and distribution of H₂ and reduced prices for electricity and bio-methane to achieve cost efficiency. The cost of the filling station is a large item in terms of cost per kg of H₂ relative to the other subsystems.

In accordance with other studies, the carbon intensity of the electricity mix used, especially in the case of the H₂ production via electrolysis and the possibility to offset the co-products obtained (such as heat or oxygen), can have a strong influence on the results. In the case of the bio-methane reforming systems, the carbon intensity of the bio-methane used in the process would determine the overall environmental performance of H₂.

Climate performance for green sustainable H₂ is good as long as renewable electricity and sustainable bio-methane are used to produce the H₂. If, for example, European electricity mix or bio-methane made from crops is used, the climate performance will be inferior.

