

Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen

En kombinerad system- och syntesstudie om vätgas och elektrobränslets roll i framtidens sektorkopplade energisystem

RAPPORT 2026-1171, Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen



Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen

En kombinerad system- och syntesstudie om vätgas och elektrobränslens roll i framtidens sektorkopplade energisystem

Julia Renström, Selma Brynolf, Maria Grahm, Sara Hugestam,
Elin Lindblad, Joel Löfving, Martin Görling, Mikael Odenberger,
Maria Taljegård, Bezawit Tsegai, Jorge Velandia Vargas, Jenny
Westerberg, Katja Åström och Erik Östling
Chalmers tekniska högskola, Energiforsk, Profu och Sweco

ISBN 978-91-89917-14-9 | © Energiforsk mars 2026
Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30
E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

FÖRORD	4
SAMMANFATTNING	5
EXECUTIVE SUMMARY	10
1. INLEDNING	15
1.1 Syfte	16
1.2 Metod och genomförande	16
2. BAKGRUND: ROLLER FÖR VÄTGAS I SVERIGES ENERGI- OCH KLIMATOMSTÄLLNING	19
3. SCENARIER FÖR UTVECKLING AV VÄTGASPRODUKTION, - DISTRIBUTION OCH -ANVÄNDNING I SVERIGE	21
3.1 Kvadrant 1: Få producenter – få användare	22
3.1 Kvadrant 2: Få producenter – många användare	22
3.2 Kvadrant 3: Många producenter – många användare	23
3.3 Kvadrant 4: Många producenter – få användare	23
4. EFFEKTER PÅ ENERGISYSTEMET	24
4.1 Efterfrågan på och produktion av vätgas och elektrobränslen	24
4.1.1 Olika sätt att producera vätgas	24
4.1.2 Scenarier för vätgasefterfrågan	26
4.1.3 Produktion och användning av vätgas i Sverige – hur mycket och var?	28
4.1.4 Produktion och användning av vätgas i Europa – hur mycket och var?	29
4.1.5 Utblick – vätgasbehov i andra studier	30
4.2 Produktionsmix av el	31
4.2.1 Fördjupning om vätgas och vindkraft	33
4.3 Energilager och annan flexibilitet	34
4.3.1 Översiktlig beskrivning av olika typer av vätgaslager	34
4.3.2 Vätgaslager – storskaliga och småskaliga	35
4.3.3 Vätgas- och gasturbiner	40
4.3.4 Möjligheter för vätgastekniker att bidra med stödtjänster till elnätet	42
4.4 Infrastruktur för el och vätgas	44
4.4.1 Storskalig användning av vätgasinfrastruktur för olika värdekedjor	45
4.4.2 Vätgasrörledning på västkusten – när är det lönsamt?	46
4.4.3 Tankstationer för vätgas- hur försörjer vi dem?	47
4.5 Kostnader	49
5. RESURSER, MILJÖ OCH KLIMAT	54
5.1 Vattenanvändning	54
5.2 Markanvändning och användning av kritiska råmaterial	56
5.3 Tillvaratagande av restvärme från vätgasproduktion	56
5.3.1 Förutsättningar för tillvaratagande	57
5.3.2 Resultat från modellanalys – nationell potential och systemeffekter	58
5.4 Tillvaratagande av syrgas från elektrolys	62
5.5 Koldioxid som insatsvara	63

5.5.1	Tillgång på koldioxid i Sverige	64
5.5.2	Insikt från en global energisystemmodell angående CCS kontra CCU	65
5.6	Klimatpåverkan	66
5.6.1	Klimatpåverkan från produktion av vätgas	66
5.6.2	Användning av vätgas i lastbilar	67
5.6.3	Vätgas och elektrobränslen jämfört med andra förnybara bränslen	69
5.7	Andra hållbarhetsaspekter	70
6.	POLICY OCH STYRMEDEL	72
6.1	Vätgas i europeiska och svenska strategidokument	72
6.2	Nulägesanalys av styrmedel	73
6.3	Identifiering av styrmedelsrelaterade utmaningar	77
7.	SVERIGES ROLL I VÄTGASEUROPA	83
7.1	Jämförelse av vätgasstrategier i utvalda länder	83
7.2	Komparativ analys av förutsättningar i olika länder	84
7.3	Sveriges roll som vätgasaktör	86
8.	VÄTGASENS ROLL I ETT ROBUST ENERGISYSTEM	88
8.1	Vätgasens roll under normala fredstida förhållanden	88
8.2	Vätgas under förhöjd beredskap – kris och krig	90
9.	SÄKERHETSASPEKTER FÖR VÄTGASSYSTEM	92
9.1	Centrala säkerhetsaspekter för vätgas	93
9.2	Säkerhet i olika utvecklingsvägar	95
10.	AKTÖRER OCH DRIVKRAFTER	97
11.	EKONOMI, RISK OCH ACCEPTANS	102
12.	SLUTSATSER OCH MEDSKICK	105
12.1	Slutsatser	105
12.2	Förslag till fortsatt forskning	110
	REFERENSER	112
	BILAGA 1. SVENG-FÖRDJUPNING	117
	BILAGA 2. ANTAGANDEN MULTINODE	118
	BILAGA 3. POLICYTABELL	121
	BILAGA 4. KOMPARATIV ANALYS AV POLITISKA, KOMMERSIELLA OCH TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR I ETT URVAL AV LÄNDER	125
	BILAGA 6. SWOT-ANALYS FÖR FÖRNYBAR VÄTGAS I SVERIGE	134
	BILAGA 7. TILLVARATAGANDE AV RESTVÄRME FRÅN VÄTGASPRODUKTION	135
	Vätgasens roll i Sveriges energi- och klimatomställning – möjligheter, vägval och utmaningar	143

FÖRORD

Projektet *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen* (VREK) har bedrivits inom Energiforsks forskningsprogram med samma namn. Syftet har varit att syntetisera resultat från programmets olika projekt samt att, med stöd av dessa och programmets nätverk, utveckla relevanta framtidsscenarioer. Scenarierna har därefter använts som underlag för systemanalyser i form av modellering och teknoekonomiska studier. Målet har varit att ta fram underlag som kan stödja strategiska vägval kring vätgasens roll i energi- och klimatomställningen.

Projektet har genomförts av ett brett team där flera medverkande har bidragit i olika faser. Arbetet har utförts av Profu, Chalmers tekniska högskola, Sweco och Energiforsk. Från Profu har Julia Renström (projektledare), Mikael Odenberger och Jenny Westerberg deltagit. Från Chalmers har Maria Grahn, Maria Taljegård, Selma Brynolf, Joel Löfving och Jorge Velandia Vargas medverkat. Från Sweco har Elin Lindblad, Bezawit Tsegai, Martin Görling och Erik Östling bidragit. Från Energiforsk har Sara Hugestam och Katja Åström deltagit.

Projektets referensgrupp har bestått av representanter från Energigas Sverige, Energiföretagen Sverige, Euromekanik, Fortum, Green Power Sweden, Hitachi Energy, Jönköping Energi, Nordion Energi, Region Örebro län, Siemens Energy, Svea Vind Offshore, Svenskt näringsliv, Svenska kraftnät, Tekniska verken i Linköping, Toyota och Umeå Energi.

Projektet pågick från februari 2023 till december 2025 och har finansierats av Energimyndigheten¹ via programmet *Framtidens elsystem* samt av Energiforsks Vätgasprogram: *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen*. Energiforsks Vätgasprogram har mellan 2021 och 2025 finansierats av Alfa Laval Nordic, El i norr, EnBW Sverige, Energiföretagen Sverige, Eskilstuna Strängnäs Energi och Miljö (ESEM), Eulos vind, Euromekanik, Falkenberg Energi, FuGen Energi, Green Power Sweden, Göteborg Energi, Hitachi Energy, JUMO Mätteknik, Jämtkraft, Jönköping Energi, Karlstad Energi, Kraftringen, Leva i Lysekil, Mälarenergi, Nordion Energi, Oxelö Energi, Permascand, Rabbalshede Energi, Region Stockholm, Region Örebro län, RWE, Siemens Energy, Skellefteå Kraft, Svea Vind Offshore, Svenska kraftnät, Svenskt näringsliv, Tekniska verken i Linköping, Toyota, Umeå Energi, Uniper (Sydkraft Hydrogen), Varberg Energi, Vasa Vind och Öresundskraft.

Vi vill rikta ett stort tack till alla som på olika sätt bidragit till projektets genomförande - genom medverkan i analysarbetet, i referensgruppen eller som finansiärer. Ett engagemang har varit avgörande för att vi kunnat genomföra arbetet med den bredd och kvalitet som varit målsättningen.

Katja Åström, Energiforsk

¹ I ansökan till Energimyndigheten benämndes projektet *Vätgasens samlade påverkan på elsystemet och dess roll i energi- och klimatomställningen – En system- och syntesstudie om vätgas och elektrobränslets roll i framtidens sektorkopplade energisystem*, för att tydligare särskilja det från Energiforsks vätgasprogram.

SAMMANFATTNING

Vätgas och vätgasbaserade elektrobränslen framhålls ofta som strategiskt viktiga i Sveriges och Europas energi- och klimatomställning. De kan bidra till att minska utsläpp i sektorer som är svåra att direktelektrifiera och skapa nya möjligheter till sektorkoppling, samt har potential att öka flexibiliteten i energisystemet och stärka försörjningstryggheten. Samtidigt innebär en storskalig introduktion av vätgas omfattande möjligheter och utmaningar för elsystemet, resursanvändningen, infrastrukturen och samhällsekonomin.

Inom projektet *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen (VREK)* har olika utvecklingsvägar för vätgas och elektrobränslen analyserats. Målet har varit att fördjupa förståelsen för vilka roller vätgas och elektrobränslen kan spela i Sveriges energi- och klimatomställning, samt vilka förutsättningar och konsekvenser olika utvecklingsvägar kan medföra för energisystemet och samhället i stort. I rapporten spänns ett potentiellt utfallsrum av möjliga utvecklingsvägar upp, och analysen belyser hur tekniska, ekonomiska, institutionella och aktörsrelaterade faktorer samverkar och påverkar utvecklingen av vätgasområdet. Ambitionen är att bidra med underlag som kan stödja industri, energibolag, offentliga aktörer och beslutsfattare i strategiska vägval kring vätgasens framtida roll i Sverige.

Den använda metodiken bygger på en kombination av synteser av resultat från Energiforsks vätgasprogram och annan relevant forskning, kvantitativ energisystemmodellering samt intervjuer, workshops och dialoger med aktörer från industri, energibransch, transportsektor, myndigheter och regioner.

Rapporten är disponerad på följande sätt: Efter inledningen i kapitel 1 presenteras vätgasens möjliga roller i Sveriges energi- och klimatomställning i kapitel 2. Kapitel 3 beskriver de scenarier och det analytiska ramverk som ligger till grund för rapportens analyser. Kapitel 4 till 11 utgör resultatdelen, där varje kapitel fördjupar sig i särskilt viktiga aspekter för vätgasens utveckling. Slutligen sammanfattas slutsatser och rekommendationer i kapitel 12.

Nedan följer en översikt av några av projektets viktigaste insikter, med hänvisningar till rapportens olika kapitel.

Vätgasens roller i energisystemet

Analysen visar att vätgas och elektrobränslen kan fylla flera olika roller i det svenska energisystemet:

- som insatsvara i industriella processer, särskilt där omställningsalternativen är få,
- som byggsten för elektrobränslen i transportsektorn, särskilt för flyg, sjöfart och tunga transporter,
- som flexibilitetsresurs genom främst styrbar elförbrukning och energilagring på tidsskalor som kompletterar andra flexibilitetslösningar, men möjligen även genom planerbar elproduktion,

- som möjliggörare för sektorkoppling och resurseffektivitet genom tillvaratagande av restvärme och syrgas,
- som komponent i ett mer robust energisystem, inklusive beredskapssituationer.

Det är samtidigt tydligt att vätgas inte är en universallösning. Direkt användning av vätgas för uppvärmning och personbilar förväntas få en begränsad betydelse i Sverige. Dessutom är den klimatmässiga nyttan av vätgas starkt beroende av tillgången till fossilfri el och, när det gäller elektrobränslen, tillgången till hållbara koldioxidkällor.

Vätgasens möjliga roller i Sveriges energi- och klimatomställning beskrivs i kapitel 2.

Scenarier och analytiskt ramverk

För att hantera den komplexitet som präglar vätgasens utveckling har det i projektet tagits fram en scenariokarta som används genomgående i rapporten (se Figur 2 på sida 21). Scenariokartan utgår från två övergripande dimensioner: (i) antalet producenter av vätgas och (ii) antalet användare av vätgas. Kombinationen av dessa dimensioner ger fyra kvadranter som representerar olika strukturella utvecklingsvägar, från centraliserade system med få producenter och få användare till mer distribuerade system med många producenter och många användare. Kartan specificerar inte hur vätgasen produceras, vad den används till eller i vilka volymer, utan fungerar som ett analytiskt ramverk som möjliggör jämförelser av förutsättningar och konsekvenser mellan olika utvecklingsvägar.

Framtidens vätgassystem kommer sannolikt inte att vara statiskt eller låst vid en utvecklingsväg. I stället förväntas systemet vara dynamiskt och förändras över tid, i takt med att vätgasanvändning, infrastruktur och marknader utvecklas. Scenariokartan är därför inte tänkt att peka ut en "rätt" väg, utan används för att tydliggöra vilka olika vägval som finns, vilka förutsättningar som krävs för att de ska kunna realiseras, och vilka konsekvenser de olika alternativen kan få.

Kapitel 3 beskriver de scenarier som har analyserats inom projektet, samt den scenariokarta med olika utvecklingsvägar som rapporten återkommande refererar till.

Efterfrågan på vätgas och påverkan på elsystemet

Sammanställningen av undersökta studier visar på betydande variation i bedömningarna av hur stor efterfrågan på vätgas kan bli till år 2050, vilket i sin tur speglar en stor osäkerhet kring den framtida utvecklingen. I de scenarier som har modellerats inom detta projekt uppskattas efterfrågan på vätgas till mellan cirka 25 och 75 TWh vätgas, vilket motsvarar ett elbehov på ungefär 40–115 TWh el.

För så kallade envalsaktörer, det vill säga aktörer som har få eller inga realistiska alternativ till vätgas i sin omställning, såsom stål- och kemikalieindustri, antas efterfrågan vara konstant mellan de olika analyserade scenarierna. Det är i stället flervälsaktörer, exempelvis inom transportsektorn, som kan välja mellan el, biobränslen, vätgas och elektrobränslen, som står för de största skillnaderna mellan utvecklingsvägarna. Scenarier med hög vätgasanvändning

innebär därför inte bara större volymer, utan också att fler aktörer och användningsområden tillkommer, vilket i sin tur ställer högre krav på samordning mellan olika sektorer och aktörer.

I scenarier där vätgas och elektrobränslen produceras i stor skala ökar elbehovet kraftigt. Den totala elproduktionen i Sverige bedöms i dessa fall behöva ligga i intervallet 220–300 TWh år 2050. Den ökade elproduktionen väntas till stor del komma från tillkommande vind- och solkraft, även med nuvarande planer på ytterligare investeringar i kärnkraft.

Kapitel 4. *Effekter på energisystemet* inleds med en analys av hur efterfrågan och produktion av vätgas och elektrobränslen kan komma att utvecklas framåt, se särskilt 4.1.

Flexibilitet, lagring och gasturbiner

För att elsystemet ska kunna hantera variationer i produktion och efterfrågan, särskilt när andelen vind- och solkraft ökar, behövs olika former av flexibilitet. Vätgaslager utgör en viktig strategisk resurs för att lagra energi och jämna ut dessa variationer över tid. Modellresultaten visar att det kan behövas mellan 45 och 228 GWh lagringskapacitet i underjordiska berggrum och ytterligare 7–25 GWh i mindre tanklager. Behovet av lagring är generellt större i södra Sverige, där efterfrågan på el är högre och tillgången på lokal elproduktion är mer begränsad, vilket gör systemet mer känsligt för variationer.

Vätgasdrivna gasturbiner kan fungera som en strategisk reserv och bidra till leveranssäkerheten i ett elsystem med mycket vind- och solkraft. De är särskilt värdefulla för att täcka längre perioder med underskott på el, snarare än för att balansera variationer från timme till timme. Dock innebär användningen av vätgas i gasturbiner att en del av energin går förlorad vid omvandlingen från el till vätgas och tillbaka till el (så kallat verkningsgradstapp), vilket gör denna lösning mindre ekonomiskt konkurrenskraftig i Sverige jämfört med länder som har färre andra alternativ för flexibel kraftproduktion.

I 4.3 beskrivs behovet av energilager och annan flexibilitet.

Infrastruktur

Analyserna visar att det inte finns någon universell optimal lösning för var vätgasproduktion bör lokaliseras eller om elnät eller vätgasledning är det bästa valet för distribution. Ofta har infrastrukturkostnaderna en relativt liten påverkan på den totala produktionskostnaden för slutprodukter som stål och elektrobränslen. I stället är möjligheten att få elnätsanslutning och tillgång till konkurrenskraftiga elpriser avgörande faktorer för var vätgasproduktion etableras.

Andra lokala förutsättningar, policy, acceptans och samverkan mellan olika aktörer kan också skapa för- eller nackdelar för olika infrastrukturval. Dessutom kan långa leddider, osäkra regelverk och beroenden mellan el- och vätgassystem leda till flaskhalsar eller underutnyttjad kapacitet. Därför bedöms samordnad planering och tydligare spelregler vara avgörande för en effektiv och hållbar utveckling av infrastrukturen för el och vätgas i Sverige.

Infrastruktur för el och vätgas beskrivs närmare i 4.4.

Policy, styrmedel och institutionella förutsättningar

Utvecklingen av vätgas i Sverige hämmas idag av avsaknaden av långsiktiga och samordnade styrmedel. Trots att det finns många policyinitiativ på både EU-nivå och nationell nivå, där flera främst riktar sig mot användarsidan, har dessa ännu inte lyckats skapa den efterfrågan som krävs för att driva en bred marknadsutveckling för vätgas och elektrobränslen. Detta är särskilt utmanande för så kallade flervälsaktörer, som påverkas starkt av affärsrisker, höga kapitalkostnader och osäkerhet kring framtida policy. Samtidigt bedöms kostnadsgapet mellan vätgasbaserade och fossila alternativ bestå under överskådlig tid.

För att minska investeringsriskerna och påskynda utvecklingen pekar resultaten på behovet av kompletterande styrmedel. Exempel på sådana är differenskontrakt, tydligare ekonomisk differentiering mellan fossila och förnybara alternativ samt mekanismer för riskdelning mellan offentliga och privata aktörer. En tydlig nationell strategi med långsiktiga mål och förutsägbara spelregler framstår som avgörande för att samordningen ska fungera, investeringar ska kunna realiseras i tid och aktörer våga ta de risker som krävs för att olika utvecklingsvägar ska bli möjliga.

I kapitel 6 har policy och styrmedel analyserats med avseende på nuläge och utmaningar.

Sveriges roll i ett framväxande europeiskt vätgassystem

Sverige har goda förutsättningar att bidra till Europas utveckling med kraftigt ökad produktion och användning av fossilfri vätgas. Landets tillgång till fossilfri el, möjligheter till fortsatt utbyggnad av förnybar el till konkurrenskraftiga priser och en stark industriell bas skapar potential både för att möta inhemska behov och för att på sikt delta aktivt på den europeiska vätgasmarknaden. Vilken roll Sverige faktiskt får kommer dock i hög grad att avgöras av strategiska vägval och vilka investeringar som görs.

Samtidigt innebär Sveriges geografiska läge vissa utmaningar. De långa avstånden till Europas stora efterfrågecentra och dagens begränsningar i el- och vätgasinfrastruktur gör att en omfattande export inte är självklar. På kort och medellång sikt bedöms därför svensk vätgasproduktion främst möta inhemska behov. En mer aktiv exportroll kan bli aktuell på längre sikt, men förutsätter en samordnad utbyggnad av infrastruktur, tydliga nationella prioriteringar och ett aktivt deltagande i europeisk samverkan kring marknader och regelverk.

Det är också möjligt att Sverige i framtiden kan komma att importera vätgas eller vätgasderivat, till exempel om det uppstår flaskhalsar i elproduktionen, om priset på importerad vätgas är konkurrenskraftigt, eller om vissa industrier behöver säkra leveranser. Därför är det viktigt att svensk strategi och infrastrukturutbyggnad även tar höjd för möjligheten till både import och export av vätgas.

Sveriges möjliga roll i vätgaseuropa beskrivs i kapitel 7.

Robusthet och säkerhet i ett framtida vätgassystem

Vätgas kan bidra till ökad robusthet i energisystemet genom ökad flexibilitet, lagringsmöjligheter och redundans, men introducerar samtidigt nya beroenden som kräver medveten systemdesign och riskanalys.

Säkerhetsaspekterna blir allt viktigare i takt med att vätgas får en större roll i energi- och klimatomställningen. När produktion, lagring och distribution av vätgas ska byggas ut i större skala ställs högre krav på standarder, regelverk och utbildning. Vätgasen har vissa unika egenskaper som kräver särskild riskhantering, men det finns värdefulla erfarenheter att bygga vidare på från både industriell vätgasanvändning och distribution av andra gaser. För att säkerställa en fortsatt säker och robust vätgashantering i Sverige utvecklas nu nya branschstandarder och riktlinjer, samtidigt som kunskap och erfarenheter från andra sektorer och länder tas tillvara. En stark säkerhetskultur och kontinuerlig kompetensutveckling bidrar till att möta framtidens krav och skapa förtroende för vätgasens roll i samhället.

Vätgasens roll i ett robust energisystem beskrivs i kapitel 8, medan olika säkerhetsaspekter beskrivs närmare i Kapitel 9.

Vätgasens realisering avgörs av ekonomi, riskdelning och acceptans.

Sammanfattningsvis finns tekniken till stor del redan på plats, men om fler vätgasprojekt ska bli verklighet krävs långsiktiga spelregler, affärsmodeller som fördelar risk på ett rimligt sätt och ett aktivt arbete med lokal och samhällelig acceptans. När industriella drivkrafter, systemnytta och samhällsintressen kan mötas i gemensamma lösningar ökar sannolikheten för att vätgasens potential i Sveriges energi- och klimatomställning, liksom för stärkt försörjningstrygghet, faktiskt förverkligas.

Mer om aktörer och drivkrafter finns att läsa i kapitel 10 och i kapitel 11 beskrivs slutligen viktiga förutsättningar för att vätgasen ska kunna få en betydande roll i Sveriges energi- och klimatomställning.

EXECUTIVE SUMMARY

Hydrogen and hydrogen-based electrofuels are often highlighted as strategically important for Sweden's and Europe's energy and climate transition. They can help reduce emissions in sectors that are difficult to electrify directly, create new opportunities for sector coupling, and have the potential to increase flexibility in the energy system and strengthen security of supply. At the same time, large-scale introduction of hydrogen brings significant opportunities and challenges for the electricity system, resource use, infrastructure, and the national economy.

In the project *The Role of Hydrogen in the Energy and Climate Transition (VREK)*, various development pathways for hydrogen and electrofuels have been analyzed. The aim has been to increase understanding of the roles that hydrogen and electrofuels may play in Sweden's energy and climate transition, as well as the conditions and consequences that different development paths entail for the energy system and society at large. The report explores a potential range of possible development trajectories, and the analysis highlights how technical, economic, institutional, and actor-related factors interact to drive hydrogen development in different directions. The ambition is to provide a knowledge base that can be used by industry, energy companies, public actors, and policymakers in making strategic choices regarding the role of hydrogen in Sweden.

The methodology is based on a combination of synthesis of results from Energiforsk's hydrogen program and other relevant research, quantitative energy system modeling, as well as interviews, workshops, and dialogue with stakeholders from industry, the energy sector, transport, authorities, and regions.

The report is structured as follows: After the introduction in Chapter 1, the possible roles of hydrogen in Sweden's energy and climate transition are presented in Chapter 2. Chapter 3 describes the scenarios and the analytical framework that underpin the report's analyses. Chapters 4 to 11 constitute the results section, where each chapter delves into particularly important aspects of hydrogen development. Finally, conclusions and recommendations are summarized in Chapter 12.

Below is a summary of some of the project's key insights, with references to the respective chapters.

The roles of hydrogen in the energy system

The analysis shows that hydrogen and electrofuels can play several different roles in the Swedish energy system:

- as a feedstock in industrial processes, especially where alternatives for transition are few,
- as a building block for electrofuels in the transport sector, particularly for aviation, shipping, and heavy transport,

- as a flexibility resource, mainly through controllable electricity consumption and energy storage on timescales that complement other flexibility solutions, but possibly also through dispatchable electricity production,
- as an enabler for sector coupling and resource efficiency by utilizing waste heat and oxygen,
- as a component in a more robust energy system, including preparedness situations.

At the same time, hydrogen is not a universal solution. Direct use of hydrogen for heating and passenger cars is expected to play a limited role in Sweden. Moreover, the climate benefit of hydrogen is highly dependent on access to fossil-free electricity and, for electrofuels, access to sustainable carbon dioxide sources.

The possible roles of hydrogen in Sweden's energy and climate transition are described in Chapter 2.

Scenarios and analytical framework

To address the complexity characterizing hydrogen's development, a scenario map has been developed and is used throughout the report (see Figure 2 on page 16). The scenario map is based on two overarching dimensions: (i) the number of hydrogen producers and (ii) the number of hydrogen users. The combination of these dimensions yields four quadrants representing different structural development paths, from centralized systems with few producers and few users to more distributed systems with many producers and many users. The map does not specify how hydrogen is produced, what it is used for, or in what volumes, but serves as an analytical framework that enables comparison of conditions and consequences between different development paths.

The future hydrogen system is unlikely to be static or locked into a single development path. Instead, the system is expected to be dynamic and change over time, as hydrogen use, infrastructure, and markets evolve. The scenario map is therefore not intended to point to a "right" path, but is used to clarify the different choices available, the conditions required for their realization, and the consequences of the various alternatives.

Chapter 3 describes the scenarios analyzed in the project, as well as the scenario map with different development paths that the report repeatedly refers to.

Hydrogen demand and impact on the electricity system

A review of the studies examined shows significant variation in estimates of how large hydrogen demand may become by 2050, which in turn reflects considerable uncertainty about future developments. In the scenarios modeled within this project, hydrogen demand is estimated at between approximately 25 and 75 TWh, corresponding to an electricity demand of about 40–115 TWh.

For so-called "single-option actors"—that is, actors with few or no realistic alternatives to hydrogen in their transition, such as the steel and chemical industries—demand is assumed to be constant across the different scenarios analyzed. Instead, it is the "multi-option actors," for

example in the transport sector, who can choose between electricity, biofuels, hydrogen, and electrofuels, that account for the largest differences between development paths. Scenarios with high hydrogen use therefore mean not only larger volumes, but also that more actors and areas of use are added, which in turn places greater demands on coordination between different sectors and actors.

In scenarios where hydrogen and electrofuels are produced on a large scale, electricity demand increases sharply. In these cases, total electricity production in Sweden is estimated to need to be in the range of 220–300 TWh by 2050. The increased production is expected to come largely from additional wind and solar power, even considering the current plans for additional investments in nuclear.

Chapter 4, *Effects on the energy system*, begins with an analysis of how demand and production of hydrogen and electrofuels may develop going forward, see especially 4.1.

Flexibility, storage, and gas turbines

To enable the electricity system to handle variations in production and demand, especially as the share of wind and solar power increases, various forms of flexibility are needed. Hydrogen storage constitutes an important strategic resource for storing energy and evening out these variations over time. Model results show that between 45 and 228 GWh of storage capacity may be needed in underground caverns, and an additional 7–25 GWh in smaller tank storage. The need for storage is generally greater in southern Sweden, where electricity demand is higher and local electricity production is more limited, making the system more sensitive to variations.

Hydrogen-fueled gas turbines can serve as a strategic reserve and contribute to security of supply in an electricity system with a high share of wind and solar power. They are particularly valuable for covering longer periods of electricity deficit, rather than balancing hour-to-hour variations. However, the use of hydrogen in gas turbines means that some energy is lost in the conversion from electricity to hydrogen and back to electricity (so-called efficiency loss), making this solution less economically competitive in Sweden compared to countries with fewer other options for flexible power production.

Section 4.3 describes the need for energy storage and other forms of flexibility.

Infrastructure

The analyses show that there is no universally optimal solution for where hydrogen production should be located or whether the electricity grid or hydrogen pipelines are the best choice for distribution. Infrastructure costs often have a relatively small impact on the total production cost for end products such as steel and electrofuels. Instead, the ability to obtain grid connections and access to competitive electricity prices are decisive factors for where hydrogen production is established today.

Other local conditions, policy, acceptance, and collaboration between different actors can also create advantages or disadvantages for different infrastructure choices. In addition, long lead times, uncertain regulations, and dependencies between the electricity and hydrogen

systems can lead to bottlenecks or underutilized capacity. Therefore, coordinated planning and clearer rules are considered crucial for the efficient and sustainable development of electricity and hydrogen infrastructure in Sweden.

Infrastructure for electricity and hydrogen is described in more detail in section 4.4.

Policy, instruments, and institutional conditions

The development of hydrogen in Sweden is currently hampered by the lack of long-term and coordinated policy instruments. Although there are many policy initiatives at both EU and national levels, several of which are primarily aimed at the user side, these have not yet succeeded in creating the demand needed to drive broad market development for hydrogen and electrofuels. This is particularly challenging for so-called multi-option actors, who are strongly affected by business risks, high capital costs, and uncertainty about future policy. At the same time, the cost gap between hydrogen-based and fossil alternatives is expected to persist for the foreseeable future.

To reduce investment risks and accelerate development, the results point to the need for complementary policy instruments. Examples include contracts for difference, clearer economic differentiation between fossil and renewable alternatives, and mechanisms for risk-sharing between public and private actors. A clear national strategy with long-term goals and predictable rules appears crucial for coordination to function, for investments to be realized in time, and for actors to be willing to take the risks required for different development paths to become possible.

Chapter 6 analyzes policy and instruments with regard to the current situation and challenges.

Sweden's role in an emerging European hydrogen system

Sweden has strong potential to contribute to Europe's development, characterized by a sharp increase in the production and use of fossil-free hydrogen. The country's access to fossil-free electricity, opportunities for continued expansion of renewable electricity at competitive prices, and a strong industrial base create potential both to meet domestic needs and, in the longer term, to participate actively in the European hydrogen market. However, Sweden's actual role will largely be determined by strategic choices and future investments.

At the same time, Sweden's geographical location presents certain challenges. The long distances to Europe's major demand centers and current limitations in electricity and hydrogen infrastructure mean that large-scale export is not a given. In the short and medium term, Swedish hydrogen production is therefore expected to primarily meet domestic needs. A more active export role may become relevant in the longer term, but this requires coordinated infrastructure expansion, clear national priorities, and active participation in European cooperation on markets and regulations.

It is also possible that Sweden in the future may import hydrogen or hydrogen derivatives, for example if bottlenecks arise in electricity production, if the price of imported hydrogen is competitive, or if certain industries need to secure supplies. Therefore, it is important that

Swedish strategy and infrastructure development also take into account the possibility of both import and export of hydrogen.

Sweden's possible role in the European hydrogen landscape is described in Chapter 7.

Robustness and safety in a future hydrogen system

Hydrogen can contribute to increased robustness in the energy system through greater flexibility, storage opportunities, and redundancy, but at the same time introduces new dependencies that require conscious system design and risk analysis.

Safety aspects are becoming increasingly important as hydrogen is about to play a more significant role in the energy and climate transition. As production, storage, and distribution of hydrogen are expanded on a larger scale, higher demands are placed on standards, regulations, and training. Hydrogen has certain unique properties that require special risk management, but there is valuable experience to build on from both industrial hydrogen use and the distribution of other gases. To ensure continued safe and robust hydrogen management in Sweden, new industry standards and guidelines are being developed, while knowledge and experience from other sectors and countries are being utilized. A strong safety culture and continuous competence development help meet future requirements and build confidence in hydrogen's role in society.

Hydrogen's role in a robust energy system is described in Chapter 8, while various safety aspects are described in more detail in Chapter 9.

The realization of hydrogen depends on economics, risk-sharing, and acceptance

In summary, much of the technology is already in place, but for more hydrogen projects to become a reality, long-term rules, business models that distribute risk appropriately, and active work with local and societal acceptance are required. When industrial drivers, system benefits, and societal interests can be combined in joint solutions, the likelihood increases that hydrogen's potential in Sweden's energy and climate transition, as well as for strengthened security of supply, will be realized.

More about actors and drivers can be found in Chapter 10, and Chapter 11 finally describes key conditions for hydrogen to play a significant role in Sweden's energy and climate transition.

1. INLEDNING

Vätgas och vätgasbaserade elektrobränslen lyfts ofta fram som strategiskt viktiga delar av energi- och klimatomställningen, både i Sverige och internationellt. Deras potential att minska utsläpp i svåråtkomliga sektorer, erbjuda flexibilitet i elsystemet, möjliggöra export av fossilfria produkter och stärka försörjningstryggheten har väckt intresse hos industri, beslutsfattare och forskarsamhälle.

Efter tidigare cykler av entusiasm och tveksamhet fick vätgasfrågan förnyad aktualitet under 2020, då EU:s vätgasstrategi² lanserades med såväl ambitiösa mål som stora medel allokerade för vätgassatsningar. Strategin blev en katalysator som följdes av flera nationella vätgasstrategier och en kraftig ökning av stora och små vätgasprojekt runt om i Europa. Även i Sverige har flera större industrisatsningar påbörjats under de senaste åren, samtidigt som andra pausats eller omvärderats, vilket tyder på ett osäkert investeringslandskap för vätgas. Samtidigt har omvärldsläget förändrats kraftigt sedan EU:s vätgasstrategi lanserades, med ökad geopolitisk osäkerhet och delvis skiftat samhällsfokus från klimatpåverkan till robusthet och beredskap. Det nya läget skapar både möjligheter och förstärker osäkerheter i vätgasbranschens utveckling.

Storskalig produktion och användning av vätgas, särskilt elektrolysbaserad, kan leda till omfattande påverkan på både det svenska och europeiska energisystemet. Därmed är det centralt att förstå såväl förutsättningar för som konsekvenser av olika utvecklingsvägar. Frågan är inte bara hur mycket vätgas som kan komma att behöva produceras de närmsta årtiondena, utan också var, av vem, för vem, och på vilka villkor. För att förstå vätgasens möjliga framtida roller, och vad som krävs för att dessa ska kunna realiseras, behövs systemövergripande analyser som beaktar tekniska, ekonomiska, institutionella och aktörmässiga dimensioner parallellt.

Mot denna bakgrund har *projektet Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen (VREK)* genomförts som en kombinerad syntes- och systemstudie av Profu, Chalmers tekniska högskola, Sweco och Energiforsk. Projektet fungerar som syntesprojekt för *Energiforsks vätgasprogram (2022–2025)* och har delfinansierats av Energimyndigheten inom programmet *Framtidens elsystem*³. Målet har varit att öka kunskapen om vätgasens möjliga roller i omställningen, och vilka konsekvenser dessa kan få för energisystemet, klimatmålen och samhället i stort.

² Europeiska kommissionen. *MEDDELANDE FRÅN KOMMISSIONEN TILL EUROPAPARLAMENTET, RÅDET, EUROPEISKA EKONOMISKA OCH SOCIALA KOMMITTÉN SAMT REGIONKOMMITTÉN En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa*. COM (2020) 301 final. 2020.

³ Energimyndigheten. *Framtidens elsystem*. 2020. Läs mer här: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/elsystem/framtidens-elsystem/>

1.1 Syfte

Syftet är att undersöka vilken roll vätgas och elektrobränslen kan få i Sveriges energi- och klimatomställning samt dess samverkan med och påverkan på energisystemet. Fokus ligger både på konsekvenser av olika utvecklingsvägar och på de tekniska, ekonomiska och institutionella förutsättningar som krävs för att dessa ska kunna realiseras. Målet med projektet är att identifiera ett antal roller för vätgas och elektrobränslen, sätta i olika sammanhang som tillsammans spänner upp ett potentiellt utfallsrum. Analysen ämnar tydliggöra vad realisering av olika roller kan innebära för energisystemet, samhället och klimatomställningen, samt vilka förutsättningar som krävs för att rollerna ska förverkligas.

1.2 Metod och genomförande

Projektet bygger på en kombinerad syntes- och systemanalys. Syntesarbetet har huvudsakligen baserats på resultat från Energiforsks vätgasprogram 2022 – 2025, medan systemanalysen främst bygger på ny forskning från Chalmers tekniska högskola och Profu. Dessa har kompletterats med insikter från andra svenska lärosäten, internationella studier samt intervjuer, workshops och dialoger med aktörer inom industri, energibransch, transportsektor och offentlig sektor.

Modellbeskrivningar

För att belysa konsekvenser i ett systemperspektiv har syntesen kompletterats med riktade systemanalyser av särskilt viktiga frågeställningar. Här har kvantitativa energisystemmodeller använts, med fokus på det svenska el- och fjärrvärmesystemet i ett framtidsperspektiv.

Många resultat som presenteras i denna rapport, särskilt i kapitel 4, bygger på insikter från fyra till varandra kompletterande modeller. Varje modell belyser olika delar av energisystemet och bidrar med specifika typer av resultat:

- **SVENG**, en modell som beskriver framtida vätgasbehov i Europa med hög geografisk upplösning, används för att analysera var och i vilken omfattning vätgas efterfrågas i olika sektorer och regioner.
- **Multinode**, en investerings- och dispatchmodell för Europas elsystem, används för att beräkna hur elproduktion, lagring och överföring påverkas av ett nytt elbehov från vätgasproduktion.
- **TIMES-NORDIC**, en långsiktig, kostnadsminimerande modell av det nordeuropeiska energisystemet, används för att analysera den övergripande omställningen i hela energisystemet, inklusive framtida investeringar, teknikspridning och bränsleanvändning.
- **EPOD**, en dispatchmodell av det nordeuropeiska elsystemet med en detaljerad värmesektor, används för att studera samspelet mellan el-, värme- och vätgasproduktion samt möjligheterna till restvärmeutnyttjande och flexibilitet.

Tillsammans ger modellerna ett helhetsperspektiv: från efterfrågan på vätgas, till elsystemets anpassning, energisystemets långsiktiga utveckling och hur det påverkar värme- och kraftsektorn i Sverige.

SVENG (Simulating Vehicle Energy Needs Geospatially) är en "bottom-up", geografiskt detaljerad modell för att simulera vätgasbehovet i Europa under olika scenarier, för år 2050. Modellens resultat visar mängd vätgas för olika slags användare både i form av volymer och geografisk plats. När det gäller vätgasbehovet för lastbilar beräknar modellen ett viktat energibehov för vägsträckor utefter Europas stora huvudvägar (Ten-T), med hänsyn till specifika lokala förhållanden som höjdskillnader och hastighetsbegränsningar för varje vägsträcka längs varje rutt. Modellen kan hantera stora mängder data. För Löfving m.fl. (2025)⁴ användes 0,6 miljoner rader med rutten från start till destination för godsflöden med 17 000 noder. I Löfving m.fl. (2026)⁵ användes SVENG till att simulera fördelning av vätgas- och energibehov för flyg, sjöfart och övriga delar av vägsektorn, kombinerat med framtida potentiella industriella vätgasanvändare som ammoniakfabriker, ståltillverkare, producenter av kemikalier med högt värde (HVC) och elektrobränsletillverkare (vilket antas ske i befintliga raffinaderier)⁵.

Multinode är en modell som kan användas för att analysera hur ett nytt behov av vätgas, som produceras genom elektrolys, kan mötas genom kostnadseffektiva investering i elproduktion och lagringstekniker i Europas elsystem till år 2050. I denna studie har modellen körts för år 2050 med 1-timmars upplösning och antagit noll koldioxidutsläpp från elsystemet. Modellen kan göra investeringar i alla typer av koldioxidfria kraftslag, samt lagring av el, värme och vätgas för att möta ett givet elbehov. Bilaga 3 inkluderar möjliga kraftslag och lagringstekniker som modellen kan investera i och några av deras egenskaper och kostnader. Även om fokus i rapporten ligger på Sverige så modelleras hela Europas elsystem för att ta hänsyn till import och export av el mellan regioner. Vätgas kan däremot inte handlas mellan regioner utan måste produceras i samma region som den används. Bilaga 3 visar vilka regioner som modelleras. Transmissionskapacitet mellan två regioner är satt till vad som förväntas vara på plats av ENTSO-E till 2040⁶. Modellen kan investera i ny kärnkraft i Europa men i Sverige är den fixerad till 4,9 GW (dvs. samma kapacitet som vi har idag). För en mer detaljerad beskrivning av Multinode se Göransson och Johnsson (2023)⁷ och Öberg m.fl. (2025)⁸.

TIMES- NORDIC är en energisystemmodell som beskriver hela det svenska energisystemets långsiktiga utveckling fram till 2060. Modellen omfattar både tillförsel- och användarsidan, el,

⁴ Löfving, J., Brynolf, S., Grahm, M. (2025). Geospatial distribution of hydrogen demand and refueling infrastructure for long-haul trucks in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 128, 544-558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.257>

⁵ Löfving J, Brynolf S, Grahm M, Öberg S, Taljegard, M. (2026). Resource requirements and consequences of large-scale hydrogen use in Europe. *Nature Sustainability*. In Press

⁶ ENTSO-E. (2022). *System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040*. Brussels, Belgium

⁷ Göransson, L., Johnsson, F., Öberg, S., Bertilsson, J., Kuhrmann, L., Mattsson, N., Chen, P. (2025). *Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna*. Rapport i forskningsprogrammet Mistra Electrification.

⁸ Öberg, S, Johnsson, F., and Odenberger, M. (2025). The impact of inter-annual weather variations on energy storage and flexible generation—a UK case study. *Energy*, 335. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137780>

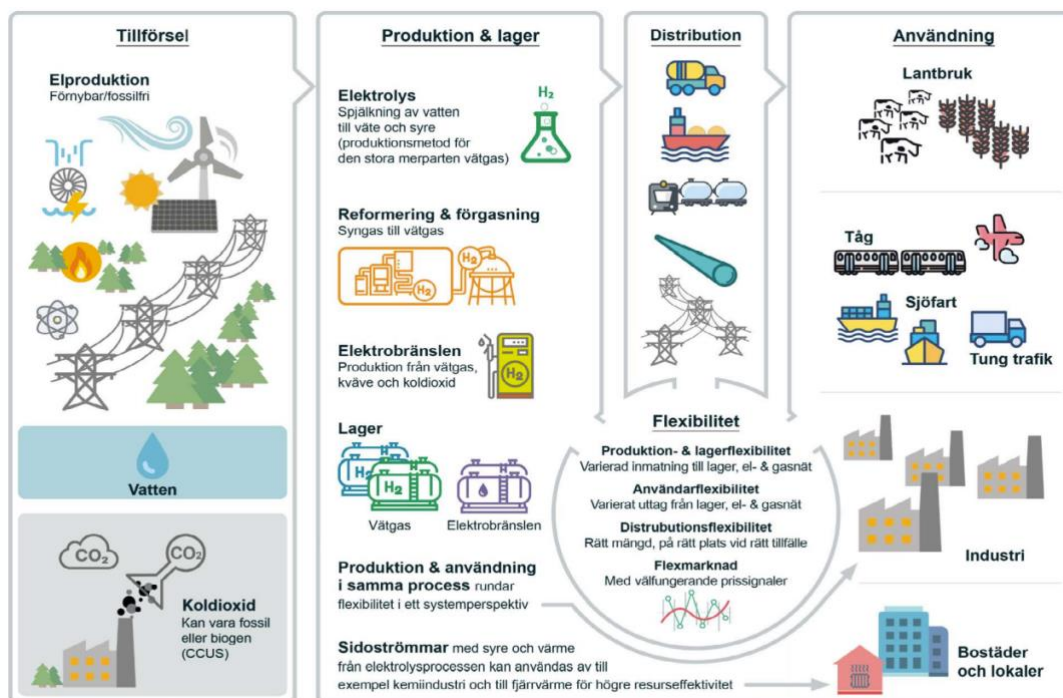
fjärrvärme, industri, transporter, bostäder och service, samt el- och fjärrvärmeförsörjningen i övriga Norden (Danmark, Finland, Norge) och i Tyskland, Polen och de baltiska länderna. TIMES- NORDIC är en kostnadsminimerande, dynamisk modell som identifierar den mest kostnadseffektiva kombinationen av teknik- och bränsleanvändning givet tekniska, politiska och ekonomiska begränsningar. Investeringsbeslut i ett visst modellår påverkar och påverkas av tidigare och framtida beslut, vilket gör det möjligt att analysera hela omställningsförloppet. Modellen har en detaljerad beskrivning av både produktionstekniker (t.ex. el, fjärrvärme och förädlade bränslen), distributionssystem (elnät, fjärrvärmenät och gasinfrastruktur) och slutanvändning inom olika sektorer. Dess resultat används ofta som underlag för andra modeller, bland annat EPOD (se nedan), exempelvis vad gäller framtida investeringar i el- och fjärrvärmeproduktion, internationella överföringskapaciteter och priser på förnybara bränslen. För en mer detaljerad beskrivning av TIMES- NORDIC, se exempelvis Energimyndigheten (2025)⁹.

EPOD är en kostnadsoptimerande energisystemmodell av det nordeuropeiska elsystemet under ett specifikt framtida år (tex. 2035) med tidsupplösning på timbasis. Produktion av vätgas med elektrolys sker med el från elnätet och ska möta ett förutbestämt behov. Olika typer av vätgaslager och vätgaseldade gasturbiner samt förmåga att nyttja restvärme från elektrolys i befintliga fjärrvärmesystem, finns som tillval i modellen och nyttjas på olika sätt i modellerade scenarier. I modellen är stora delar av Sveriges fjärrvärme- och kraftvärmeproduktion detaljerat modellerad, "panna för panna". Resterande kraft- och fjärrvärmeproduktion modelleras som sammanslagna typsystem. Därigenom är det möjligt att med modellen analysera exempelvis hur restvärmeutnyttjande från vätgasproduktion kan påverka såväl lokala kraft- och fjärrvärmesystem som Sveriges energisystem i stort.

⁹ Energimyndigheten (2025). *Scenarier över Sveriges energisystem - Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp*. ER 2025:13.

2. BAKGRUND: ROLLER FÖR VÄTGAS I SVERIGES ENERGI- OCH KLIMATOMSTÄLLNING

Vätgas och vätgasbaserade elektrobränslen kan bli viktiga möjliggörare för att nå klimatmål, stärka försörjningstrygghet och skapa sektorkopplingar. Exempelvis kan vätgas fungera som insatsvara i industrin, komponent i transportbränslen, energibärare och flexibilitetsresurs i elsystemet. Produktion kan ske exempelvis genom elektrolys, förgasning eller reformering av natur- eller biogas. Figur 1 visar vätgasens värdekedja.



Figur 1. Värdekedja för vätgas, illustrerad av Daniel Anundi, Energimyndigheten. Källa: Energimyndigheten, 2021. Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak. ER 2021:34.¹⁰

Vätgasens relevans och effektivitet varierar mellan användningsområden och kan i vissa fall ersättas av mer kostnads- eller energieffektiva alternativ, som direkt använd el eller biomassa. Även aktörsstruktur, regelverk, infrastruktur och marknadslogik påverkar relevansen. Rapporter som *Clean Hydrogen Ladder*¹¹ och Energiforsks *The Potential of Hydrogen in a*

¹⁰ Energimyndigheten (2021). Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak. ER 2021:34.

¹¹ Liebreich, M. (2023). *Clean Hydrogen Ladder Version 5.0*. Liebreich Associates.

*Swedish Context*¹² bedömer att vätgasens roll blir störst där andra alternativ saknas eller är mindre effektiva. Det gäller särskilt inom tung industri, delar av transportsektorn och för systembalansering i elsystem med hög andel väderberoende elproduktion.

Den **industriella användningen** utgör den starkaste drivkraften i Sverige. Inom stål- och kemisektorn är fossilfri vätgas en nödvändig insatsvara för att nå klimatmålen. Även konstgödselproduktion med fossilfri vätgas kan bli aktuellt i Sverige framöver¹³.

Inom **transportsektorn** bedöms vätgas främst få en indirekt roll genom produktion av elektrobränslen för flyg, sjöfart och tunga vägtransporter, dvs transportslag där direkt elektrifiering är svår. Här avgör tillgången till infångad koldioxid, prisutvecklingen på el och styrmedlen för förnybara bränslen hur snabbt användningen kan växa. I dagsläget är det en öppen fråga hur stor roll direkt vätgasanvändning kan få i transportsektorn.

Utöver dessa användningsområden kan vätgas spela en roll som **flexibilitetsresurs i elsystemet**. Genom att styra elektrolysörer efter elpris eller tillgänglig elnätscapacitet kan produktion av vätgas bidra till balansering av elsystemet. Vätgaslagring över längre tidsperioder kan också bidra med flexibilitet, på en annan tidsskala än till exempel batterier, och stärker därmed energisystemets robusthet.

Som **energibärare** kan vätgas transporteras och lagras, antingen som ren gas eller som molekylär komponent i exempelvis ammoniak. Tekniker för storskalig lagring och transport av vätgas utvecklas snabbt, men kostnad och omvandlingsförluster är fortfarande begränsande faktorer för storskalig vätgastransport och lagring.

Beredskap och försörjningstrygghet är också en möjlig roll, där lokal vätgasproduktion och lagring kan hjälpa till vid störningar i energiförsörjningen, särskilt i nätmässigt svaga regioner. Samtidigt kan nya försörjningskedjor skapa nya risker och beroenden.

Vätgas kan dessutom bidra till **sektorkoppling och resurseffektivitet** genom att restprodukter som värme och syrgas från elektrolys tas tillvara, exempelvis i fjärrvärmesystem eller industriella processer. Direkt användning av vätgas för personbilar respektive elproduktion bedöms få en begränsad roll i Sverige, medan vätgas för uppvärmning sannolikt inte blir aktuell alls. I denna rapport analyseras flera av dessa roller vidare i olika scenarier med fokus på deras koppling till energisystemet och förutsättningar för att realiseras.

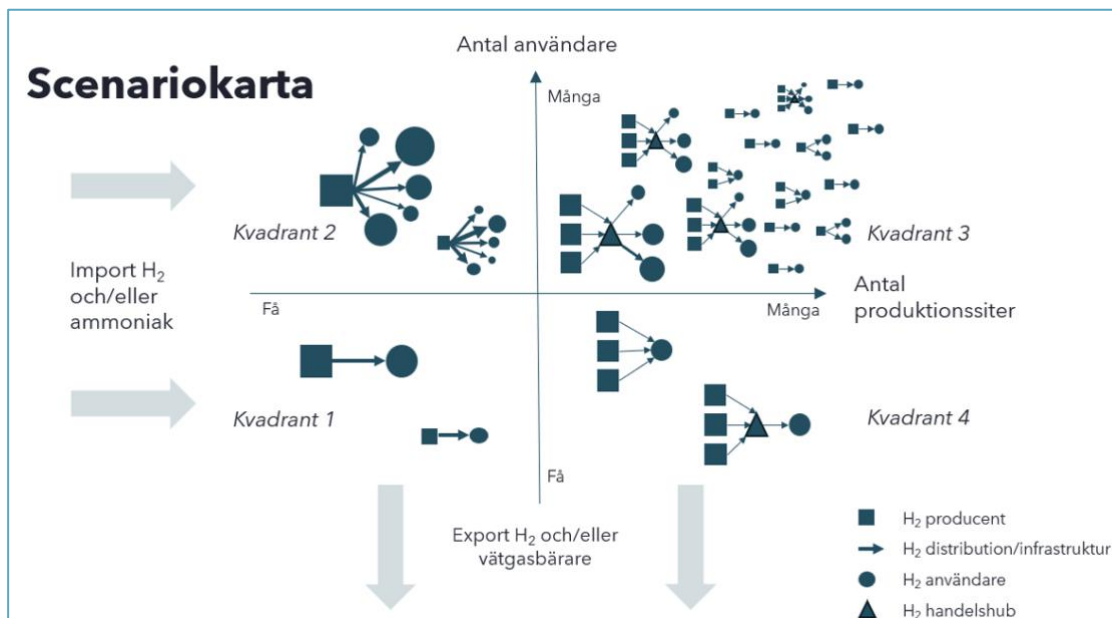
¹² Fagerström, A., Särnbratt, M., Hansson, J., Hernández Leal, M., Storm, B., Olsson, M., Lysenko, O., Harrie, P., Lindman, R., Hjort, A., Carlsson, A., Frost, M., Östling, E., Tsegai, B., Lindblad, E. (2024). *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context*. Energiforskrappport 2024:1011.

¹³ Power2Earth <https://www.power2earth.se/> är ett gemensamt initiativ från Fertiberia, Lantmännen och Nordion Energi med målet att etablera Sveriges första fossilfria anläggning för ammoniak och mineralgödsel i Luleå. Nyligen kom besked om att projektet inte kommer att fortsätta i sin nuvarande form, pga. avsaknad av en säker elnätsanslutning med tillräcklig kapacitet.

3. SCENARIER FÖR UTVECKLING AV VÄTGASPRODUKTION, - DISTRIBUTION OCH - ANVÄNDNING I SVERIGE

Som visat finns det många möjliga roller för vätgas i energi- och klimatomställningen. Hur dessa roller utvecklas påverkas i sin tur av andra delar av energisystemet, policyutveckling och industrins omställning. För att skapa struktur i denna komplexitet har en scenariokarta tagits fram. Den spänner upp ett potentiellt utfallsrum av olika framtidsscenarier för vätgasproduktion, -distribution och -användning i Sverige.

Scenariokartan (se Figur 2) utgår från två dimensioner: antalet producenter respektive antalet användare av vätgas. Den säger dock inget om hur produktionen sker, vad vätgasen används till, vilka mängder det handlar om eller vilka aktörer som är involverade.



Figur 2. Scenariokarta över olika utvecklingsvägar för framtidens vätgasproduktion i Sverige. Scenarierna bygger på två centrala frågeställningar: hur många kommer att använda vätgas i Sverige framöver – och hur många kommer att producera den?

Kartan syftar till att ge ett överskådligt ramverk för att formulera relevanta scenarier. Dessa scenarier kan i sin tur användas för att systematiskt analysera och jämföra vilka förutsättningar som krävs för att de ska kunna realiseras, samt vilka konsekvenser olika utvecklingsvägar kan få. Exempelvis kan förutsättningar som behövs, så som infrastruktur- och marknadsplatsbehov, nödvändig policy och allmänhetens acceptans, skilja sig åt mellan scenarier såväl inom kvadranter som mellan dem. På samma sätt kan konsekvenser, tex. elanvändning, elpriser, utsläpp och resiliens, från en viss utvecklingsväg skilja sig från konsekvenserna av en annan.

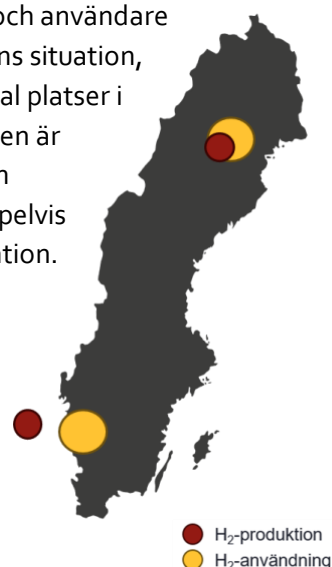
Scenarier från scenariokartan används genomgående i rapporten för att sätta förutsättningar och konsekvenser i relevanta sammanhang, där de kan jämföras och förstås i relation till varandra. Nedan beskrivs identifierade scenarier inom respektive kvadrant. Kartorna nedan visar exempel på produktions- och användarsiter.

1.1 Kvadrant 1: Få producenter – få användare

I kvadrant 1 inkluderas scenarier där ett begränsat antal producenter och användare av vätgas verkar i Sverige. Kvadranten motsvarar på många sätt dagens situation, där majoriteten av den vätgas som produceras nyttjas lokalt på ett fåtal platser i landet. Behovet av transportsystem för vätgas är lågt, och produktionen är ofta en del av större industrisiter. Scenarier i kvadranten kan utgöra en startpunkt för utveckling av fossilfri vätgasproduktion i Sverige, exempelvis genom pilot- och demonstrationsprojekt, liksom en möjlig slutdestination.

Identifierade scenarier:

1. Produktion och användning av vätgas sker på samma plats, exempelvis vid några enskilda industrianläggningar av varierande storlek.
2. Samma som ovan, men med vätgasproduktion genom egenproducerad el (bakom mätaren).
3. Dedikerade produktionscentra för vätgas nära storskalig elproduktion levererar till ett fåtal specifika konsumtionsställen.
4. Internationell import av vätgas eller ammoniak som används vid specifika industrier.
5. Centraliserad produktion av vätgas eller ammoniak för export till internationella marknader.
6. Begränsad utveckling med ett fåtal testbäddar utan storskalig vätgasekonomi.



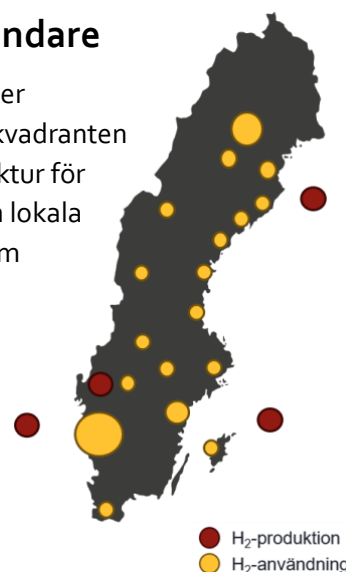
3.1 Kvadrant 2: Få producenter – många användare

Kvadrant 2 representerar ett system där ett fåtal större producenter dominerar och levererar vätgas till många användare. Scenarier i kvadranten kan därmed innebära behov av betydande utbyggnad av infrastruktur för distribution av vätgas. Utvecklingen kan ske genom övergång från lokala initiativ (tex utveckling från kvadrant 1 eller kvadrant 3) eller genom strategisk planering och investering i storskaliga produktionsanläggningar direkt.

Behovet av infrastruktur för eldistribution kan vara stort eller litet beroende på om vätgasproduktionsanläggningen är belägen nära större elproducenter eller ej.

Identifierade scenarier:

1. Ett eller ett fåtal centrala vätgasproduktionscenter nära storskalig elproduktion levererar till ett stort antal användare via vägtransporter eller vätgasledning.

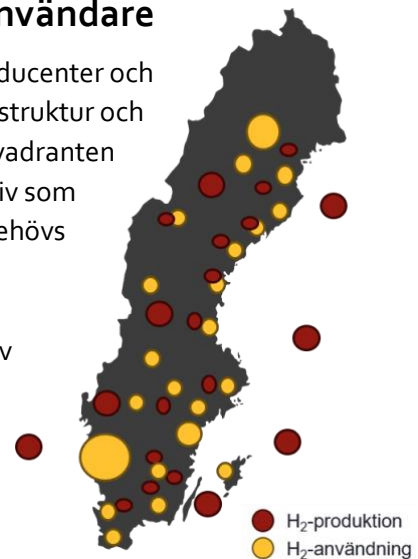


2. Ett antal något mindre produktionscentra uppstår nära kluster av användare.
3. Lokala distributionsnät växer samman till ett nationellt transmissionsnät för vätgas.

3.2 Kvadrant 3: Många producenter – många användare

Kvadrant 3 beskriver ett välutvecklat vätgassystem med många producenter och användare som samverkar. Ett sådant system kräver en robust infrastruktur och en etablerad marknad för vätgas och dess derivat. Alternativt kan kvadranten representera ett tidigt utvecklingsstadium med många lokala initiativ som växer fram oberoende av varandra. Infrastruktur för eldistribution behövs också för att försörja många platser med elektrolysörer.

I och med det stora antalet producenter kan det antas att behovet av riktigt stora elektrolysörer är mindre än i till exempel kvadrant 1. Därmed reduceras också stora punktvisa effektbehov till ett fåtal platser med elektrolysörer.



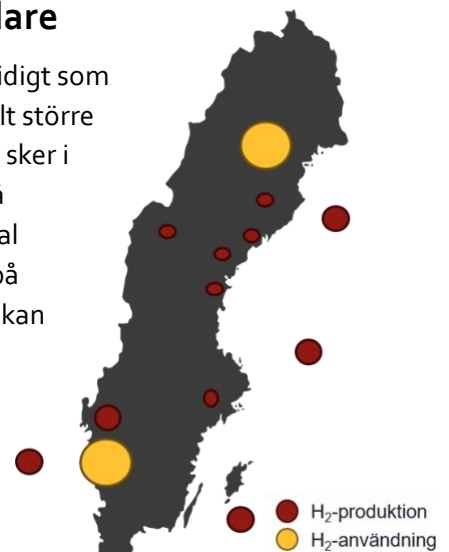
Identifierade scenarier:

1. Ett stort antal lokala initiativ och pilotprojekt för vätgasproduktion och -användning.
2. En fullt utbyggd vätgasmarknad med omfattande infrastruktur och aktörssamverkan.
3. Samma som ovan men med vätgasproduktion genom egenproducerad el (bakom mätaren).

3.3 Kvadrant 4: Många producenter – få användare

I kvadrant 4 sker vätgasproduktion i flera mindre anläggningar, samtidigt som antalet användare är begränsat till ett fåtal industrisiter och eventuellt större transporthubbar. Anledningar till att vätgasproduktionen inte enbart sker i närheten av användningen (som i kvadrant 1) kan exempelvis bero på flaskhalsar i elnätet eller andra strukturella hinder som begränsar lokal produktionskapacitet. Även krav på att lokalisera vätgasproduktion på platser där produktionsprocessens restprodukter (värme och syrgas) kan nyttjas skulle kunna motivera utveckling mot denna kvadrant.

Många produktionssiter som försörjer ett fåtal användare bör innebära att storleken på elektrolysörerna är mindre än ifall ett fåtal produktionssiter hade försörjt de få användarna. Behovet av höga effekter till särskilda lokala platser kan därmed hållas nere.



Identifierade scenarier:

1. Produktion sker vid stora kraftparker som sol-, vind- eller kärnkraftsanläggningar och transporteras till ett fåtal användare.
2. Produktion lokaliseras med fokus på att använda restvärme eller syrgas.

4. EFFEKTER PÅ ENERGISYSTEMET

Efterfrågan på vätgas kommer med största sannolikhet öka markant framöver, främst för användning i stålindustrin, kemiindustrin och transportsektorn. En mängd olika faktorer, såsom ekonomi, teknikutveckling, alternativa lösningar till vätgas, acceptans och politik kommer avgöra hur stor efterfrågan blir och hur behovet av vätgas kommer öka över tid. Ett sätt att producera vätgas är genom elektrolys av vatten, vilket i sin tur kommer att kräva en utbyggnad av mer förnybar elproduktion. Produktionen av vätgas ihop med både storskaliga vätgaslager och småskaliga tanklager kan samtidigt hjälpa till att balansera ett elsystem med mer förnybar energi. I detta kapitel kvantifieras vätgasbehovet i fem olika scenarier och effekter på Sveriges och Europas energisystem analyseras med hjälp av flera olika optimeringsmodeller. Exempel på effekter som studeras är påverkan på produktionsmix, behov av energilager och annan flexibilitet, kostnader samt behov och placering av infrastruktur.

4.1 Efterfrågan på och produktion av vätgas och elektrobränslen

I detta avsnitt sammanfattas övergripande hur mycket vätgas som kan komma att efterfrågas och produceras i Sverige och var detta kan ske. Det bör påpekas att huvudfokus ligger på att produktionen ska ske genom någon form av vattenelektrolys i de flesta kartlagda studier där vätgasproduktion specificeras. Ett antal studier nämner eller tittar emellertid även närmare på andra vägar, så som vätgasproduktion via förgasning av biomassa och avfall, samt ångreformerings av biogas och naturgas (med och utan CCS), se kapitel 4.1.1.

Då efterfrågan på vätgas till framför allt industrin förväntas öka markant i Sverige under kommande år, liksom att växthusgasutsläppen från existerande vätgasproduktion från fossila källor behöver minskas, kan flera sätt att producera vätgas hållbart bli viktiga. Inte minst blir det viktigt för att minska pressen på elsystemutbyggnad samt för att skapa redundans i vätgasförsörjningen. Anledningen till att de flesta studier i kartläggningen fokuserar på elektrolytisk vätgas är den starka kopplingen till elsystemet, vilket är huvudfokus i projektet.

4.1.1 Olika sätt att producera vätgas

Det idag vanligaste sättet att producera vätgas globalt, och även i Sverige, är genom ångreformerings av naturgas. Tekniken står för över 95 % av världens vätgasproduktion och har relativt låg kostnad per kilo vätgas. Samtidigt är den fossilbaserad och leder till betydande koldioxidutsläpp, vilket gör den olämplig i ett långsiktigt klimatperspektiv om den inte kombineras med koldioxidavskiljning och lagring (CCS).

Alternativa produktionstekniker med låg klimatpåverkan blir därmed viktiga för att ersätta såväl befintlig fossilbaserad vätgasproduktion som för att förse nya användare av vätgas. Energiforsks rapport *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context*¹² lyfter följande produktionsvägar:

- **Elektrolys av vatten:** En etablerad teknik där elektricitet används för att spjälka vatten till vätgas och syrgas. Klimatpåverkan beror helt på hur elen produceras, vilket gör den extra intressant i Sverige där tillgången på fossilfri el idag är god. Tekniken är elintensiv och har höga kapitalkostnader, vilket gör att produktionskostnaden är starkt beroende av elpris, kostnad för elektrolysör och utnyttjandegraden.
- **Reformering av biogas:** Biogas, främst bestående av metan, kan reformeras på liknande sätt som naturgas. Processen innebär att metan reagerar med vattenånga vid höga temperaturer för att bilda vätgas och koldioxid. Då biogasen har biogent ursprung kan processen i kombination med CCS ge negativa nettoutsläpp. Tekniken är kommersiellt tillgänglig och kan utnyttja existerande infrastruktur där det idag används naturgas.
- **Förgasning av biomassa eller avfall:** I denna process hettas organiskt material upp i en syrefattig miljö vilket bildar en syntesgas som innehåller vätgas, kolmonoxid och andra gaser. Syntesgasen kan därefter renas till vätgas. Tekniken är tekniskt möjlig men ännu inte utbredd i kommersiell skala. Den kräver större och mer komplexa anläggningar jämfört med biogasreformering.
- **Metanpyrolys:** Metanpyrolys innebär att metan (biogen eller fossil) upphettas till mycket höga temperaturer i frånvaro av syre, vilket ger vätgas och fast kol som restprodukt. Tekniken är intressant eftersom den kräver mycket mindre el än elektrolys, men befinner sig fortfarande i demonstrationsfas. För att vara ett klimatneutralt alternativ krävs tillgång till fossilfri metan, t.ex. biogas.

Flera av dessa produktionstekniker (utom elektrolys av vatten) bygger på bioråvara, vilket innebär att konkurrensen om bioresurser är en avgörande faktor för teknikernas genomslag. Efterfrågan på bioråvara väntas öka från flera sektorer framöver, så som industrin och transportsektorn, vilket innebär att tillgången på biomassa för vätgasproduktion är begränsad och/eller kan bli kostsam.

Samtidigt kan det vara viktigt att fler produktionsvägar finns som komplement till elektrolys, då de exempelvis kan bidra till ökad resiliens i systemet, möjliggöra vätgasproduktion i områden utan god elnätscapacitet samt bidra med negativa utsläpp i de fall biogena produktionsvägar av vätgas kombineras med CCS.

Fler tekniker för att producera vätgas är till exempel fotoelektrokemiska celler (PEC-celler) vilka är anordningar som med hjälp av halvledarmaterial omvandlar solenergi (ljus) direkt till kemisk energi, oftast genom att producera vätgas från vatten. Ett annat exempel är Mikrobiella elektrolysceller (MEC) där mikroorganismer används för att bryta ned organiskt material (som avloppsvatten eller biomassa) och generera vätgas, utan ljus, men ofta med en mindre mängd tillsatt el. Ytterligare ett exempel är fotobiologisk vätgasproduktion som innebär att organismer som grönalger eller cyanobakterier modifieras för att producera vätgas med hjälp av enbart solljus och vatten. Dessa tre exempel är i dagsläget långsamma, antas svåra att skala upp, och har relativt låg omvandlingseffektivitet. I länder med stor tillgång till direkt solinstrålning som Spanien och USA (Kalifornien) utnyttjas den höga

temperaturen som fås när solljuset koncentreras med hjälp av speglar (CSP). Vatten kan därmed splittras till syre och vätgas med hjälp av värme.

4.1.2 Scenarier för vätgasefterfrågan

Fem olika scenarier för hur behovet av vätgas och elektrobränslen kan se ut 2050 har tagits fram i en Chalmersstudie av Löfving m.fl. (2026)⁵. Scenarierna är utformade för att testa effekterna av att använda olika energibärare (el, vätgas, elektrobränslen och biobränslen) i mycket stor skala i energisystemet (men inom gränserna för vad författarna anser vara teoretiskt möjligt). I samtliga fem scenarier antas industrierna (ammoniak, stål, och kemikalier) helt övergå till processer baserade på vätgas. Däremot skiljer sig scenarierna åt för transportsektorn med syfte att representera olika fall där samhället beslutar att prioritera vissa energibärare inom transportsektorn. Det finns också ett mix-scenario som representerar en framtid med låga utsläpp av växthusgaser från transportsektorn och som använder en blandning av energibärare (utan att någon särskild energibärare prioriteras).

I alla scenarier elektrifieras en stor del av vägtrafiken direkt, liksom en mindre andel av vissa sjöfartssegment som verkar på korta avstånd. Hänsyn är också tagen till viss elanvändning ombord när fartygen ligger i hamn. Scenarioutformningen representerar utforskande narrativ baserade på en kvalitativ-till-kvantitativ metodik, med diskussioner med industrin samt antaganden från författarna. Nedan följer en kort presentation av varje scenario, för detaljerad beskrivning se Löfving m.fl. (2026)⁵.

- **Bränslemix** representerar en framtid där många typer av bränslen samexisterar. Elektrobränsle används inom flyget i enlighet med EU:s förordning Refuel Aviation, och el samt vätgas används för vissa kortare flygsträckor. Sjöfarten använder en blandning av bränslen, med en viss preferens för ammoniak, i alla segment utom persontransporter. Detta scenario tillhör kvadrant tre i scenariokartan (se Figur 2) med många producenter och många användare. Det finns fordon som körs på vätgas, och vätgas produceras vid tankstationer, medan elektrobränslen produceras där det idag finns raffinaderier. Vätgasanvändarna är dock inte extremt många då även elektrifieringen i transportsektorn är stor och biobränslen används som komplement.

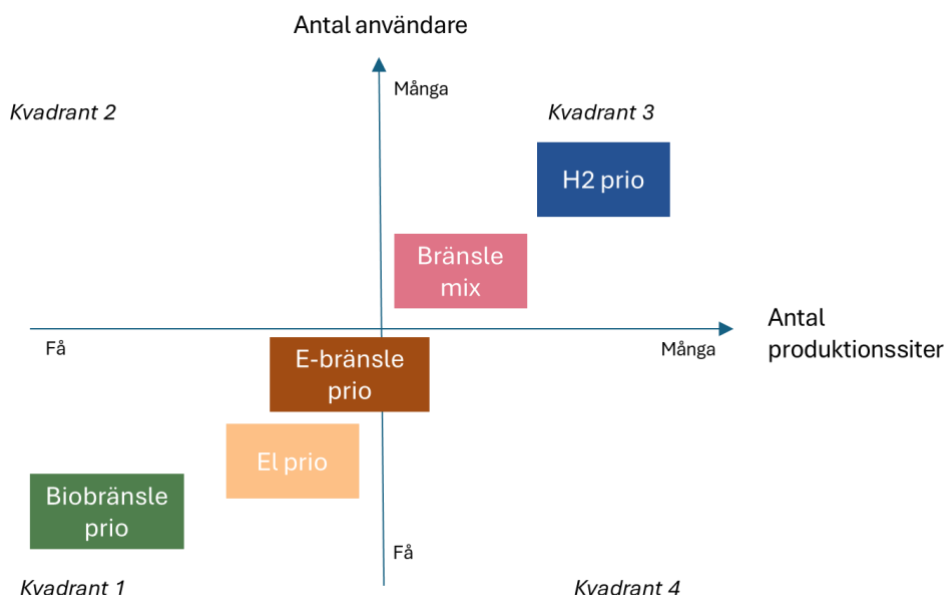
I de fyra återstående scenarierna prioriteras **en** energibärare i transportsektorn:

- **H₂ prio** har en hög andel vätgas i transportsektorn. Gasformig vätgas används inom tung vägtransport, och flytande vätgas används inom sjöfart och flyg, med hänsyn till prognoser om att vätgas kan komma att användas för medeldistansflyg. Detta scenario prioriterar energibärare utan kolatomer, och i de delar av sjöfarten där direkt användning av flytande vätgas kan vara tekniskt otillräcklig, används ammoniak istället. Vätgastankstationer för tunga vägtransporter är väl utbyggd och det är rimligt att flertalet av dessa har vätgasproduktion on-site. Scenariot har därmed många vätgasproducenter och många användare och hamnar högt upp i kvadrant tre i scenariokartan.
- **El prio** har en hög andel direkt elektrifierade fordon som använder batterier. I detta scenario används inte vätgas i vägtransporterna. Där batterielektrisk framdrivning

inte är tekniskt möjligt idag används en blandning liknande bränslen som i scenariot Bränslemix. El prio har få användare av vätgas, nästan uteslutande i stål- och kemikalieproduktion samt i raffinaderierna där vätgasen (ca 8 TWh) används för att producera elektrobränslen till framför allt sjöfart och flyg.

- **E-bränsle prio** har en hög andel fordon och fartyg som drivs med elektrobränslen som antas produceras i befintliga raffinaderier. Scenariot har få användare av vätgas, dvs endast i stål- och kemikalieproduktion samt i raffinaderierna, där det antas att produktionen av elektrobränslen sker. Det bör noteras att vätgasen som behövs för att producera mängden elektrobränslen i detta scenario (ca 50 TWh år 2050) antas ytmässigt vara en utmaning att kunna produceras inne på raffinaderiernas områden, vilket indikerar att antalet vätgasproducenter kan vara många fler än antalet användare. Detta scenario kan därmed hamna i både kvadrant 1 och 4.
- **Biobränsle prio** har en hög andel fordon och fartyg som drivs med biobränslen, och scenariot har därmed få användare av vätgas. Vätgasen används endast i stål- och kemikalieproduktion samt en mindre mängd vätgas (ca 0,5 TWh) i raffinaderier. Detta scenario har få användare av vätgas och få producenter och hamnar längst ner i kvadrant 1 i scenariokartan.

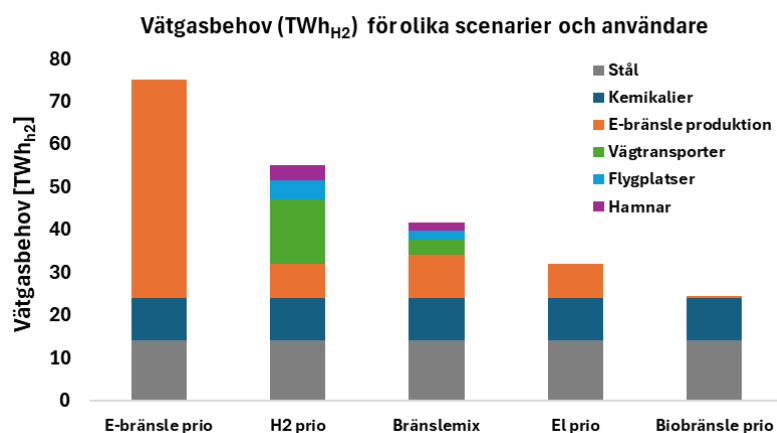
I Figur 3 är de fem scenarierna utplacerade i scenariokartan (se Figur 2). I de två kommande avsnitten (4.1.2 och 4.1.3) presenteras resultat från Löfving m.fl. (2026)⁵ mestadels för Sverige, men även utblick mot Europa då elsystemet och transportsystemet är tätt sammanlänkade.



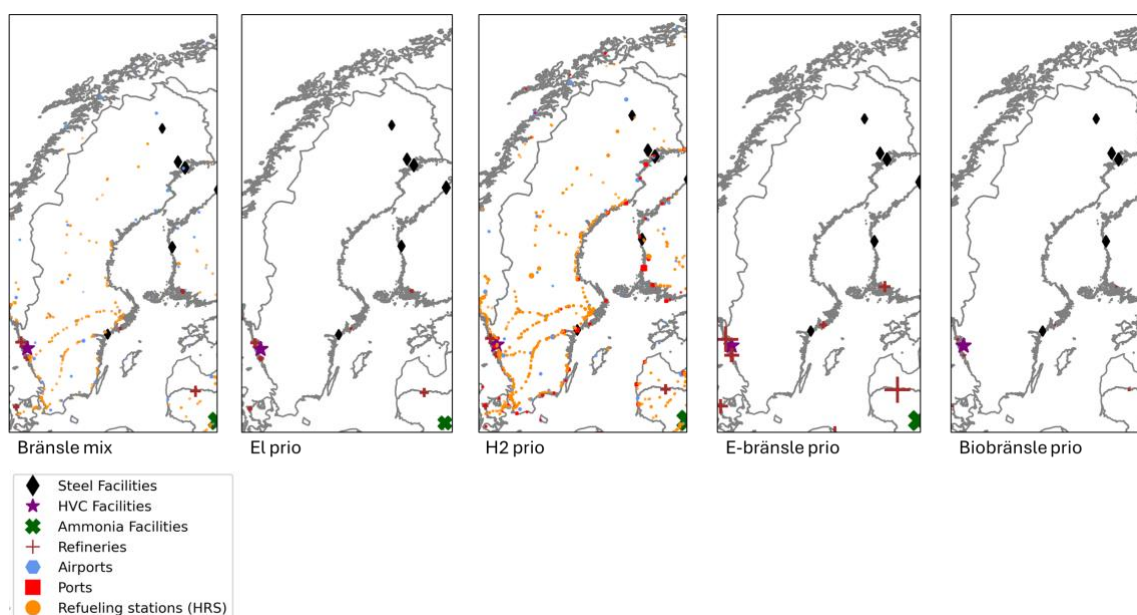
Figur 3. Placering av de fem scenarierna som analyserats i Löfving m.fl. (2026)⁵ utifrån scenariokartan med antalet vätgasproducenter kontra vätgasanvändare.

4.1.3 Produktion och användning av vätgas i Sverige – hur mycket och var?

Figur 4 visar mängderna vätgas i de fem olika scenarierna för Sverige, per användarkategori, uttryckta i TWh år 2050, från modellen SVENG. I Bilaga 1 finns samma information som i Figur 4 men uppdelad också på elprisområde. Vi har antagit att produktion av elektrobränslen sker i raffinaderierna. Modellen visar ett totalt vätgasbehov på mellan 25-75 TWh vätgas, vilket motsvarar ca 40-115 TWh_{el}. Det kan jämföras med att den totala elproduktionen i Sverige år 2024 var 162 TWh_{el}. Figur 5 visar den geografiska placeringen av vätgasbehovet i Sverige från SVENG-modellen.



Figur 4. Vätgasbehov för fem scenarier och för olika användare i Sverige år 2050 givet antagandet att uppnå nollutsläpp av koldioxid till 2050. Resultat är från SVENG-modellen (Löfving m.fl. 2026)⁵.

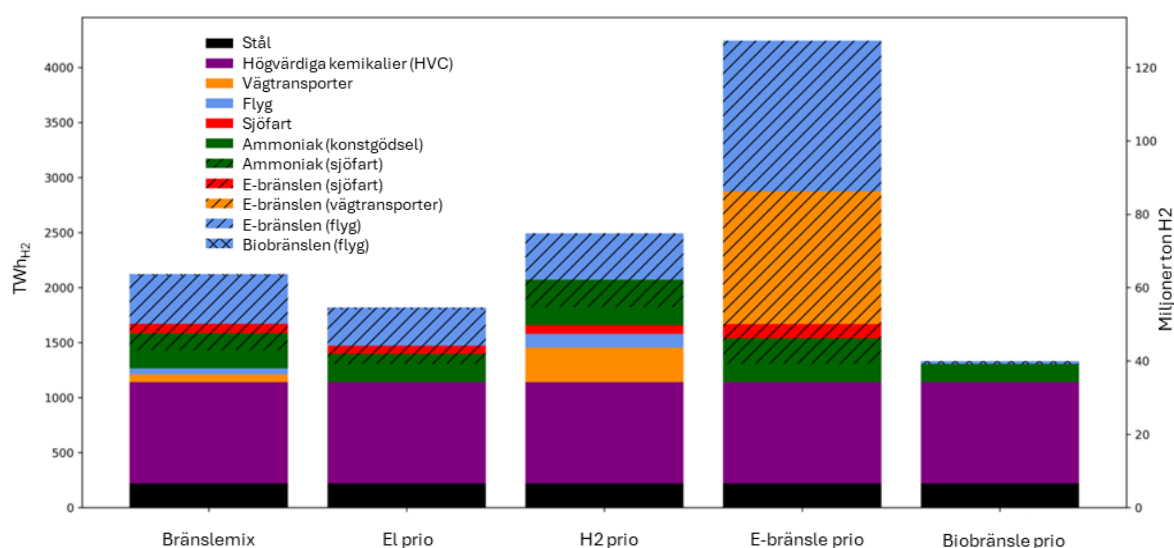


Figur 5. Geografisk placering av vätgasbehov 2050 i Sverige, för de fem scenarierna från SVENG-modellen. Notera att vätgasbehovet till raffinaderier innebär produktion av elektrobränslen (Löfving m.fl. 2026)⁵.

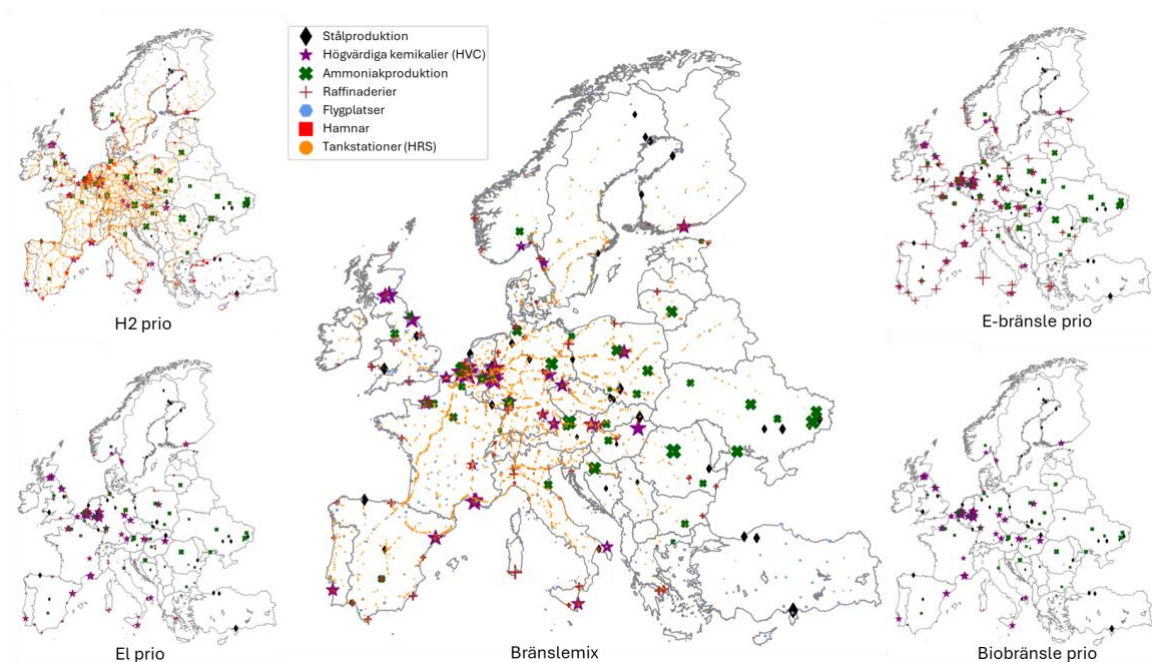
4.1.4 Produktion och användning av vätgas i Europa – hur mycket och var?

För att sätta vätgasbehovet i Sverige i ett större perspektiv, sammanfattas här resultat från SVENG-modellen vad det gäller vätgasbehovet för Europa 2050, publicerade i Löfving m.fl. (2026)⁵. Figur 6 visar vätgasbehovet, både uttryckt i TWh och i miljoner ton, för de fem scenarierna uppdelat per användare. Figur 7 visar geografiskt var i Europa detta behov antas uppstå. I samtliga scenarier visas ett mycket stort vätgasbehov (ca 1000 TWh_{H2}) för att producera kemikalier och ca 200 TWh_{H2} till stålindustrin. Vätgasbehovet för industrin antas inte förändras nämnvärt mellan scenarierna. Det finns såklart osäkerheter i vilken utsträckning som produkter kommer produceras inom Europa och i vilken utsträckning vi importerar/exporterar. Störst skillnad mellan fallen är behovet av vätgas för produktion av elektrobränslen, där scenario E-bränsle prio visar ett totalt vätgasbehov i Europa på över 4000 TWh_{H2}.

All vätgas antas produceras genom elektrolys och den mängd el, liksom den elmix, som används skiljer sig åt mellan de olika scenarierna. Dagens elproduktion i Europa (ca 4 000 TWh) skulle i huvudsak fördubblas i scenario Biobränsle prio och tredubblas i scenario E-bränsle prio.



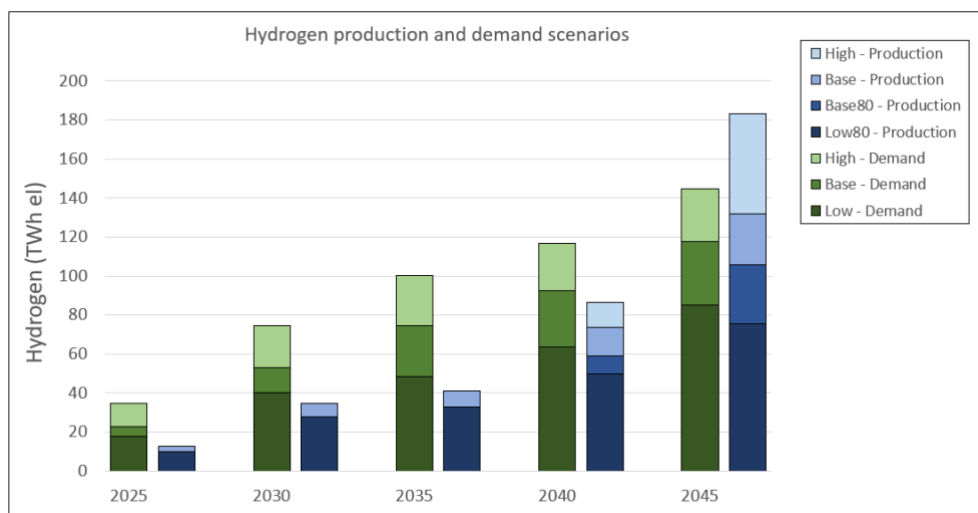
Figur 6. Vätgasbehovet i Europa, 2050, för de fem scenarierna, uttryckt i TWh_{H2} (vänster axel) och i miljoner ton vätgas (höger axel) fördelat mellan olika användningsområden (Löfving m.fl., 2026)⁵.



Figur 7. Geografisk placering av vätgasbehov 2050 i Europa från SVENG-modellen, för de fem scenarierna. Notera att vätgasbehovet till raffinaderier innebär produktion av elektrobränslen (Löfving m.fl., 2026)⁵.

4.1.5 Utblick – vätgasbehov i andra studier

Flera andra studier har också analyserat eller antagit hur mycket vätgas som kan komma att efterfrågas respektive produceras i olika tidsskeden i Sverige. I rapporten *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context*, av Fagerström m.fl. (2024)¹², beskrivs ett elbehov till vätgasproduktion för år 2050 på mellan 85-145 TWh_{el} för tre olika scenarier (se Figur 8). Studien antar i sina scenarier att ca 43-78 TWh_{H₂} kan produceras år 2045. Det kan jämföras med de fem scenarierna i Löfving m.fl (2026)⁵ som varierar mellan 25-75 TWh_{H₂}. Studien av Fagerström m.fl. (2024)¹² drar slutsatsen att vätgasbehovet kan överstiga produktionen i Sverige i närtid medan på längre sikt, efter 2040, kan detta förhållande ändras och Sverige kan potentiellt bli en nettoexportör av vätgas. Däremot indikerar de senaste årens utveckling, i verkligheten, en mycket lägre tillväxttakt för vätgas både i industrin och i transportsektorn än vad startåren i Figur 8 visar.



Figur 8. Produktion och användning av vätgas i olika framtida scenarier (TWh_{el}). Källa: Fagerström, A., m.fl. (2024). *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context. Energiforskrappport 2024:1011.*¹²

4.2 Produktionsmix av el

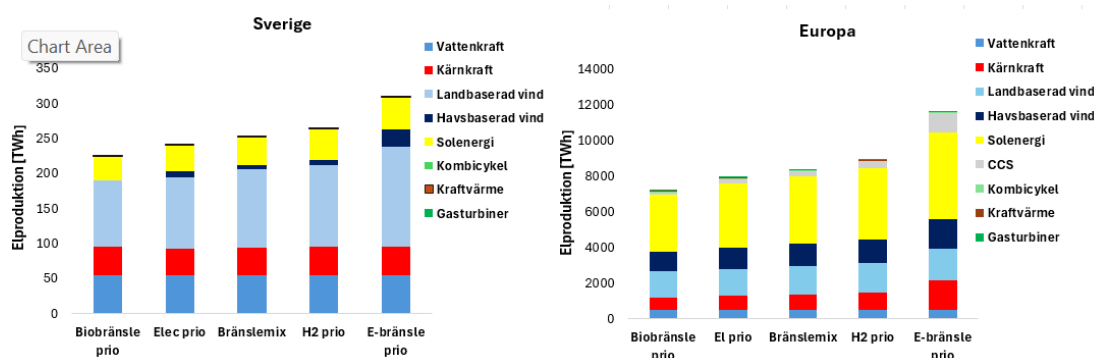
För att kunna producera den mängd vätgas (25-75 TWh_{H₂}) som antas i scenarierna (se avsnitt 4.1.2) behövs mellan 40 och 115 TWh_{el} om all vätgas antas produceras med elektrolys av vatten. Det motsvarar en ökning av dagens elbehov i Sverige med mellan 20 % och 60 %. Då uppstår frågan om vilka investeringar i elsystemet som är kostnadseffektiva för att möta ett sådant nytt elbehov från vätgasproduktion i Sverige och Europa. Med hjälp av modellen Multinode, en kostnadsminimerande optimeringsmodell över Europas elsystem, har framtida el- och vätgasproduktion analyserats givet de fem scenarierna. I modellen antas minst 4,9 GW (ca 40 TWh_{el}) kärnkraft i Sveriges elsystem finnas år 2050. Det motsvarar ungefär dagens produktion av kärnkraft (ca 48 TWh_{el} år 2024).

Resultatet visar att land- och havsvindkraft står för en stor del av den årliga elproduktionen både i Europa och Sverige år 2050, se Figur 9. I Europa, men även i Sverige, ökar också solenergi från dagens installerade kapacitet, och i vissa av scenarierna sker även en ökning av kärnkraft jämfört med dagens nivåer. Även om Sverige fördubblar kärnkraftskapaciteten till 2050, i linje med regeringens mål; dvs. ca 100TWh, så kommer det i scenarierna med stort vätgasbehov (H₂ prio och E-bränsle prio) att behövas närmare 100 TWh ytterligare kraftproduktion, vilket i modellresultaten faller ut som vindkraft i Sveriges elsystem (40-65 GW installerad effekt). Det kan jämföras med dagens installerade effekt på 17 GW vindkraft, som genererar ca 40 TWh_{el} per år. Resultaten är i linje med tidigare studier av Göransson m.fl. (2025)⁷ och Renström m.fl. (2024)¹⁴, som också har visat på en kostnadseffektiv storskalig

¹⁴ Renström, J. Hagberg, M. Unger, T. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem- Analys ur energisystemperspektiv.* Energiforskrappport:996. 2024.

utbyggnad av vindkraft för att möta ett nytt vätgasbehov till 2050, oavsett mängden kärnkraft.

Figur 9 visar att scenariot E-bränsle prio, med en stor mängd elektrobränslen i transportsektorn och därmed ett mycket högt elbehov, påvisar störst utrymme för även planerbar kraft i det europeiska elsystemet, nästan tre gånger så mycket investeringar i kärnkraft i Europa jämfört med idag för att producera tillräckligt med el.



Figur 9. Årlig elproduktion från olika kraftslag 2050 för a) Sverige och b) Europa, i de fem olika scenarierna. Resultat från modellen Multinode.

I slutet av år 2024 hade vi i Sverige en total installerad kapacitet på 17 GW vindkraft och 4 GW solkraft. För att möta elbehovet till år 2050 investerar modellen i ytterligare 26 GW vindkraft i fallet H2 prio, dvs. scenariot med stort behov av vätgas i både industrin och transportsektorn. I scenariot E-bränsle prio, som kan ses som ett extremfall där stora delar av transportsektorn, även vägtransporter, använder E-bränslen, så installeras ytterligare 40 GW vindkraft. Det kan låta som mycket effekt att installera på relativt kort tid, men det är ingen omöjlighet. Installerad effekt av vindkraft per år mellan 2019–2023 låg på 1,4–2,1 GW per år, medan under 2024 installerades endast 0,8 GW i Sverige. I scenariot H2 prio behöver som jämförelse den årliga ökningen av installerad vindkraft vara ca 1 GW per år fram till 2050. (Notera att det här inte har beaktats att en del av dagens installerade kapacitet också kommer behöva förnyas till 2050.)

Göransson m.fl. (2025)⁷ har dock visat att det inte är säkert att utbyggnaden blir jämnt fördelad mellan investeringsåren, utan kommer kräva en större utbyggnad det närmaste årtiondet med uppemot 3 GW per år, följt av en lägre utbyggnadstakt efter 2038 (under 1 GW per år) till år 2050. Hur snabbt förnybar produktion behöver byggas ut beror också på i vilken takt som industrin och transportsektorn elektrifieras. Rosén m.fl. (2026)¹⁵ har visat att det är viktigt att bygga ut förnybar elproduktion i takt med elektrifiering av industrin för att undvika behov av att bygga ut stationär kraftproduktion som bara används under kortare tid i väntan på vind- och solkraft.

¹⁵ Rosén, S, m.fl. (2026). Timely delivery of electricity for industrial hydrogen demands path dependencies in the transition of urban energy systems. Submitted to International Journal of Hydrogen Energy.

Nyinstallerad effekt av solenergi är i scenarierna strax över 1 GW per år. I Sverige installerades 1,6 GW år 2023 och 0,8 GW år 2024 där majoriteten (88 %) var småskaliga anläggningar under 20 kW. En ökning av mängden småskaliga solcellsanläggningar i hela EU är också i linje med nya "EU solar standard" som förbinder alla nya byggnader större än 250 m² att från 2026 installera solceller på taket. Städer har stort importberoende och en utbyggnad av solceller kan öka den lokala produktionen och därmed minska behovet av elöverföring från överliggande nät.

Modellen investerar också till viss del i flexibel stationär elproduktion som kondenskraft och gasturbiner. Dessa körs ca 300–800 timmar per år för att möta topplast. Renström m.fl. (2024)¹⁴ får liknande resultat när scenarier för vätgas i Sverige analyseras med modellen TIMES-Nordic, dvs. att behovet av stationär kraftproduktion blir ganska litet om det finns flexibiliteten från annat i systemet, så som vattenkraft, vätgaslager och batterier.

4.2.1 Fördjupning om vätgas och vindkraft

I rapporten *Vätgasens möjligheter för vindkraften* av Green, m.fl. (2025)¹⁶ lyfts att vätgasproduktion kan fungera som ett verktyg för att öka nyttan av vindkraft, särskilt vid en stor utbyggnad av landbaserad vindkraft där det annars finns risk för elöverskott med spillad produktion och låga elpriser. Det ska dock tilläggas att elektrolysörer har höga investeringskostnader och behöver köras flera tusen timmar per år för att det ska bli lönsamt att ta investeringen. Vidare visar analysen att det för havsbaserade vindkraftsparker är fördelaktigt med antingen endast elanslutning eller vätgasledning mellan vindparken och land, då infrastrukturen som krävs för båda lösningarna är omfattande och kostsam.¹⁶

Green m.fl. (2025)¹⁶ har också tagit fram en möjlig tumregel för dimensionering av elektrolysörer och vindparker. Tumregeln gäller särskilt för landbaserade, elnätanslutna vindkraftparker där vätgasen kan användas i till exempel industrin. Dessutom kan el säljas till elnätet vid tidpunkter då vindkraftsparken producerar mer än elektrolysörerna klarar av att använda för vätgasproduktion. Notera att detta är en generell observation, och högst beroende av bland annat kostnad för elektrolysören.

¹⁶ Green, G., Lindahl, N., Krönert, F., Agering, A., Huang, Y., Telin, F., Lenasson, M., Frost, M., Myhre Waitz, A., Bye Loken, I., Saure Bogen, M., Elmqvist, Å., Isberg, E. (2025). *Vätgasens möjligheter för vindkraften*. Energiforskrapport 2025:1078.

Tumregel för dimensionering av elektrolysör i vindparkssystem¹⁶

Om en landbaserad vindpark har en kapacitetsfaktor på till exempel 35 %, bör elektrolysörens installerade kapacitet vara 35 % av vindparkens effekt.

Exempel: En 100 MW vindpark → 35 MW elektrolysör.

Tumregeln gäller för *landbaserade vindkraftsparker* där genererad el både används för vätgasproduktion och för att säljas till elnätet. För havsbaserade vindparker finns två alternativ: antingen dra ut elnätskabel till parken eller att producera vätgas ute till havs som sedan transporteras till land. Det innebär att elektrolysörens kapacitet dimensioneras till nära 100 % av vindparkens effekt.

4.3 Energilager och annan flexibilitet

Det finns stort behov av flera flexibilitetsåtgärder för att effektivt integrera en stor mängd förnybar el i elsystemet, där vätgaslager är en, tillsammans med till exempel el- och potentiell vätgashandel mellan regioner, batterier, vattenkraftdammar, flexibel laddning av elbilar och användning av värmepumpar. Aspekter som systemets storlek, vätgasens roll och andel samt förhållandet mellan varierande förnybar och planerbar elproduktion kommer att bestämma värdet som kan skapas med flexibilitetsåtgärder. Flexibilitetsåtgärder medför kostnader, exempelvis teknikkostnad eller betalningsvilja för ändrade konsumtionsmönster, och drivkraften ligger i att kunna använda elproduktionstekniker som är billigare (sol- och vindkraft) men mindre reglerbara än traditionella termiska kraftverk som är dyrare. I detta avsnitt lyfts flexibilitet i form av vätgaslager, elproduktion från vätgas samt vätgasens potential att delta på stödtjänstmarknader.

Eftersom resurserna, såväl energiresurser (t.ex. vattenkraft, biomassa, gynnsamma vind- och solförhållanden) som råvaror (t.ex. malm) är ojämnt geografiskt fördelade kan det i vissa fall finnas möjligheter till eller behov av att förlägga vätgasproduktion till ett specifikt område som eventuellt inte sammanfaller med var behovet av vätgasen finns. Således kan både vätgaslager och etablering av vätgasinfrastruktur behövas. Se avsnitt 4.4 för resultat kopplat till infrastruktur.

4.3.1 Översiktlig beskrivning av olika typer av vätgaslager

Enligt Energiforskrapporten *Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis*¹⁷ är de mest relevanta teknikerna för svenska förhållanden i närtid lagring av komprimerad gas i mindre trycksatta tankar (350–700 bar) eller underjordiska berggrum. Trycktankar används främst i mindre, decentraliserade vätgassystem eller vid tankstationer, medan förstärkta

¹⁷ Frost, M., Blomhoff, H., Grahn, D., Storm, B., Grönkvist, S., Marnate, K., Green, G., Varela, C., Lindblad, E., Parraga, P., Arvidsson, L., Lauge, A., Saade, P. (2025). *Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis*. Energiforskrapport 2025:109172.

bergrum (så kallade *Lined Rock Caverns, LRC*) möjliggör storskalig och säsongsbetonad lagring till låg kostnad per energienhet. Dock är LRC begränsade geografiskt av tillgången på befintliga bergrum och lämplig berggrund för potentiellt nya bergrum.

På längre sikt kan även kemisk lagring i hydrider eller flytande organiska vätebärare (LOHC) få betydelse, särskilt för transport och export. Metallhydrider erbjuder säker lagring vid låga tryck men är tunga och kostsamma. LOHC kan hanteras som flytande bränslen men kräver energiintensiv upphettning för att frigöra väte. Dessa tekniker bedöms främst lämpade för specifika tillämpningar eller längre transporter.

Vätgaslagring i rörledningar är en etablerad funktion i gasnät, där tryckvariationer används för att tillfälligt lagra gas. Tekniken förutsätter ett utbyggt rörledningssystem, vilket ännu saknas i Sverige. På längre sikt kan vätgaslagring i pipeline bli en viktig flexibilitetsresurs.

4.3.2 Vätgaslager – storskaliga och småskaliga

Tabell 1 visar hur mycket vätgaslager, batterier, värmelager och elektrolysörer som Multinode, dvs. optimeringsmodellen av Europas elsystem väljer att investera i de fem olika scenarierna från avsnitt 4.1.2.

Tabell 1. Investeringar i vätgaslager, batterilager, värmelager och elektrolysörkapacitet, enligt modellen Multinode, för Sverige år 2050, i de olika scenarierna från avsnitt 4.1.2.

	H ₂ - tanklager [GWh _{H₂}]	H ₂ - bergrum [GWh _{H₂}]	H ₂ lager i relation till behovet (timmar)*	Batterier [GWh _{el}]	Värmelager [GWh]	Elektrolysör [GW _{el}]
Biobränsle prio	7	45	16	7	170	5
El prio	8	74	20	6	176	7
Bränslemix	10	101	21	5	172	9
H ₂ prio	25	131	20	2	165	13
E-bränsle prio	14	228	26	5	157	17

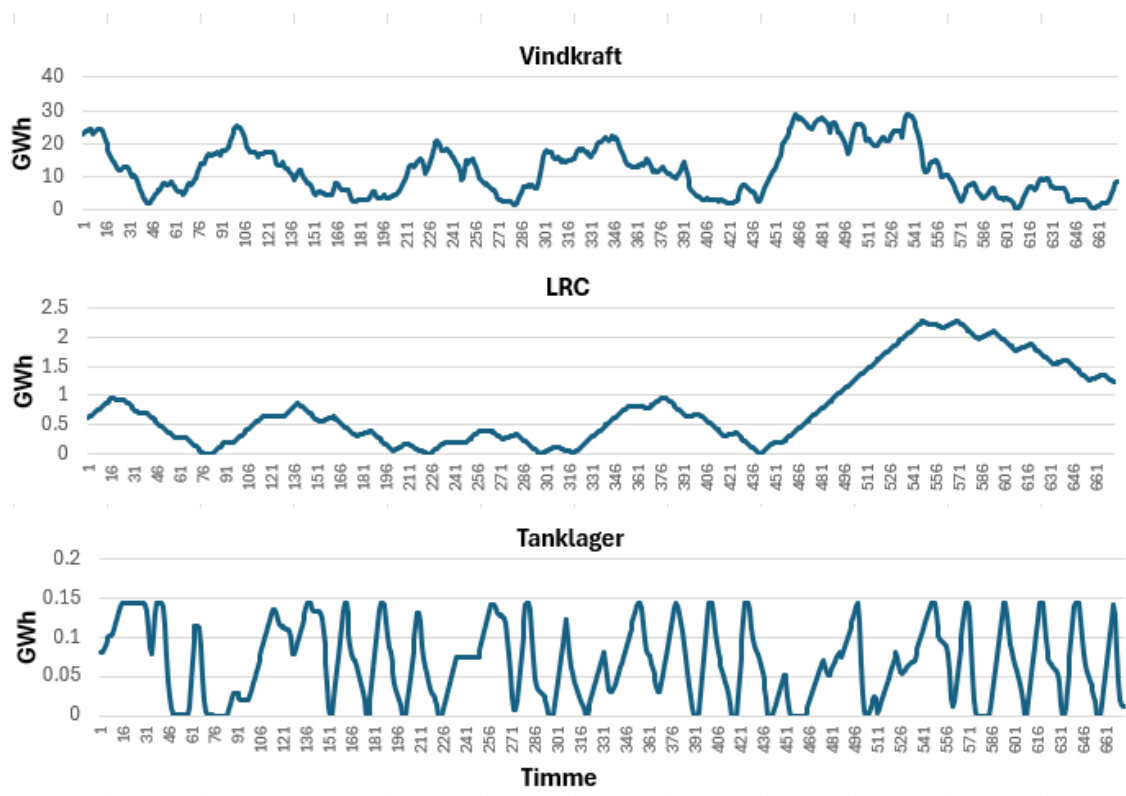
*Denna siffra visar hur många timmar som lagret skulle räcka för att klara vätgasbehovet. Det är dock en siffra för hela Sverige, och analysen bortser därmed från den geografiska aspekten och om ifall det finns utbyggt vätgasinfrastruktur från lagret.

Resultaten visar på vikten av att ha tillgång till vätgaslager för att inte behöva producera vätgas vissa perioder när det är brist på el. Vätgaslagrens storlek i fallet H₂ prio motsvarar ungefär vätgasbehovet för ett dygn (16-26 timmar). Vidare kan vi från Tabell 1 se att storleken på lager inte verkar öka linjärt med mängden producerad vätgas om vi jämför scenarierna med varandra. I scenariot E-bränsle prio behövs tre gånger så mycket vätgas men lagret är inte proportionerligt tre gånger större.

Storskaliga vätgaslager är i behov av rätt geografiska förutsättningar och behöver vara just storskaliga för att få ekonomi. Det gör att storskaliga lager bäst lämpar sig för kvadranter i scenariokartan med få producenter (kvadrant 1–2). Kanske att möjligheten till storskaliga lager också skulle kunna bli en viktig faktor i lokaliseringssvalet av vätgasproduktion. Om inte

storskaliga lager är placerade precis vid ett stort vätgasbehov kommer det att behövas vätgasinfrastuktur mellan vätgaslagret och användningen, där lagring i rörledningarna kan bidra.

Småskaliga vätgaslager är mycket dyrare per lagrad energienhet men är å andra sidan mer geografiskt tillgängliga. I Figur 10 visas vätgaslagrets fyllnadsgrad (både storskaligt och småskaligt) samt vindkraftsproduktion för maj månad för scenariot E-bränsle prio. Det är tydligt att de fyllnadsgraden av det storskaliga vätgaslagren följer variationer av elproduktion från vindkraft över flera dygn. Det småskaliga tank-vätgaslagret balanserar istället mindre variationer i elproduktion. Under sommarmånaderna, då vi har stor elproduktion från sol, så balanserar vätgas tanklagren variationer inom dygnet snarare än mellan dygnet som vi ser i Figur 10.



Figur 10. Vindkraftsproduktion (a) och vätgaslagrens fyllnadsgrad för LRC (b) och tanklager (c) under maj månad för fallet E-bränsle prio elprisområde SE3.

I en studie av tankstationer för vätgas så har Lundblad m.fl. (2023)¹⁸ visat att det kan vara fördelaktigt med ett litet tanklager för att kunna buffra en del av dygnsbehovet. Men Lundblad m.fl. (2023)¹⁸ visar också att om det finns många små användare, som exempelvis

¹⁸ Lundblad, T., Taljegard, M., Johnsson, F. (2023). Centralized and decentralized electrolysis-based hydrogen supply systems for road transportation – A modeling study of current and future costs, International Journal of Hydrogen Energy, 48, 12.

vätgastankstationer, blir central vätgasproduktion med ett storskaligt vätgaslager oftast dyrare än att producera vätgas direkt på tankstationen (se också kapitel 4.4.2.).

Tabell 2 visar elektrolysörkapacitet och fullasttimmar år 2050, enligt modellen Multinode, för alla fem scenarierna, fördelade på Sveriges fyra elprisområden där SE1 inkluderar städer som Luleå, Kiruna, Skellefteå, och Umeå, SE2 inkluderar städer som Gävle, Sundsvall, och Östersund, SE3 inkluderar städer som Stockholm, Göteborg, Uppsala, och Västerås, och SE4 inkluderar städer som Malmö, Kalmar, och Halmstad.

Tabell 2 visar att för elprisområde SE3 med ett relativt stort vätgasbehov är fullasttimmarna för elektrolysören mellan 5900 och 6200 timmar i de olika scenarierna. Det visar att vätgaslager används för att undvika att köra elektrolysören timmar med lite elproduktion. Tabellen visar också att behovet av flexibilitet inte är lika stort i SE1. Dock innehåller modellen endast transmissionsnätet, vilket gör att vi inte kan fånga lokala flaskhalsar i elnätet, vilket kan göra att flexibilitet i form av en överdimensionering av elektrolysören även kan behövas lokalt i SE1 för att hantera överföringsbegränsningar i elnätet.

Tabell 2. Fullasttimmar för elektrolysör i SE1-SE4.

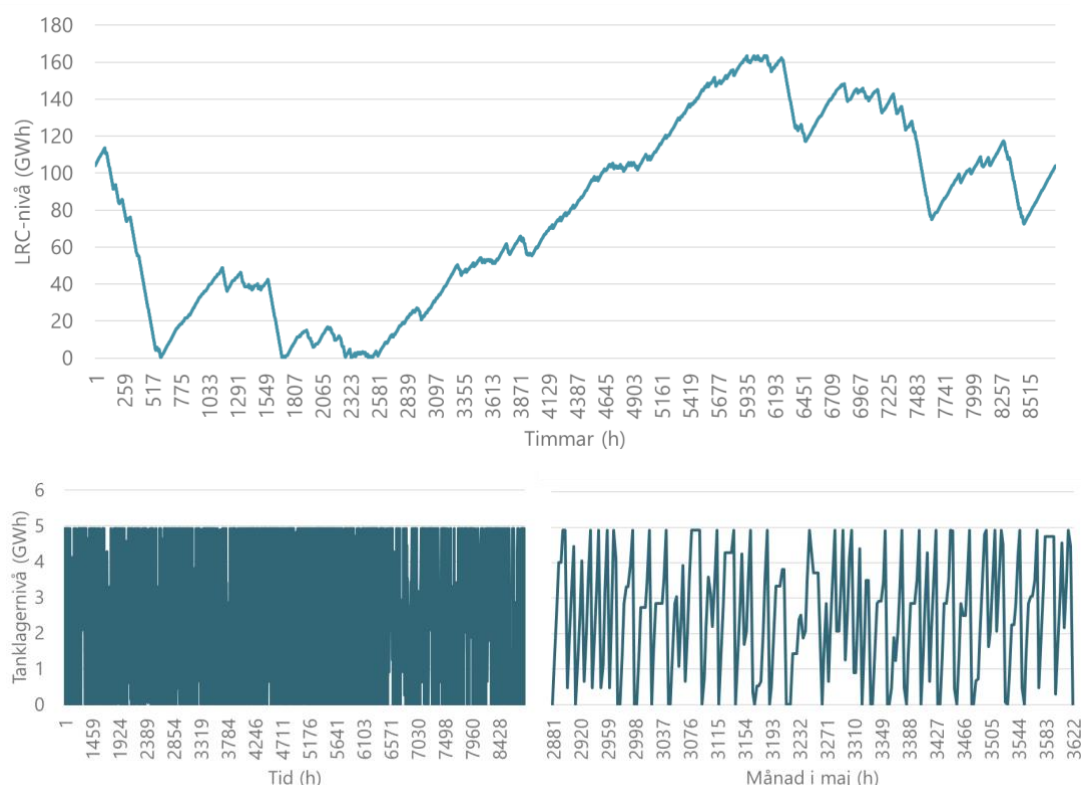
	Elektrolysör [GW]	Fullasttimmar elektrolysören [timmar]						
	SE4	SE3	SE2	SE1	SE4	SE3	SE2	SE1
Biobränsle prio	-	3	-	2	-	5900	-	8760
El prio	-	5	-	2	-	5900	-	8760
Bränslemix	0	6	0	2	3900	6000	4400	8400
H2 prio	1	9	0	3	4200	5800	1200	7900
E-bränsle prio	-	15	-	2	-	6200	-	8760

Green m.fl. (2025)¹⁶ visar att vätgaslager kan bidra med efterfrågefleksibilitet, särskilt i områden med stor vindkraftsproduktion och begränsad överföringskapacitet. Det gäller exempelvis i norra Sverige (dvs. SE1 och SE2) där lokalisering av elektrolysörer nära vindkraftsparker kan minska behovet av nätförstärkningar.

Figur 11 visar modellerade lagernivåer med modellen EPOD för ett framtidsscenario år 2035 från rapporten *Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport*¹⁹. Där kan vi liksom i Figur 10 tydligt se skillnaden mellan typiska driftsmönster för korttids- och säsongslager. Tanklager, som jämnar ut timvisa variationer i elpris eller produktion, får högre kapacitetsutnyttjande än storskaliga bergrumslager som främst nyttjas för långtids- eller säsongsbalansering.

¹⁹ Hagberg, M., Unger, T., Edvall, M., Hamon, C., Krönert, F., Renström, J., Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport*. Energiforskrappport 2024:997.

Lagringens värde avgörs av hur väl de kan utnyttja variationer i exempelvis elpris, antingen för marknadsintäkter eller för att stärka driftsäkerhet och resiliens.



Figur 11. Lagernivå för två typer av vätgaslager under modellåret 2035 för referensscenario (elområde SE1). Över: LRC-lager. Under: Tanklager för helåret respektive en vecka i maj under samma år. Källa: Hagberg m.fl. Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport. Energiforskrappport 2024:997.

De två rapporterna från Energiforsk, *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv*¹⁴ och *Analys ur aktörsperspektiv*²⁰, visar att prisvariationerna i elsystemet är avgörande för lagringens lönsamhet. I scenarier med stora elprisvariationer kan investeringar i flexibilitet ge återbetalningstider på några få år, särskilt för större centraliserade lagertyper såsom system med LRC-lager. Vid lägre elprisvariation blir återbetalningstiderna längre, vilket begränsar intresset för lager. Större elprisvariationer som kan utnyttjas av energilager fås i scenarier med högre andel variabel elproduktion. Scenarier med mer planerbar elproduktion minskar istället värdet av flexibilitet. Förekomst av annan flexibilitet i form av exempelvis batterilager konkurrerar med vätgas tanklager (korttidslager), medan de kan utgöra goda komplement till större lager som arbetar på längre tidshorisonter (tex LRC-lager).

I *Analys ur aktörsperspektiv*²⁰ beräknades den mest kostnadseffektiva lagerutformningen för enskilda industriaktörer till ett femdygnslager kombinerat med omkring 25 % överkapacitet i

²⁰ Edvall, M. Hamon, C. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem- Analys ur aktörsperspektiv*. Energiforskrappport 2024:995.

elektrolysören. Denna konfiguration var optimal i samtliga analyserade elsystemscenarier, även om återbetalningstiden varierade med elprisvolatiliteten. Även resultat ur *Analys ur ett energisystemperspektiv*¹⁴ och denna studie visar på liknande dimensionering av vätgaslager och elektrolysörer. Resultaten är starkt beroende av antaganden kring kostnader för vätgasproduktion och -lagring samt hur ofta perioder med låg variabel elproduktion och höga elpriser förväntas. Resultaten varierar också mellan framtidsscenarier med mer eller mindre vätgasproduktion, andel planerbar elproduktion i systemet (t.ex. kärnkraft), begränsningar i överföringskapacitet i elnätet, samt förekomst av annan form av flexibilitet så som vattenkraft.

Det som är optimalt på systemnivå är emellertid inte alltid gynnsamt för enskilda aktörer, även om system- respektive aktörsanalysen visade på kvantitativt liknande resultat för flexibilitetsdimensionering. *Analys ur aktörsperspektiv* – rapporten²⁰ lyfter, utöver kostnadsoptimeringen, perspektiv kring bl.a. finansiell risk och alternativkostnad, lokala geografiska förutsättningar för att etablera storskaliga vätgaslager och robusthet. Alla dessa parametrar påverkar industriaktörers intresse för och förmåga att göra investeringar i vätgasflexibilitet.

Dimensioneringen av elektrolysör och ett eventuellt vätgaslager görs således utifrån producenternas specifika förutsättningar, vilka inte alltid stämmer överens med vad som skulle vara mest gynnsamt för energisystemet som helhet. För att den flexibilitet som vätgaslagring kan erbjuda energisystemet ska realiseras krävs därför tillräckliga incitament liksom samordning och förståelse mellan elsystemets aktörer och vätgasproducenter.

Lagringens roll i scenariokartan

Lagringens funktion och lönsamhet påverkas både av teknikval och av hur vätgassystemet är organiserat. Detta blir tydligt när vi beskriver lagringens roll i scenariokartan:

- **Kvadrant 1 – få producenter och användare (ofta stora industriföretag):**
Större stationära lager, exempelvis i LRC, kan bli viktiga för driftflexibilitet och redundans. Lönsamheten beror på möjligheten att styra elanvändningen i förhållande till elprisvariationer.
- **Kvadrant 2 – få stora producenter som levererar till flera användare:**
Större lager nära produktionsanläggningar eller gemensamma klusterlager kan ge leveranssäkerhet och skalfördelar. Mindre buffertlager hos användarna kan komplettera.
- **Kvadrant 3 – många hubbar och ett utbyggt vätgasnät:**
Pipeline-lagring i rörledningar kan här bli den centrala flexibilitetsresursen, som komplement till separata stora lager. Regionala buffertlager i anslutning till vätgasnätet kan komplettera för att ge flexibilitet och stabilitet.

- **Kvadrant 4 – många producenter och få stora användare:**
Mindre, modulära lager vid produktionsanläggningar eller hos användarna blir viktiga för att hantera leveransvariationer, särskilt där pipelineinfrastruktur saknas.

4.3.3 Vätgas- och gasturbiner

Kraftbalansen i det nordiska elsystemet påverkas alltmer av momentan tillgång på varierande förnybar kraft såsom sol- och vindkraft. Det är också troligt att utbudet av dessa kraftslag till elproduktionen ökar i framtiden, både i Sverige och i våra grannländer. Vätgas som energibärare och dess konkurrenskraft förväntas vara starkt beroende av såväl tillgång till, som kostnaden för, el. Här talar just kostnadsläget till fördel för varierande förnybar elproduktion, vilket dock innebär en utmaning avseende planerbarhet och leveranssäkerhet. Flexibilitet vid produktion av vätgas med elektrolys kan bidra till ökad förmåga att balansera elsystemets produktion och användning, särskilt i de fall vätgassystemet kompletteras med ökad flexibilitet med hjälp av vätgaslager.

Möjligheten att reglera ner elektrolysörer vid låg tillgång till sol- och vindkraftsproduktion är en viktig pusselbit. Reglerbarheten medför dock en högre kostnad eftersom elektrolyskapaciteten behöver vara något högre för att producera efterfrågad mängd vätgas på färre antal timmar, liksom extra kostnader för lager. Den exakta dimensioneringen kommer bero av en mängd faktorer, exempelvis teknikkostnader och hur mycket annan flexibilitet som kan uppbådas. Dessutom finns möjligheten att använda vätgas eller dess derivat som bränsle i ett antal elproducerande tekniker, vilket på så sätt kan stötta elproduktionen när det finns behov som är svåra att hantera på annat sätt.

Gasturbiner har redan idag god förmåga att använda vätgas eller syntetiska bränslen som bränsle för elproduktion. Rent teoretiskt och praktiskt skulle det, vid låga teknikkostnader för vätgasframställning och stora vätgaslager, vara möjligt att använda vätgas (eller vätgasbaserade bränslen) och gasturbiner för att brygga eventuella obalanser i tillgång på varierande förnybar el och elanvändarnas laster.

Energiforsk rapport *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur ett energisystemperspektiv*²⁴ och två vetenskapliga artiklar av Öberg m.fl. (2022)^{21,22}, lyfter olika förutsättningar och roller för vätgas- och gasturbiner i framtidens elsystem. Gemensamt är att gasturbinerna bedöms ha stor potential att bidra till systemets kraftbalans, men att deras konkurrenskraft varierar beroende på elsystemets utformning och vätgasens tillgänglighet. Vätgasdrivna gasturbiner bedöms kunna fylla en viktig roll i att tillhandahålla snabb, planerbar och flexibel effekt, särskilt i scenarier med mycket variabel elproduktion från vind och sol. Förmågan att leverera planerbar effekt (där s.k. Open-cycle gasturbiner erbjuder förhållandevis låg kapitalkostnad)

²¹ Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). The value of flexible fuel mixing in hydrogen-fueled gas turbines – A techno-economic study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(74): 31684–31702. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.075>.

²² Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1): 624–644. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>.

är särskilt attraktivt i situationer där energilagringkapacitet i systemet är begränsad, eller där efterfrågan varierar kraftigt med låg tillgång till flexibilitet på användarsidan.

Utmaningen för gasturbiner med vätgas som bränsle ligger i det stora verkningsgradstappet att gå från el till vätgas och tillbaka till el, dvs att flytta överskottsel till underskottssituationer blir kostsamt både på grund av den totala verkningsgraden för detta samt att det är kostnadsdrivande med vätgaslager och högre kapacitet i elektrolysörer.

Således pekar resultaten från *Vätgas för ett balanserat elsystem* på att vätgasdrivna gasturbiner framför allt kan vara ekonomiskt konkurrenskraftiga i elsystem och regioner med god tillgång på el till låg produktionskostnad (t.ex. från vind), vilken för merparten av tiden innebär en låg kostnad för såväl el som vätgas. I denna typ av system finns det dock risk för perioder med sämre tillgång till elproduktion på grund av ogynnsamt väder, exempelvis så kallat Dunkelflaute, varpå gasturbiner kan ta en viktig roll genom att bidra med effekt och på så sätt öka leveranssäkerheten. Eftersom dessa situationer kommer utgöra en ytterst liten andel av årets timmar är betalningsviljan för elen som produceras hög och det är därmed möjligt att hantera ovan nämnda stora verkningsgradstapp med även ett lågt utnyttjande av dessa gasturbiner.

I realiteten finns konkurrens om att tillhandahålla flexibilitet även med annan teknik såsom vattenkraft, biogasturbiner, bränsleceller etc. Rollen för vätgasdrivna gasturbiner handlar mer om underskottsperioder av lite längre karaktär under förutsättning att det investeras i tillräckliga vätgaslager eller att gasturbinerna istället använder ett syntetiskt bränsle. Resultaten från *Vätgas för ett balanserat elsystem* visar på mindre potential i Sverige jämfört med Tyskland som har färre andra alternativ till flexibel kraftproduktion i undersökta scenarier.

Även Öberg m.fl. (2022)²² analyserar konkurrenskraften och rollen för vätgasdrivna gasturbiner i olika framtidsscenarier. Resultaten visar att störst nytta med vätgasdrivna gasturbiner återfinns i scenarier med:

- Stark miljöpolicy som begränsar användning av fossil energi eller nettoutsläpp av koldioxid.
- Storskalig användning av varierande förnybar elproduktion, vilket ger en generellt låg kostnad för att producera el (lågt medelpris) och som därmed klarar att bära höga kostnader för effekttillskott under ett begränsat antal timmar per år.

Vidare visar Öberg m.fl. (2022)²² att gasturbiner med förmågan att blanda vätgas med naturgas eller biogas kan utgöra en viktig övergångslösning eller ett sätt att tillhandahålla reservkraft även i situationer då det under en längre tid (över ca 5 dygn) är låg tillgång på väderberoende elproduktion. Möjligheten att successivt öka vätgasandelen minskar investeringsrisken och underlättar införandet av tekniken. Detta kan vara särskilt viktigt i system där tillgången på vätgas är ojämn eller där priset initialt är högt.

För svensk del indikerar analyserna att gasturbiner på vätgas kan vara ett komplement till andra flexibilitetsresurser, särskilt i områden där användning av vätgasproduktion och

infrastruktur drivs fram av en tydlig användare. Dessutom är det troligt att vätgas för användning i gasturbiner potentiellt kan ta en roll i områden med begränsad elnätkapacitet eller vid speciellt behov av planerbar produktion såsom för beredskapsändamål. Samtidigt behövs långsiktiga styrmedel och fortsatt teknikutveckling för att möjliggöra initiala satsningar och en bredare implementering.

4.3.4 Möjligheter för vätgastekniker att bidra med stödtjänster till elnätet

Vätgastekniker har potential att bidra på stödtjänstmarknaderna. Dagens stödtjänstmarknader utvecklas emellertid efterhand allteftersom elsystemets behov förändras, dvs dagens utformning är ingen garanti för hur det kommer se ut när ett eventuellt storskaligt behov av vätgas ska tillgodoses. Med det sagt kan man spekulera i hur behovet av stödtjänster kan tänkas utvecklas över tid.

Flera stödtjänster är dimensionerade för att klara att hantera det största tänkbara felfallet som gäller för rådande driftsituation, vilket i Sverige ofta utgörs av den största produktionsenheten eller en stor utlandsförbindelse (t.ex. kärnkraftsreaktorn O₃ om den är i drift). Stödtjänster tillhandahålls av de nordiska transmissionsnätoperatörerna (TSO), i Sverige av Svenska kraftnät, gemensamt i enlighet med överenskommelse om fördelning mellan länderna. Storleksordningen på nuvarande stödtjänster sträcker sig mellan ca 100 MW för FFR (från engelskans Fast Frequency Reserve) och upp till strax över 500 MW för FCR-D tjänsterna (från engelskans Frequency Containment Reserve – Disturbed).

Det finns inte mycket som talar för att effektbehoven kommer öka markant i framtiden eftersom största/dimensionerande felfall inte förväntas öka. Det är därmed viktigt att notera att i flertalet scenarier där storskalig vätgasanvändning blir en del av systemet så skulle elektrolysörer motsvarande flera GW (se ovan kapitel som ger 5–17 GW elektrolysörkapacitet) kunna erbjuda en mindre del av sin märkeffekt som reglering och därigenom mätta flera stödtjänstmarknader avseende tillgänglig effekt.

Energiforsks rapport *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader*²³ visar att elektrolysörer, vätgasdrivna gasturbiner och bränsleceller i olika grad kan leverera tjänster som är viktiga för att balansera det framtida elsystemet. Några nedslag från rapporten lyfts nedan.

Elektrolysörer som frekvensreglerare

Rapporten bedömer att elektrolysörer, särskilt PEM-elektrolysörer, har stor teknisk potential att bidra till kortsiktig balansering av elsystemet. De kan erbjuda både upp- och nedreglering inom frekvenshållning, främst inom FCR. Genom att snabbt justera elförbrukningen utifrån frekvensavvikelser kan de bidra till stabilitet i nätet. Däremot är FFR för snabb för att elektrolysörer ska kunna delta direkt, men kombinationer med exempelvis batterier eller

²³ Roupe, R. Rundqvist Yeomans, G. Östling, E. Krönert, F. (2024) *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader*. Energiforskrapport 2024:994

superkondensatorer skulle kunna möjliggöra detta. Dock bör det påpekas att FFR tjänsten redan idag är mättad av batterier och flexibel elanvändning som snabbt kan regleras ned.

PEM-tekniken bedöms som mest lämpad för olika stödtjänstmarknader, medan alkaliska och SOEC-elektrolysörer endast skulle kunna delta om de kombineras med snabbare teknologier som kan ta hand om variationer i reglerbehovet. Ekonomiskt kräver deltagande att elektrolysörerna har tillgång till vätgaslager eller flexibel efterfrågan för att kunna minska eller öka produktionen utan att störa huvudprocessen. Det framhålls också att marknaderna idag är små och osäkra, vilket gör investeringar i flexibilitet svåra att motivera.

Gasturbiner och bränsleceller

Vätagasdrivna gasturbiner har teknisk potential att bidra med mFRR (manual Frequency Restoration Reserve), där regleringen sker över längre tidsperioder och med större energivolymer. På sikt, i takt med teknikutveckling och förbättrad rampförmåga, kan de även bli aktuella för fler stödtjänstprodukter. Bränsleceller kan främst bidra inom FCR, där snabb respons och kort uthållighet efterfrågas. Dock påverkas livslängden på bränsleceller negativt av upprepade start- och stopptillfällen, vilket begränsar deras användning för frekvent reglering.

I dagsläget bedöms vätagasbaserad kraftproduktion inte vara konkurrenskraftig på stödtjänstmarknaderna, på grund av höga kostnader och låg verkningsgrad jämfört med alternativ som batterilager, flexibel elförbrukning och vattenkraft. På längre sikt, om investeringskostnaderna sjunker och gasturbinernas köregenskaper förbättras, kan tekniken få en roll även här, även om konkurrensen med batterier fortsatt kommer att vara hård.

Potential för syntetisk svängmassa (tröghet/rotationsenergi) och spänningsreglering

Rapporten av Roupe m.fl. (2024)²³ nämner att vätagasanläggningar, genom sin kraftelektronikanslutning, i framtiden skulle kunna bidra även till spänningsreglering och reaktiv effektregering. Det pågår även forskning om hur elektrolysörer med särskild styrning skulle kunna tillhandahålla syntetisk tröghet, vilket skulle kunna motverka den minskade rotationsenergin i ett elsystem med hög andel vind- och solkraft. Detta ligger dock längre fram i teknikutvecklingen.

Ekonomiska hinder och incitament

Roupe m.fl. (2024)²³ lyfter flera ekonomiska och institutionella hinder för vätagstekniker att bidra med stödtjänster till elnätet:

- Stödtjänstmarknaderna är i dagsläget små och under utveckling, vilket gör framtida intäktsnivåer svåra att förutse.
- Reglerings- och inträdeskrav kan vara komplexa och skapa osäkerhet för nya aktörer.
- Det behövs affärsmodeller som tydligt integrerar värdet av stödtjänster i investeringskalkylerna för vätagproduktion och lagring.

Rapporten drar slutsatsen att vätagasbaserade tekniker kan bidra tekniskt, men att deras roll på kort sikt är begränsad av kostnader och konkurrens från andra resurser. För att möjliggöra ett framtida bidrag krävs teknikneutral marknadsutformning som tillåter nya typer av resurser

att delta och pilotprojekt som testar affärsmodeller och tekniska lösningar. Detta är särskilt relevant i scenarier där vätgasproduktion är geografiskt spridd och många aktörer har möjlighet att erbjuda flexibilitet (såsom i kvadrant 2 och 3 i scenariokartan), men där incitamenten ännu är svaga.

4.4 Infrastruktur för el och vätgas

Utbyggnaden av el- och vätgasinfrastruktur kan komma att spela en viktig roll för Sveriges energi- och klimatomställning, särskilt eftersom vätgasproduktion och användningen förväntas öka kraftigt under kommande decennier. Enligt Energimyndigheten²⁴ är el- och vätgassystemen ömsesidigt beroende: elektrolysörer kräver elnät med tillräcklig kapacitet, medan vätgasinfrastruktur, där den etableras, kan bidra till att avlasta elnätet, användas som ett lager och möjliggöra produktion och användning av vätgas på olika platser.

Svenska kraftnät betonar i sitt samordningsuppdrag²⁵ att planering av el- och vätgasinfrastruktur bör ske gemensamt, för att undvika dubbelinvesteringar och stärka försörjningstryggheten i områden med snabb industriell expansion. Det betyder dock inte att vätgasledningar alltid är det mest kostnadseffektiva alternativet, utan att en samlad systemanalys krävs för att avgöra var och när sådana investeringar kan vara motiverade.

Transport av vätgas idag beror mycket på volymen. Lastbilstransporter med trycksatt gas används främst för små och medelstora flöden, medan rörledningar används vid stora flöden över korta till medellånga avstånd. På längre sikt kan även sjötransport och järnväg spela en roll i internationell handel med vätgas och dess derivat, såsom ammoniak och metanol.^{24, 26}

Sverige har i dag inget sammanhängande kommersiellt vätgasnät, men ett antal kortare industriledningar finns i drift, bland annat i Stenungssund, Göteborg, Lysekil och Hofors.²⁴ Samtidigt pågår flera initiativ som kan skapa nya transportmöjligheter om vätgasanvändningen ökar. Nordic Hydrogen Route²⁷ (Gasgrid Finland och Nordion Energi) planerar en gränsöverskridande ledning mellan Finland och Sverige, medan Baltic Sea Hydrogen Collector (Gasgrid Finland, Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) och Gascade)²⁸ undersöker hur vätgas från havsbaserad produktion i Östersjön kan samlas in och transporteras till norra Europa. Båda projekten befinner sig i genomförandefasen (s.k. feasibility-fas) och kan bli viktiga referensfall för hur en framtida nordisk och europeisk vätgasinfrastruktur kan byggas upp.

²⁴ Energimyndigheten. (2024). *Vätgas och vätgasinfrastruktur i det svenska energisystemet*. ER 2024:07.

²⁵ Svenska kraftnät. (2025). *Förslag till hur el- och vätgasinfrastruktur kan samplaneras i Norrbottens och Västerbottens län - Rapportering av regeringsuppdrag*. Svk 2024/3012.

²⁶ Barsk Bilén, S. Melin, J. Olsson, F. (2022). *Förnybar energi för produktion av vätgas som drivmedel - Förstudie P2X Falkenberg*. Energiforskrapport 2022:887.

²⁷ Nordic Hydrogen Route. (2025-12-22). <https://nordichydrogenroute.com/sv/>

²⁸ Baltic Sea Hydrogen Collector. (2025-12-22). <https://balticseahydrogencollector.com/>

En eventuell utveckling av ett storskaligt vätgasnät kan delvis jämföras med den historiska utbyggnaden av det svenska elnätet, där statlig samordning och långsiktiga investeringar möjliggjorde elektrifieringen av industri och samhälle. På samma sätt skulle utvecklingen av ett vätgasnät kunna ske i framtiden.

4.4.1 Storskalig användning av vätgasinfrastruktur för olika värdekedjor

Det mest kostnadseffektiva sättet att producera, laga och transportera vätgas kan bland annat bero på vilken värdekedja den ska användas i. Resultat från projektet *Grön vätgas från ett samhällsekonomiskt perspektiv* av Axelsson, m.fl. (2025)²⁹ visar att lokaliseringslogik, integrationsmöjligheter av biprodukter och värdekedjornas struktur skiljer sig åt mellan exempelvis elektrobränslen (elektrolys kombinerat med koldioxidinfångning från t.ex. kraft- eller fjärrvärmeanläggningar), bioelektrobränslen (elektrolys kombinerat med koldioxid från förgasad biomassa) och fossilfritt stål. Detta kan i sin tur påverka både produktionskostnader och lokaliseringslogik för elektrolysörer och övriga delar i värdekedjan.

I det projektet har olika konfigurationer för dessa tre värdekedjor analyserats, med utgångspunkt i att ny infrastruktur behöver byggas, antingen i form av elnät eller vätgasledning. För samtliga fall har två generella alternativ studerats i olika konfigurationer:

1. On site-produktion där vätgasen produceras vid vidareförädlingsanläggningen och ny elledning och transformatorstation byggs ut.
2. Off site-produktion där vätgasen transporteras till vidareförädlingsanläggningen via en ny vätgasrörledning.

Därmed speglar analyserna flera av scenariokartans utvecklingsvägar, från samlokalisering av produktion och användning i kvadrant 1 till mer distribuerade produktions- och distributionslösningar liknande system i kvadrant 3 och 4.

En slutsats i rapporten av Axelsson m.fl. (2026)²⁹ är att det inte finns någon generell fördel för on- eller off-site vätgasproduktion, utan detta beror till stor del på vad vätgasen ska användas till, tillgången på kapacitet i elnätet utan utbyggnad och hur olika värdekedjor kan utformas för olika användningsområden. Ur ett teknoekonomiskt perspektiv visas kostnaderna för utbyggnad av infrastruktur, dvs elnät eller rörledningar, utgöra en liten del av slutprodukternas produktionskostnader.

Vidare visas att nyttjande av biprodukter i produktionsprocessen vid samlokalisering inte har särskilt stor påverkan på produktionskostnaden, förutom i bioelektrobränslefallet där större mängder syre kan användas i förgasningsprocessen. Möjligheten att hitta extern avsättning är ofta begränsad och starkt kopplad till timing och lokal kontext (läs mer om tillvaratagande av restvärme och syrgas i kapitel 5). Om avsättning finns kan produktionskostnaden minska med

²⁹ Axelsson, L., Petterson, K., Torén, J., Shafiei, E., Cintas, O., Tsegai, B., Östling, E., Bouma, H., Görling, M. (2025). *Grön vätgas från ett samhällsekonomiskt perspektiv*. Energiforskrapport 2026:1167.

ca 10–12 %. Detta innebär att samlokalisering för nyttjande av biprodukter inte nödvändigtvis har en fördel för produktion av de studerade slutprodukterna.²⁹

Rapporten från Axelsson m.fl. (2026)²⁹ analyserar också infrastrukturvalen ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Resultaten visar bland annat att vätgasrörledningar kräver mindre markutrymme än elledningar och har lägre visuell påverkan då de är nedgrävda, vilket kan leda till större lokal acceptans än för luftburna elledningar. Rörledningar är dock mindre etablerade i Sverige vilket medför vissa acceptans- och säkerhetsfrågor. Vidare är regelverk och standarder för vätgasrörledningar är under utveckling, vilket skapar osäkerhet i tillståndprocesserna och risker för längre tillståndstider. Elnät har väletablerade processer och tydliga regelverk, men innebär ofta större visuell påverkan (om de inte är nedgrävda) vilket kan påverka acceptansen för utbyggnad. Elledningar har också generellt långa tillståndprocesser. Långa byggtider och beroendet av kringliggande infrastruktur kan dessutom skapa flaskhalsar och cykliska investeringsmönster för båda infrastrukturalternativen, vilket kan leda till fördröjd driftsättning och underutnyttjad kapacitet. Sammantaget understryker detta behov av samordnad planering mellan el- och vätgassystem för att minska kostnader och undvika förseningar.

Rapporten av Axelsson m.fl. (2026)²⁹ kommer slutligen fram till att styrande faktorer för lokalisering av vätgasproduktion främst handlar om möjligheten att få elnätsanslutning. Affärsrelationer och aktörernas förmåga att samarbeta spelar också en central roll.

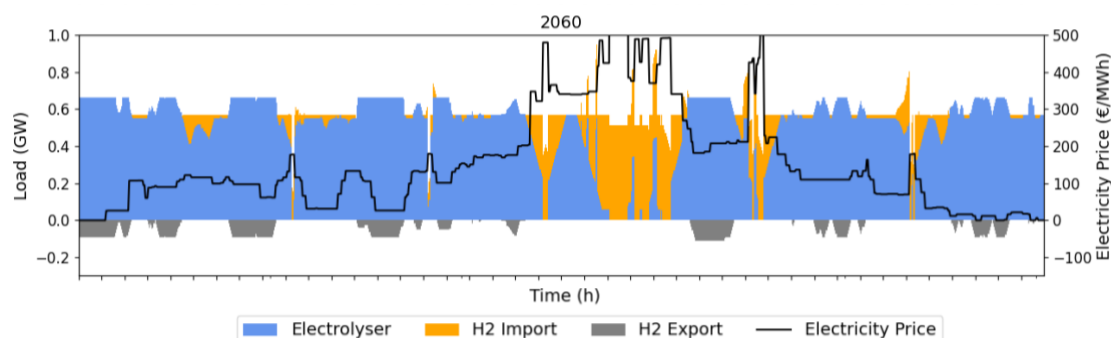
4.4.2 Vätgasrörledning på västkusten – när är det lönsamt?

Rosen m.fl. (2026)¹⁵ har analyserat förutsättningarna för en vätgasledning på västkusten, vilket kan ses som ett exempel på en lokal kontext. På västkusten kommer det att finnas ett stort vätgasbehov i Göteborg, Stenungssund och Lysekil. Dessa tre noder har också olika förutsättningar att generera förnybar el och anslutningseffekt till överliggande elnät. Det finns för närvarande även en begränsning i möjligheten att överföra el från överliggande nät till Göteborg.

Är det då lönsamt att investera i en vätgasrörledning mellan dessa noder? En vetenskaplig studie av Rosén m.fl. (2024)³⁰ har modellerat förutsättningarna för en vätgasinфраstruktur på västkusten. Resultaten från studien visar att det i samtliga undersökta fall är lönsamt att investera i en vätgasinфраstruktur mellan kommunerna. Stenungssund har bättre förutsättning att producera el från havsbaserad vindkraft och kan därmed bli en nettoexportör av vätgas både till Göteborg och Lysekil. I modellen väljer Stenungssund att investera i ett storskaligt vätgaslager motsvarande ca 85 timmars vätgasbehov. I Göteborg investeras det i ett tanklager för att lokalt balansera vätgasbehovet kritiska timmar. Figur 12 visar

³⁰ Rosén, S., Göransson, L., Taljegård, M., Lehtveer, M. (2024). Modeling of a "Hydrogen Valley" to investigate the impact of a regional pipeline for hydrogen supply. *Frontiers in Energy Research*, 12 - 2024. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1420224>

vätgasförsörjning för Göteborg, inklusive elektrolysörens belastning, import och export av vätgas samt elpriser under sex vinterveckor, modellerade för 2060. Figur 12 visar tydligt att när det är höga elpriser väljer Göteborg att producera mindre vätgas och istället importera vätgas från Stenungssund.



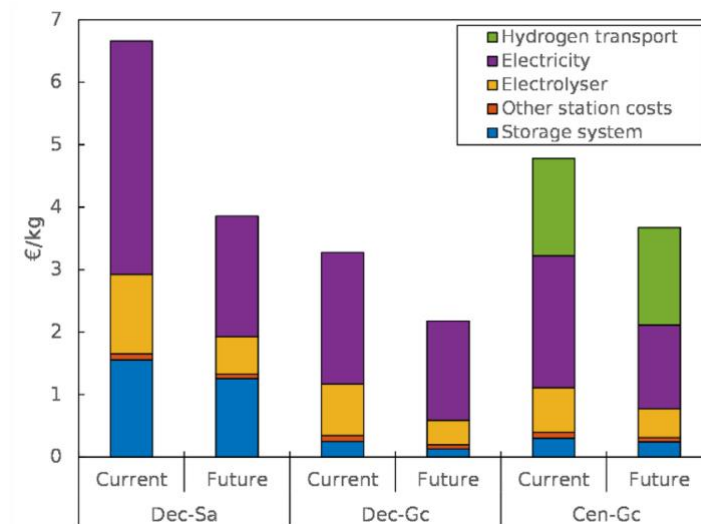
Figur 12. Timvis vätgasförsörjning för Göteborg, inklusive elektrolysörens belastning (load), import och export av vätgas samt elpriser under sex vinterveckor, modellerade för olika framtida årtal (Rosén m.fl., 2026).¹⁵

4.4.3 Tankstationer för vätgas- hur försörjer vi dem?

Senast år 2030 måste EU-länderna ha byggt vätgastankstationer minst var 200:e kilometer längs större vägar samt en i varje urban knutpunkt. Syftet är att underlätta införandet av vätgasdriven transport. Detta regleras av förordningen om infrastruktur för alternativa bränslen (AFIR), som trädde i kraft 2023.

Lundblad m.fl. (2023)¹⁸ har analyserat kostnaden att försörja vätgastankstationer i tre olika fall. Figur 13 visar att det dyraste fallet är off-grid lösning utan anslutning till vare sig elnät eller vätgasinfrastruktur. I det fallet produceras både el och vätgas på tankstationen utan tillgång till elnät. Resultatet visar också att vid småskalig användning på en tankstation blir lastbilstransporter med vätgas dyrare än att vätgasen produceras småskaligt på plats med koppling till elnätet (se Figur 13). Detta eftersom det inte finns så mycket skalfördelar vad gäller kostnader för produktion av elektrolysörer. Det är samma slutsats som Bilén m.fl. (2022)²⁶ kommer fram till i en analys av möjligheterna att etablera en vätgastankstation i Falkenberg. Lundblad m.fl. (2023)¹⁸ har antagit att vätgasen transporteras 3 timmar med lastbil och tankstation förbrukade 150–2000 kg_{H2}/dag, vilket motsvarande ungefär 5-67 tankbilar med vätgas per dag.

I analysen har det antagits en elnätsavgift som ska spegla kostnad för att bygga ut elnät till tankstationen. Dock är elnätsavgiften en generell kostnad hämtad från Energimarknadsinspektionen, som såklart kan vara mycket högre i fall där det kommer krävas stora kostnader för att dra ut elnät eller öka befintlig kapacitet till tankstationen. Studien har inte jämfört kostnaderna för att bygga ut en vätgaspipeline till tankstationen. Storleken på tankstationen kan också spela roll för lönsamheten att ansluta en tankstation till en vätgasinfrastruktur.



Figur 13. Kostnad för att producera vätgas i några olika fall då vätgasen produceras antingen i småskaliga decentraliserade anläggningar (Dec) eller storskaliga centraliserade anläggningar (Cen), som "stand alone" (Sa) eller "grid connected" (Gc), idag eller i framtiden (Lundblad m.fl, 2023)¹⁸.

Praktiskt exempel: Vätgastankstation i Falkenberg²⁶

I förstudien *Förnybar energi för produktion av vätgas som drivmedel* (2022) analyserades möjligheterna att etablera en vätgastankstation i Falkenberg. Projektet, som drevs av Falkenberg Energi tillsammans med Nilsson Energy, Wind Sweden och Region Halland, visade att produktion av vätgas på plats med lokal förnybar el var ett mer kostnads- och energieffektivt alternativ för stationen än dittransporterad gas.

Spillvärmen från elektrolysen planeras återvinnas till fjärrvärmenätet, vilket stärker sektorkopplingen. I projektet lyftes lokal samverkan och systemintegration som avgörande för lönsam småskalig vätgasinfrastruktur.

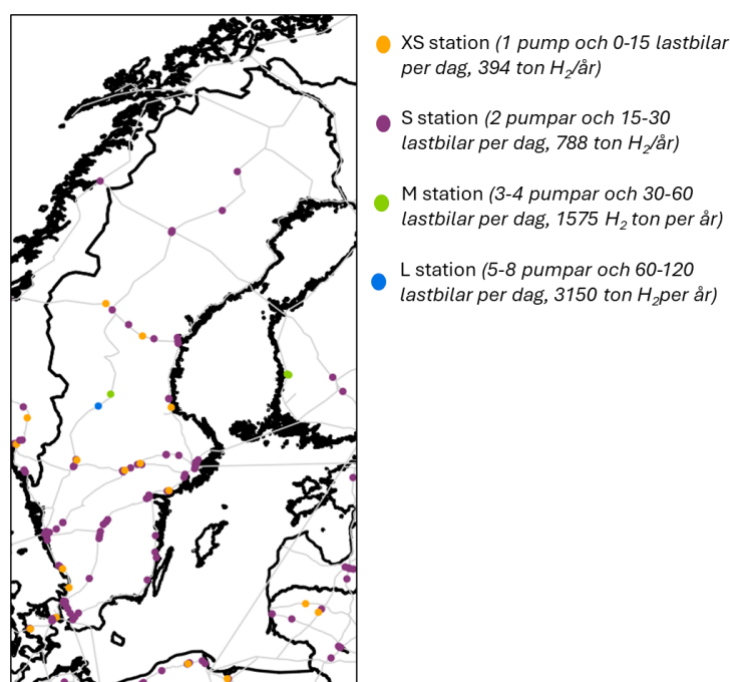
Projektet identifierade även behov av tydligare affärsmodeller och fortsatt pilotering för att skala upp liknande lösningar i andra regioner.

Källa: Barsk Bilén, S. Melin, J. Olsson, F. (2022). *Förnybar energi för produktion av vätgas som drivmedel- Förstudie P2X Falkenberg*. Energiforskrappport 2022:887.²⁶

Figur 14 visar simulerad placering av vätgastankstationer i Sverige 2050 baserat på att 15 % av lastbilar som transporterar gods längre än 360 km använder vätgas. Modellen tar hänsyn till topografi och hastighetsbegränsningar (som påverkar hur mycket vätgas som förbrukas i fordonet) för att transportera gods på väg, från stad A till stad B (se även beskrivning av SVENG-modellen i avsnitt 1.2.1). I SVENG antas att de 15 % av lastbilarna som kör på vätgas fördelas ut jämt i Europa, men man kan tänka sig olika fördelningar där vissa regioner

specialiserar sig på olika tekniska lösningar och därför har olika behov av vätgastankinfrastruktur.

Resultatet för vätgasbehovet i Sverige, 2050, från SVENG-modellen, är högre än kravet i AFIR 2030, vilket indikerar att AFIRs tankstationstäthet är en bra början för Sverige, och att fler behöver byggas fram till 2050 för att möta behovet om 15% av lastbilarna körs på vätgas. Om man skulle installera elektrolysörer direkt vid tankstationerna, och anta att de används med 60% nyttjandegrad, skulle det motsvara 2 MW, 5MW, 10MW och 20 MW elektrolysörer för XS, S, M och L stationer i Figur 14 (Löfving m.fl. 2025)⁴. Lundblad m.fl. (2023)¹⁸ visar i sin analys att utnyttjandegraden på elektrolysörer på en tankstation behöver ligga på över 60% för att det ska vara kostnadseffektivt.



Figur 14. Simulerad placering av vätgastankstationer i Sverige 2050 baserat på att 15% av lastbilarna som transporterar gods längre än 360 km använder vätgas. Källa: Löfving m.fl. (2025)⁴.

4.5 Kostnader

Kostnaden för att producera vätgas påverkas av flera olika faktorer, vilket konstateras i flertalet tidigare studier och även i detta projekt. Analyser i detta projekt, liksom i tidigare publikationer av t.ex. Öberg m.fl. (2022)³¹ och Grahn, m.fl. (2022)³², visar att kostnaden för el är den viktigaste faktorn för att producera billig vätgas. Även andra faktorer så som geografiska möjligheter med vätgaslager, tillgång på vatten och syre lokalt samt

³¹ Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). The cost dynamics of hydrogen supply in future energy systems—A techno-economic study. *Applied Energy* 328: 120233.

³² Grahn, M., Malmgren, E., Korberg, A., Taljegard, M., Anderson, J., Brynolf, S., Hansson, J., Skov, I.R., Wallington, T.J. (2022). Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact. *Progress in Energy* 4, no. 3: 032010

överföringskapacitet i elnätet kan påverka kostnaden för att producera vätgas. Öberg m.fl. (2022)³¹ har även visat att hur flexibelt vätgasbehovet är påverkar produktionskostnaden.

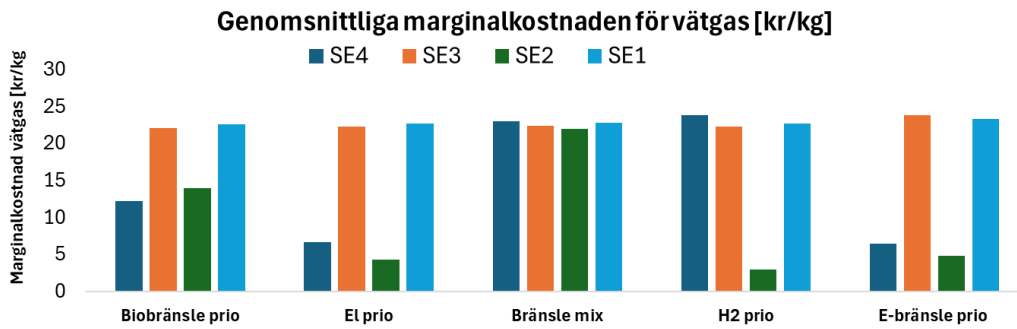
Faktorer som påverkar vätgaskostnaden är bland annat:

- Kostnaden att producera el
- Kostnaden för elektrolysörer
- Efterfrågan och värdet på syre och värme
- Vattentillgång
- Överföringskapacitet i elnätet
- Möjligheter och kostnad för att bygga storskaligt vätgaslager
- Flexibiliteten och storleken på vätgasbehovet
- Kostnaden och strukturen för vätgasledning

Figur 15 visar den genomsnittliga marginalkostnaden för att producera vätgas för alla scenarier uppdelat på Sveriges elprisområden. Marginalkostnaden är vad det skulle kosta att producera en enhet till och inkluderar i detta fall annuitiserad CAPEX, årlig OPEX och kostnad för vätgaslager. I kostnaden ingår inte några skatter eller avgifter, och inte heller en kostnad för att transportera vätgas från produktion till användning. Den genomsnittliga produktionskostnaden ligger för SE1 och SE3 strax över 20 kr/kg och varierar inte nämnvärt mellan fallen. Vätgasbehovet är väldigt litet i SE2 och SE4 (1 -3 TWh_{H₂}) jämfört med SE1 och SE3 (12-63 TWh_{H₂}). I SE1 och SE3 utgör vätgasbehovet en stor del av det totala elbehovet.

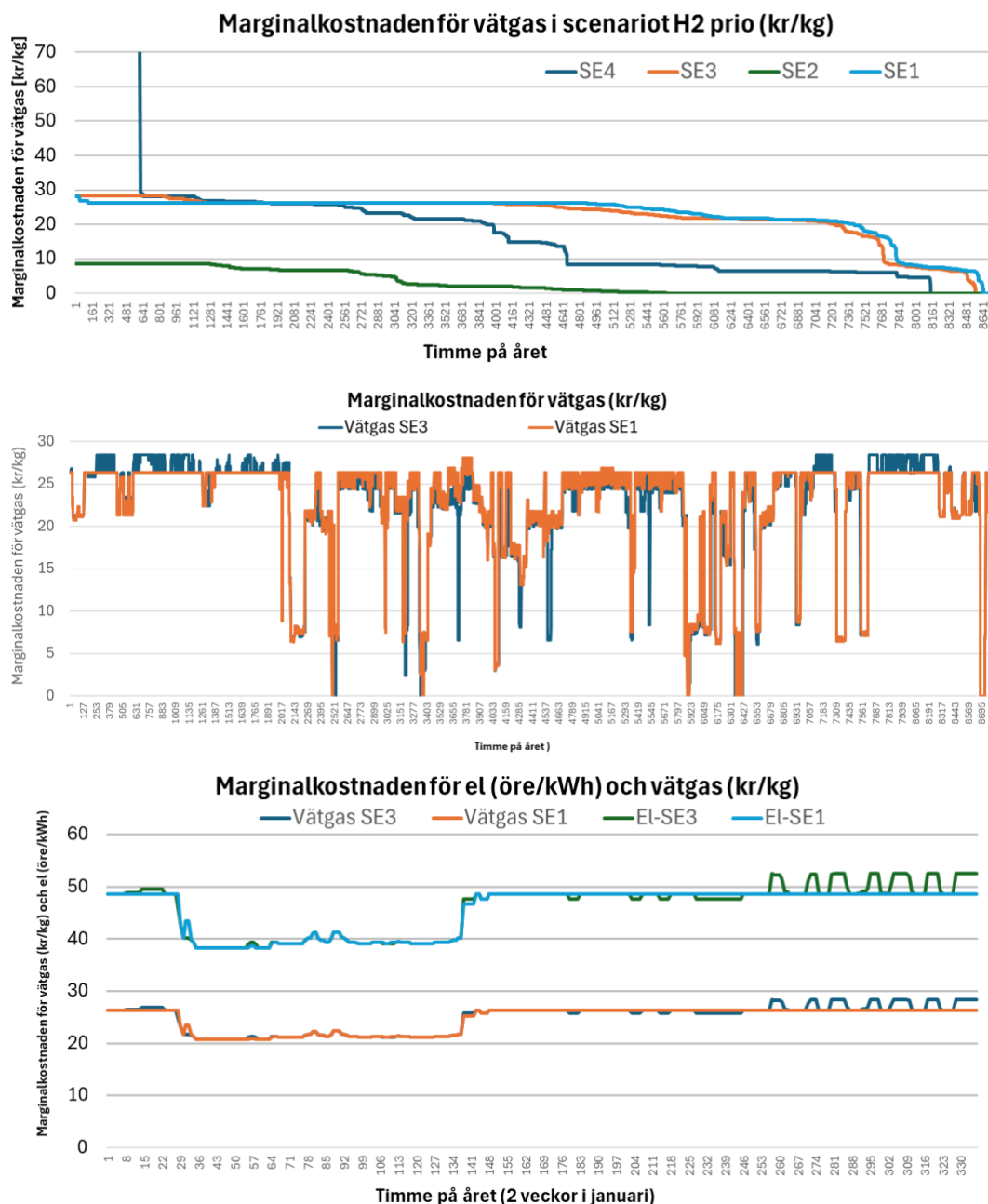
Om vi jämför den genomsnittliga kostnaden att producera vätgas i Sverige med andra regioner i Europa, så är SE1, SE2 och SE3 bland de med lägst kostnad ihop med Norge och de Baltiska länderna. SE4 ligger i mitten ihop med länder med stor tillgång till solkraft, så som Frankrike och Spanien, men även länder som Danmark och Storbritannien. För många länder i Europa genererar scenarierna H₂ prio och E-bränsle prio, med ett större vätgasbehov, dyrare kostnad för vätgas eftersom det kräver utbyggnad av dyrare elproduktionsteknik och användning av sämre vindlägen för vindkraft. Löfving m.fl. (2026)⁵ har också visat att marginalkostnaden på el, därmed också vätgas, inte behöver öka markant mellan de olika scenarierna och beror mycket på förutsättningarna i varje elprisområde.

Lokaliseringen av vätgasproduktionen påverkar både regionala och nationella prisnivåer. I modellerna antas att vätgas inte transporteras mellan elprisområden, varken i Sverige eller i Europa. Vätgasledning, eller transport av vätgas med lastbil/sjöfart) kan leda till att mer vätgas produceras i områden med god tillgång på el, vilket skulle jämna ut vätgaspriserna mellan olika regioner. Sverige, med lägre el- och vätgaspriser än t.ex. Tyskland, har potential att bli nettoexportör av el och/eller vätgas till kringliggande regioner. De lägre priserna på el och vätgas i vissa regioner/områden skapar incitament att bygga vätgasledning mellan regioner både nationellt och lokalt. Eftersom vi inte undersökt handel av vätgas mellan regioner med Multinode så vet vi inte hur stort incitamentet är, men eftersom vi ser en prisskillnad skulle det vara väldigt intressant att undersöka genom att inkludera handel med vätgas.



Figur 15. Årliga genomsnittliga marginalkostnaden för vätgas (kr/kg) för alla fem scenarier och Sveriges olika elprisområden år 2050. Resultat kommer från modellen Multinode.

Marginalkostnaden för vätgas varierar under året, med högre och jämnare priser på vintern än på sommaren (se Figur 16). Priset varierar också i perioder om ett par dygn, motsvarande produktion från vindkraft, vilket är speciellt tydligt under sommaren. Modellen visar oftast en marginalkostnad på ca 25 kr/kg vätgas (SE1 och SE3, där vätgasbehovet är störst), se den översta grafen. Den nedre grafen visar hur tätt sammankopplade priset på vätgas och el är. Tidigare analyser i *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv*¹⁴ visar också att marginalpriserna för el och vätgas är nära kopplade, och vätgaspriset påverkas därmed av antaganden gällande lokalisering, tillgång på lager och elproduktionsmix.



Figur 16. Marginalkostnaden för vätgas för alla årets timmar sorterad från högsta till lägsta för scenariot H2 prio (övre), marginalkostnaden för vätgas för alla årets timmar för scenariot H2 prio (mellan), och marginalkostnad på el och vätgas för 2 veckor i januari för scenariot H2 prio (nedre). Alla figurer visar modelleringsresultat från modellen Multinode år 2050. Här används scenariot H2 prio som exempel, men liknande resultat återfinns i de andra scenarierna.

Vätgaslager möjliggör att vätgas kan produceras när elpriset är lågt, lagras och användas då elpriset är högre. Ett flexibelt vätgasbehov möjliggör också att producera mer vätgas under timmar med lägre elpris. Ett vätgaslager eller flexibelt vätgasbehov gör att vätgasens marginalpris blir jämnare och lägre över tid, och att prisskillnader mellan dygn minskar.

Vätgaslagers påverkan på priset på vätgas i praktiken beror dock på hur lagring och transport samverkar. I scenarier där produktion och användning sker på samma plats (som i vissa

scenarier i kvadrant 1) kan lagring bidra till lokal flexibilitet utan större behov av investeringar i transportinfrastruktur. Det förutsätter emellertid att förutsättningar för stora lager finns, så som goda markförhållanden för bergrumslagring. I mer distribuerade eller storskaliga system (kvadrant 2–4) blir någon form av vätgastransport mellan produktions- och användarplatser nödvändig, och lokaliseringen av lagren, nära produktion, nära användare eller båda, påverkar hur effektivt lagringen kan bidra till systemflexibilitet och kostanden för att producera vätgas.

Vätgasbehovets storlek och elproduktionens sammansättning påverkar prisbilden. I scenarier med högre vätgasproduktion ökar den genomsnittliga prisnivån. I Europa då dyrare elproduktionstekniker behöver användas, och variationerna blir större, särskilt om flexibiliteten är begränsad. En större andel planerbar elproduktion, som kärnkraft eller kraftvärme, tenderar däremot att höja genomsnittspriserna men samtidigt stabilisera prisnivån över tid, vilket minskar behov av flexibilitet.

Nyckelinsikter om el- och vätgaspriser från modellering med Multinode och litteraturen^{5,14,16}

- **Ett flexibelt vätgasbehov och lagring** jämnar ut skapar ett jämnare både vätgas och elpris genom att flytta vätgasproduktion och -användning till timmar med större elproduktion. I Sverige innebär det att följa främst variationer i vindkraftsproduktion.
- **Lokalisering av tillkommande el- och vätgasproduktion** och möjligheten att transportera vätgas mellan områden avgör hur mycket prisnivåer konvergerar eller divergerar mellan områden, både inom Sverige och gentemot angränsande regioner. Sverige har lägre marginalkostnad för både vätgas och el, vilket skapar incitament att bygga el och/eller vätgasinfrastruktur för att exportera el eller vätgas.
- **Marginalpriset på vätgas och el är tätt sammankopplat**, och varierar både över dygnet och mellan säsonger. Ett mer stabilt pris under vintern, och större fluktuationer under sommaren.

5. RESURSER, MILJÖ OCH KLIMAT

Vätgasproduktion och användning av vätgas kräver olika resurser så som vatten, mark och kritiska råmaterial, vilket påverkar vår miljö och vårt klimat på olika sätt. Markanvändning är framför allt kopplat till produktion av förnybar el för att producera vätgas. Vätgasproduktion ger också biprodukter så som värme och syre. Restvärme från elektrolys kan exempelvis ge nytta i fjärrvärmesystemen genom att minska bränsleanvändning och öka resurseffektiviteten, vilket i sin tur sänker energisystemkostnaden. Vid användning av vätgas för produktion av kolbaserade elektrobränslen behövs koldioxid som insatsvara. Koldioxid kan fångas in från olika punktkällor eller från luften. Vätgasens och elektrobränslens klimatpåverkan beror, såklart, till stor del på utsläppen av växthusgaser från elproduktionen. Det finns också vidare hållbarhetsaspekter som vi belyser i slutet av detta kapitel.

5.1 Vattenanvändning

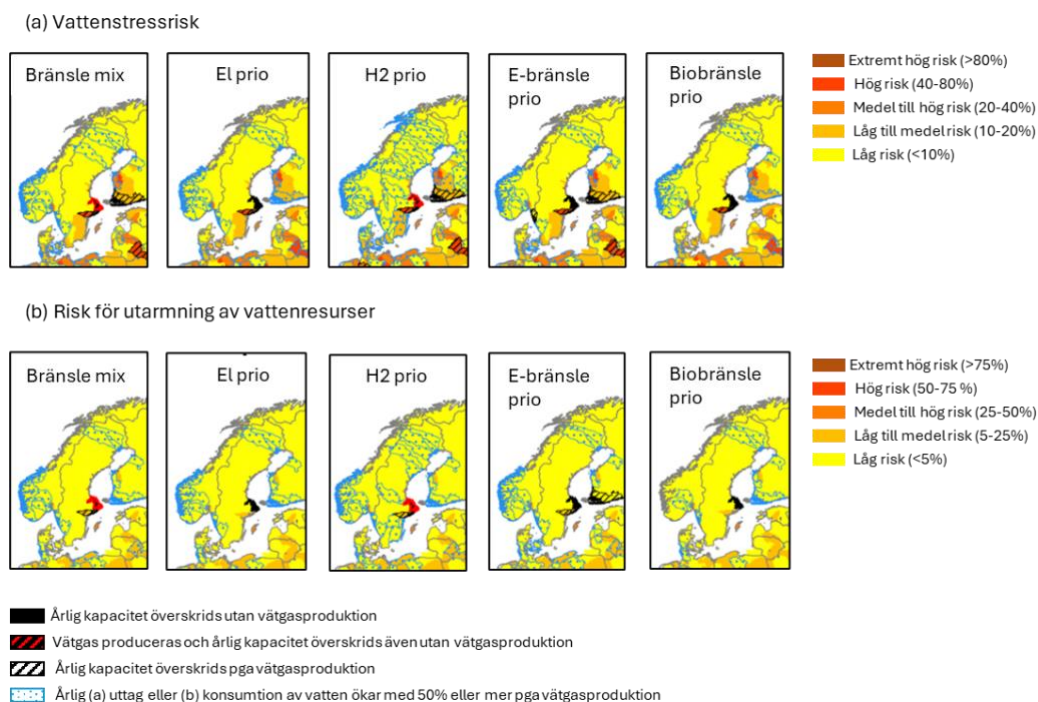
Vid produktion av vätgas genom elektrolys används vatten som råvara för att spjälka vattenmolekyler (H_2O) till vätgas (H_2) och syrgas (O_2) med hjälp av el. Processen kräver relativt rent vatten, oftast av avjoniserad kvalitet, vilket innebär att det behöver renas innan användning. För att producera 1 kg vätgas går det teoretiskt åt ca 9 liter vatten i själva elektrolysen, men den totala vattenförbrukningen blir betydligt högre när man även inkluderar förluster samt vatten till rening, kylning och kringprocesser. Även om vattenbehovet är måttligt jämfört med många andra industriella processer, kan tillgången till rent vatten bli en mycket relevant fråga vid storskalig produktion av vätgas, särskilt i regioner med vattenbrist. I Löfving m.fl. (2026)⁵ antas att för varje kg vätgas som produceras behövs 30 liter vatten tas ut från källan, varav 15 liter antas konsumeras utan att återföras till avrinningsområdet.

Löfving m.fl. (2026)⁵ har också studerat hur de fem scenarierna som presenteras i avsnitt 4.1.1 skulle kunna påverka risken för vattenstress och risk för utarmning av vattenresurser 2050 (se Figur 17). Vattenstressrisk relaterar tillgängligt vatten till den totala mängden vatten som tas ut, varav en del återförs till källan. Risk för utarmning av vattenresurser relaterar tillgängligt vatten till den totala mängden vatten som konsumeras, det vill säga den del som binds i produkten, förloras som ånga etc., och inte återförs.

Sverige har generellt låg risk för både vattenstress och för utarmning av vattenresurser, men risken är högre i vissa regioner än i andra. Bohuslän är ett exempel på en region med låg uppskattad vattenstressrisk som trots det drabbas av ett överuttag i scenariot med störst produktion av vätgas (e-bränsle prio-scenariot). I Figur 17 visas en karta över risknivån för vattenstress och för vattenutarmning för olika delavrinningsområden i Sverige år 2050 i de fem olika scenarierna. Figur 17 visar att det årliga uttaget av vatten för vätgasproduktion ökar med mer än 50 % i nästan hela Sverige i scenariot H_2 prio, vilket också påverkar risknivån för vattenstress.

Kopplat till scenariokartan innebär detta att:

- Scenarier med få producenter av vätgas i **centraliserade, storskaliga produktionssystem** (kvadrant 1 och 2) och där det totalt sätt används mycket vatten kan påverka vattenstressrisken och risken för utarmning av vattenresurser. I sådana fall bör man noga planera varifrån vatten ska tas för att minska risken. Det kan finnas behov av att placera vätgasproduktionsanläggningar där vattentillgången är god eller planera för transport eller avsaltning av havsvatten.
- I **decentraliserade produktionssystem** (kvadrant 3 och 4) blir vattentillgång ett betydligt mindre problem men ökningen gentemot dagens vattenanvändning kan ändå vara avsevärd lokalt. I H₂ prio scenariot ökar det årliga uttaget och konsumtionen i flera delar av Sverige med mer än 50%.



Figur 17. Karta över a) vattenstressrisk och b) risk för utarmning av vattenresurser för olika delavrinningsområden i Sverige år 2050 för scenarierna Bränsle mix, El prio, H₂ prio, E-bränsle prio och Biobränsle prio. Grundläggande risk är angiven med bakgrundsfärger och är modellerad i Aqeduct 4.072. Streckade områden visar att den årliga vattenanvändningen överskrider tillgängliga resurser på grund av vätgasproduktion. Blå prickar visar att vattenuttag har ökat med mer än 50 %. Källa: Löfving m.fl. (2026)⁵.

5.2 Markanvändning och användning av kritiska råmaterial

Vätgas och elektrobränsleproduktion tar generellt väsentligt mindre mark i anspråk än biobränsleproduktion, enligt Rennuit-Mortensen m.fl. (2023)³³. Det bekräftas också i en studie av Löfving m.fl. (2026)⁵, där resultaten tyder på att scenarier med mer vätgas och elektrobränsleproduktion minskar den totala markanvändningen jämfört med ett scenario där biobränsle används i större utsträckning i transportsektorn. Markanvändningen sker framför allt kopplat till produktion av förnybar el som behöver byggas ut för att producera vätgas. Det är många faktorer som påverkar hur mycket energi som kan genereras från ett visst markområde, och att beräkna den totala markanvändningen för olika elproduktionstekniker blir därför komplicerad. För vind- och solkraft, varierar energiproduktionen beroende på lokala förhållanden såsom solinstrålning och vindförhållanden. Möjligheten att generera andra värden från marken genom att kombinera med till exempel skogsbruk och jordbruk varierar också.

Nya typer av teknologier och material krävs för produktion, lagring, transport och användning av vätgas. Flera av dessa tillhör gruppen av kritiska råmaterial så som platina, iridium, koppar och magnesium, osv.³⁴ Inom EU klassas kritiska råmaterial (Critical Raw Materials, CRMs) som råmaterial som är av stor betydelse för EU:s ekonomi och samtidigt förknippade med en hög risk för störningar i tillgång. Studier pekar än så länge på att detta inte kommer vara ett hinder för storskalig vätgasanvändning men att det kan påverka exempelvis val av elektrolysörer.³⁵

5.3 Tillvaratagande av restvärme från vätgasproduktion

I en elektrolysprocess genereras värme som biprodukt, och att ta vara på restvärme kan avsevärt förbättra både resursutnyttjandet och systemeffektiviteten i vätgasproduktionen. Restvärmeåtervinning kan dessutom minska efterfrågan på biobränslen i fjärrvärmesektorn, vilket kan bli allt viktigare i takt med att konkurrensen om bioresurser ökar. Temperatur och mängden restvärme beror på elektrolysrstyper, ålder och systemutformning. Alkaliska elektrolysörer har ofta utloppstemperaturer kring 80 °C, medan PEM-elektrolysörer ligger runt 60 °C. Det ger restvärmtemperaturer i kylsystemet på mellan 40 och 75 °C, beroende på drift och design. Alkaliska elektrolysörer bedöms därmed något bättre lämpade för applikationer med högre temperaturkrav.³⁶

³³ Rennuit-Mortensen, A., Dalgas Rasmussen, K., Grahm, M. (2023). How replacing fossil fuels with electrofuels could influence the demand for renewable energy and land area. *Smart Energy*, 10. <http://dx.doi.org/10.1016/j.segy.2023.100107>

³⁴ Eikeng, E., Makhsoos, A., Pollet, B G. et al. (2024). Critical and strategic raw materials for electrolyzers, fuel cells, metal hydrides and hydrogen separation technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 71: 433-464. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.096>

³⁵ Teixeira, B., Centeno Brito, M., Mateus, A. (2024). Strategic raw material requirements for large-scale hydrogen production in Portugal and European Union. *Energy Reports*, 12: 5133-5144. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.002>

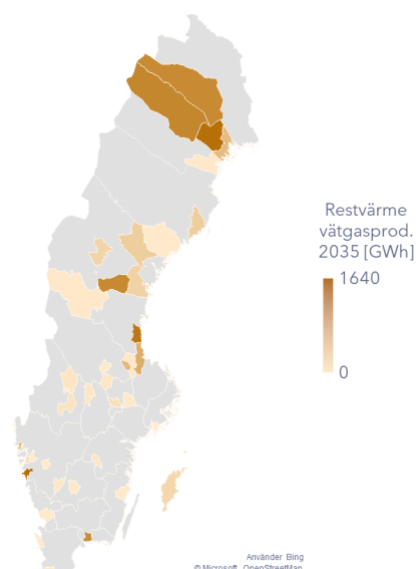
³⁶ Wikström, A. m.fl. (2023). *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme AP4. Återvinning av restvärme - Studie över hur värmeförluster från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme*. HyCoGen P107879. RISE.

Den återvinningsbara värmeenergin kan generellt uppskattas till omkring 20–25 % av insatt elenergi, alternativt cirka 35 % av vätgasens energiinnehåll^{37, 38}. Om elektrolysbaserad vätgasproduktion i Sverige når 30 TWh per år, motsvarar det en restvärmepotential på omkring 10 TWh – att jämföra med Sveriges totala fjärrvärmeleveranser på cirka 50 TWh.

5.3.1 Förutsättningar för tillvaratagande

Den teoretiska potentialen är stor, men praktiskt nyttiggörande påverkas av flera faktorer:

- **Geografisk matchning:** Många planerade vätgasprojekt är i GW-skala och placerade i glesbefolkade områden långt från större värmebehov³⁹, motsvarande scenariokartans kvadranter 1 och 2 med få, storskaliga producenter. I mer distribuerade system (kvadranter 3 och 4) är restvärmen mer spridd, vilket ökar möjligheterna till lokal integration i fjärrvärmenätet eller andra delar av energisystemet där det finns ett värmebehov. Potentialen beror dock på lokala temperaturkrav, värmeunderlag, närhet till fjärrvärmenät och fjärrvärmenätens produktionsmix.



Figur 18. Uppskattad restvärmepotential från svensk vätgasproduktion med elektrolys 2035.³⁹

- **Temperaturgap:** Traditionella fjärrvärmesystem kräver 80–110 °C, medan restvärme från elektrolys ofta understiger 70 °C. För användning i befintliga nät krävs därför temperaturhöjning, till exempel via värmepumpar. I nya, lågtempererade fjärrvärmesystem kan restvärmen däremot ofta utnyttjas direkt. Restvärme kan även nyttiggöras i applikationer med lägre temperaturbehov, exempelvis växthus eller fiskodling.
- **Lokaliseringslogik:** Vätgasprojekt lokaliseras främst utifrån industriella behov – tillgång till elnät, närhet till annan industri, mark- och logistikförutsättningar – snarare än med restvärmeåtervinning i åtanke.

³⁷ Danish Energy Agency och Energinet. (2021). *Technology Data for Renewable Fuels*. Version number 0007.

³⁸ Energimyndigheten. (2024). *Underlag till genomförande av artikel 25.1-25.5 i direktivet om energieffektivitet*. ER 2024:24.

³⁹ Ludvig, K. Renström, J. (2025). *Kartläggning av restvärmeflöden i Sverige idag och i framtiden*. Värmemarknad Sverige.

- **Skalproblem:** Även när produktionen placeras nära värmebehov tenderar restvärmemängderna från storskaliga projekt att överskrida den lokala avsättningen i exempelvis befintliga fjärrvärmesystem.
- **Kvalitet och kontinuitet:** Restvärmeleveransernas stabilitet påverkas av elektrolysörernas driftmönster, som styrs av industrins behov, elpriser och nättavtal. För ett fjärrvärmesystem innebär det variationer i både tid och temperatur, vilket kräver flexibla avtals- och samarbetsformer mellan industri och energibolag samt att fjärrvärmeföretagen kan behålla egna produktionsresurser som komplement.

5.3.2 Resultat från modellanalys – nationell potential och systemeffekter

För att kvantifiera restvärmens roll i energisystemet har modellanalyser genomförts med energimodellen EPOD, som optimerar drift av det nordeuropeiska elsystemet och svenska fjärrvärmenet för ett framtidsscenario motsvarande år 2035. Arbetet bygger vidare på slutsatser från *Vätgas för ett balanserat elsystem - Analys ur energisystemperspektiv*⁴⁰, där det konstaterades att restvärme från elektrolys kan minska både systemkostnader och vätgasens produktionskostnad genom ett högre samlat produktionsvärde.

Modelleringen bygger på antaganden från Elmarknadsutredningen (2025)⁴⁰ som antar en hög elanvändning, kraftig utbyggnad av vind- och solkraft, livstidsförlängd kärnkraft samt ökad elektrifiering av industri och transporter. Elektrolysörerna antas vara av PEM-typ, där 22 % av tillförd elenergi återvinns som värme, som uppgraderas till fjärrvärmnivå med värmepumpar (COP = 4).

Två kontrasterande scenarier har analyserats:

- **Storskaligt, centraliserat scenario (kvadrant 1–2):** ett fåtal stora elektrolysanläggningar lokaliserade utan hänsyn till värmebehov.
- **Decentraliserat scenario (kvadrant 3–4)**⁴¹: många mindre elektrolysanläggningar spridda geografiskt och kopplade till lokala fjärrvärmesystem, fördelade efter värmeunderlag och användning av skogsflis.

Antaget svenskt vätgasbehov i scenarierna:

35 TWh per år, med regional fördelning:

- SE1: 18 TWh
- SE2: 12 TWh
- SE3: 6 TWh
- SE4: 0,5 TWh

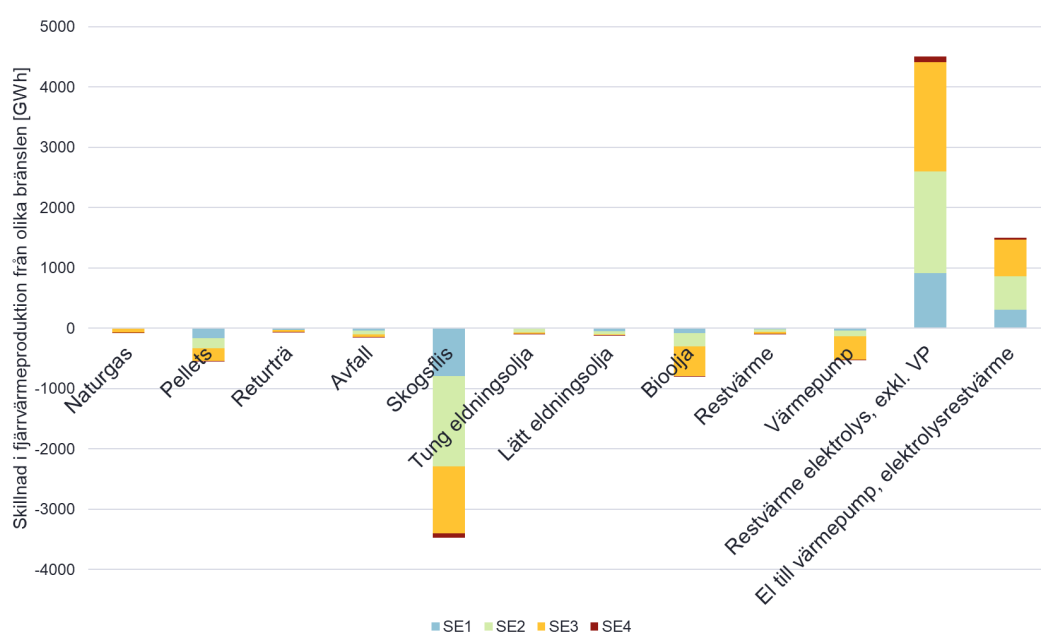
⁴⁰ Elmarknadsutredningen. (2025). *Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? Bilaga 2: Modellanalys av framtida elpriser och intjäningsförmåga för olika kraftslag*. SOU 2025:47.

⁴¹ Antaganden om elsystemet utgår från det centraliserade scenariot, och inga investeringar har tillåtits för att anpassa energisystemet till den möjliga värmeåtervinningen i det decentraliserade scenariot. Resultaten är därmed konservativa – ett system som planeras med restvärme i åtanke skulle sannolikt visa större nytta. Flexibiliteten i vissa fjärr- och kraftvärmeanläggningar kan å andra sidan överskattas i modellen, vilket har motsatt effekt på resultatet.

Effekter på fjärrvärmeproduktion och bränsleanvändning

I det centraliserade scenariot kylv nästan all restvärme från elektrolys bort, medan det decentraliserade scenariot möjliggör återvinning av cirka 5 TWh restvärme (6 TWh värme efter temperaturhöjning med värmepump) i svenska fjärrvärmesystem. Totalt genereras omkring 15 TWh restvärme (motsvarande 25–30 % av det nationella fjärrvärmebehovet) från vätgasproduktionen, men två tredjedelar kan inte nyttiggöras på grund av geografisk obalans mellan produktion (främst i norr) och värmebehov (främst i söder) samt fjärrvärmesystemens antagna avtal om avfallsförbränning och CCS/CCU.

När restvärme från elektrolys tas tillvara minskar bränslebehovet i fjärrvärmeproduktionen, särskilt användningen av skogsflis, men även spetsbränslen som bioolja, pellets och naturgas (se Figur 19). Även viss värmeproduktion från konventionella värmepumpar ersätts.



Figur 19. Skillnad i fjärrvärmeproduktion mellan scenarierna med och utan restvärmeutnyttjande från elektrolys, uppdelat på bränslen och summerat per elprisområde för respektive fjärrvärmearläggning. Total fjärrvärmeproduktion från restvärme vid elektrolys (inklusive el till värmepump) uppgår till cirka 6 TWh.

Bränsleanvändningen i el- och värmesektorn minskar totalt med cirka 6 TWh, medan elbehovet för värmepumpar ökar med 1,5 TWh. Den minskade förbränningen medför även en viss reducering i kraftvärmeproduktionen – omkring 400 GWh, motsvarande cirka 5 % av total kraftvärmeproduktion i det centraliserade scenariot. Netto ökar elbehovet i Sverige med cirka 1,9 TWh, vilket möts genom ökad produktion från vind, sol, vattenkraft och kärnkraft samt något minskad export. Påverkan på fossila växthusgasutsläpp i det nordeuropeiska elsystemet är mycket liten.

På lokal nivå kan restvärmeåtervinning få stor betydelse för bränslemix, driftkostnader och kraftvärmeproduktion. Å ena sidan kan värmeproduktionskostnaderna minska, samtidigt som kraftvärmeproduktionen, som ofta är viktig för lokal energiförsörjning och beredskap, kan

reduceras. Hur mycket restvärme som kan tas tillvara lokalt beror bland annat på åtaganden kring avfallshantering, nuvarande och framtida produktionsmix samt på lokala värmeunderlag och incitament för att upprätthålla kraftvärmedrift.

Även åtaganden kring koldioxidinfångning kan utgöra en begränsning. För vissa vätgasprojekt är koldioxidinfångning vid kraftvärmeanläggningar exempelvis en grundförutsättning, då det genererar koldioxid till e-bränsleproduktion. Därmed behövs en viss nivå av förbränning vid dessa anläggningar, vilket kan konkurrera ut visst tillvaratagande av vätgasrestvärme om värmeunderlaget inte är tillräckligt stort.

Kostnadseffekter ⁴²

Den ökade elförbrukningen i scenariot med restvärmeutnyttjande leder till ett marginellt högre elpris, omkring 11 SEK/MWh (cirka 1%), med relativt jämn påverkan i hela landet. Samtidigt sjunker det genomsnittliga marginalpriset för vätgas med cirka 46 SEK/MWh (cirka 3–4%). Prissänkningen beror på att restvärmen ger ett ökat samlat värde av vätgasproduktionen när den kan ersätta annan värmeproduktion, främst skogsflis, i fjärrvärmesystemen.

De regionala skillnaderna är tydliga. I norra Sverige blir effekten på marginalpriset för vätgas mycket liten, mindre än 1 %. Det beror på flera faktorer: fjärrvärmesystemen har redan god tillgång till billig industriell restvärme, värmebehovet är relativt lågt, och framförallt att den modellerade vätgasproduktionen genererar så stora mängder restvärme att en betydande del inte kan tas tillvara. Ytterligare vätgasproduktion skulle därmed inte tillföra någon ytterligare systemnytta i regionens fjärrvärmesystem.

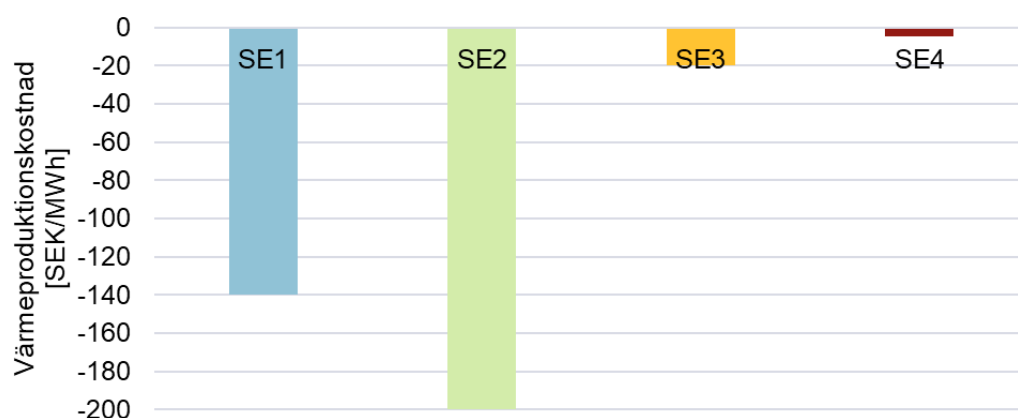
I södra Sverige är värmeunderlaget större och tillgången till industriell restvärme begränsad. Det gör att restvärmen från vätgasproduktion kan få ett högre värde. Eftersom den modellerade mängden restvärme i södra Sverige är betydligt mindre än regionens värmebehov finns här potential för ytterligare vätgasproduktion att minska bränslekostnaderna i många fjärrvärmesystem.

Restvärmeutnyttjandet minskar de rörliga drift- och underhållskostnaderna i det modellerade svenska energisystemet med cirka 1,9 miljarder SEK per år. Den största delen av denna minskning uppstår genom lägre värmeproduktionskostnader i fjärrvärmesystemen, framför allt tack vare minskat behov av skogsflis. Värmeproduktionskostnaderna sjunker totalt med omkring 2,1 miljarder SEK per år, och i det mest påverkade enskilda fjärrvärmesystemet motsvarar besparingen cirka 140 miljoner SEK per år. I genomsnitt minskar värmeproduktionskostnaden i Sverige med omkring 40 SEK/MWh, motsvarande cirka 10 %. Även här är de regionala skillnaderna tydliga (se Figur 20).

⁴² Observera att alla kostnader som redovisas i detta avsnitt avser rörliga kostnader, alltså exklusive kapitalkostnader och fasta driftskostnader.

De största genomsnittliga kostnadsbesparingarna uppstår i SE2, med i snitt omkring 200 SEK/MWh, motsvarande cirka 50 % av värmeproduktionskostnaden. Även SE1 uppvisar betydande besparingspotential, vilket beror på att den stora mängden vätgasrestvärme i scenariot kan ersätta en stor del av den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen i området.

I SE3 och SE4 är den genomsnittliga besparingen betydligt mindre. Detta förklaras av modellförutsättningarna med relativt liten generering av vätgasrestvärme i förhållande till de stora fjärrvärmebehoven i dessa regioner. Därtill begränsar antaganden om koldioxidinfångning och avfallsförbränning i viss mån möjligheten att absorbera tillgänglig restvärme i flera av fjärrvärmesystemen. Resultaten för skillnader i marginalpris för vätgas (se ovan) indikerar att kostnadsbesparingarna i de sydligare regionerna hade kunnat bli avsevärt större om mer vätgasproduktion hade förlagts närmare fjärrvärmenäten i SE3 och SE4. I absoluta tal, mätt i miljoner SEK per år, är det totala kostnadsminskningarna för värmeproduktionen störst i SE3 (där total värmeproduktionen störst), följt av SE2.



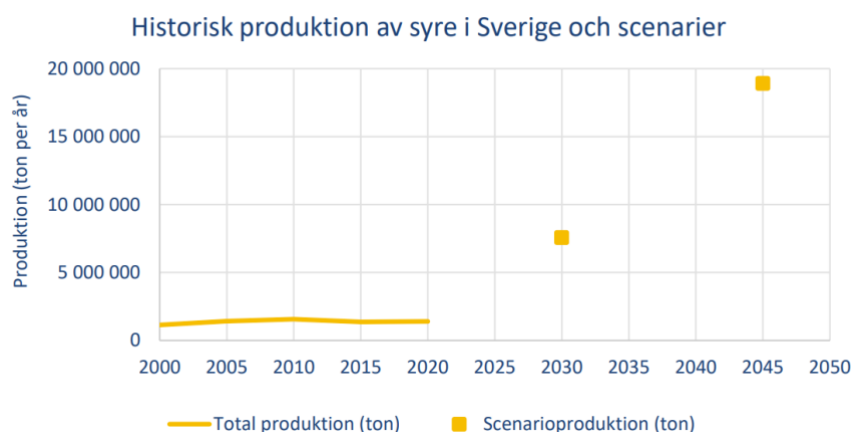
Figur 20. Skillnad i kostnad för fjärrvärmeproduktion mellan scenarier med och utan restvärmeutnyttjande från elektrolys av vätgas i respektive svenskt elprisområde. Notera att tillgången på restvärme från elektrolys i relation till värmeunderlaget begränsar besparingspotentialen i SE3 och SE4. Sammanlagt minskar värmeproduktionskostnaderna med cirka 2,1 miljarder SEK år 2035, vilket motsvarar ca 40 SEK/MWh (ca 10% av värmeproduktionskostnaden).

Systemnyttan av att ta tillvara minst 5 TWh restvärme från vätgasproduktion uppskattas till cirka 2 miljarder SEK per år. Detta kan vara en konservativ uppskattning, eftersom ett energisystem som är optimerat för restvärmeutnyttjande sannolikt skulle kunna generera ett högre värde. Å andra sidan finns risk för överskattning då modellen tillåter något större flexibilitet i driften av flera lokala värmesystem än vad som är praktiskt möjligt. Även aspekter som framtida fjärrvärmebehov, pris på skogsflis och alternativa värmeproduktionslösningar bidrar till osäkerheter. Sammantaget innebär detta att resultaten bör tolkas med försiktighet, men de ger ändå en användbar indikation för att diskutera hur stora kostnader för vätgastransport som kan motiveras om produktionssiter planeras med hänsyn till värmebehov snarare än enbart vätgasbehov.

Restvärme från elektrolys kan ge betydande systemnytta i fjärrvärmenätet genom att minska behovet av att generera värme på andra sätt, därmed minska bränsleanvändning och på så sätt sänka bränslekostnader. Tillvaratagande av restvärme från elektrolys kommer också öka resurseffektiviteten, vilket i sin tur leder till minskade systemkostnader. Den största nyttan för att tillvarata restvärme från elektrolys uppnås när vätgasproduktionen lokaliseras nära värmeanvändning och möjliggör lokal integration i fjärrvärmesystem. Något som kan vara enklare att åstadkomma i scenarier med många produktionssiter (kvadrant 3 och 4). I storskaliga, centraliserade produktionsscenarier (kvadrant 1 och 2) riskerar däremot stora mängder restvärme att gå till spillo på grund av geografiska obalanser och begränsat värmeunderlag. Tillvaratagande av restvärme behöver jämföras med andra nyttor av storskalig vätgasproduktion i närheten av användaren av vätgas. Fördjupade resultat, scenariobeskrivningar och lokala exempel redovisas i Bilaga 7.

5.4 Tillvaratagande av syrgas från elektrolys

Enligt en studie av Gustavsson m.fl. (2023)⁴³ produceras cirka 8 kg syrgas per kg vätgas som en restprodukt vid elektrolytisk vätgasframställning. Det motsvarar ca 240 kg per MWh vätgas. Elektrolytproduktion på 10 TWh vätgas per år skulle därmed ge omkring 2,4 miljoner ton syrgas, vilket överstiger Sveriges totala produktion på knappt 1,4 miljoner ton år 2020. Redan en måttlig utbyggnad av elektrolysbaserad vätgasproduktion kan således skapa betydande överskott av syrgas i förhållande till dagens marknad. Rapporten visar att den svenska syrgasproduktionen från elektrolys kan bli upp till fem gånger större än dagens produktionsnivå redan 2030, och upp till fjorton gånger större år 2045, beroende på utbyggnadstakt och lokalisering av vätgasproduktionen (se Figur 21).



Figur 21. Historisk produktion av syrgas i Sverige (2000–2020) samt två scenarier för potentiell syrgasproduktion från elektrolys år 2030 respektive 2045 baserat på annonserade industriprojekt samt nationella mål för vätgasproduktion, motsvarande ca 6 GW installerad elektrolysörskapacitet år 2030 respektive ca 15 GW år 2045. Källa: Gustavsson m.fl.(2022).⁴³

⁴³ Gustavsson, M., Särnbratt, M., Nyberg, T., Hernandez Leal, M., Lysenko, O., Karlsson, M., Karlsson, L., Öhnby, L., Östling, E., Lindblad, E., Elevant, M., Lundqvist, K. (2023). *Potential use and market of Oxygen as a by-product from hydrogen production*. Energiforskrappport 2023:937.

Syrgas används idag främst inom metallurgi, kemi-, massa- och pappersindustri samt sjukvård, där många aktörer har egen produktion genom luftseparation. Efterfrågan i dessa sektorer bedöms i rapporten av Gustavsson m.fl.⁴³ vara stabil, vilket innebär att en kraftigt ökad tillgång sannolikt inte möts av motsvarande efterfrågetillväxt.

Rapporten identifierar emellertid flera möjliga användningsområden som kan öka den inhemska efterfrågan: vattenrening, akvakultur, syreberikad förbränning och på längre sikt, syresättning av havsbottnar. Flera av dessa tillämpningar kräver dock hög renhet och lokal tillgång, vilket begränsar marknadspotentialen. Marknadsvärdet är lågt, i genomsnitt 0,8–1 SEK/kg syrgas, vilket gör långa transporter olönsamma. Därför blir lokaliseringen av elektrolysanläggningar i anslutning till potentiella användare av både vätgas och syrgas avgörande om man vill ta tillvara på syrgasen.

Kopplat till scenariokartan innebär detta att:

- I **centraliserade, storskaliga produktionssystem** (kvadrant 1 och 2) kan mycket stora lokala syrgasvolymerna uppstå, vilket gör det svårt att hitta avsättning för all syrgas på en marknad.
- I **decentraliserade produktionssystem** (kvadrant 3 och 4) blir de lokala mängderna mindre och möjligheterna större att ta vara på syrgasen i närliggande tillämpningar, exempelvis i vattenrening, akvakultur eller urbana energisystem.

Analysen visar att restsyrgas från elektrolys rymmer både potential och utmaningar. För att nyttiggörandet ska bli resurseffektivt krävs lokal matchning mellan volym, renhet och behov, något som sannolikt är lättare att uppnå i mer distribuerade vätgasscenarier.

5.5 Koldioxid som insatsvara

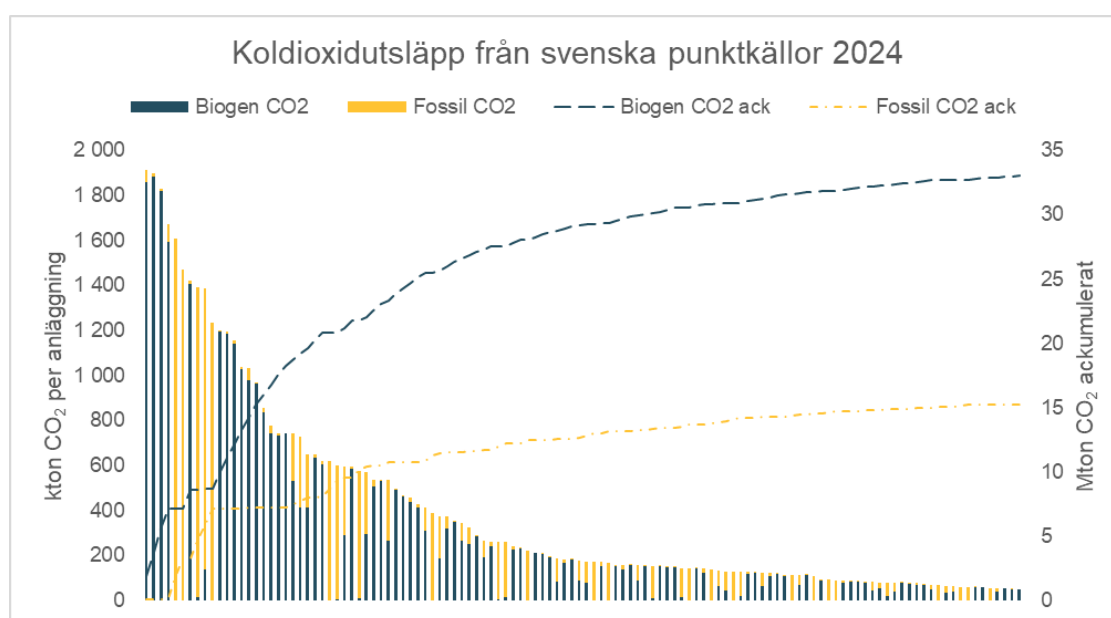
En viktig tillämpning för vätgas är i kolbaserade elektrobränslen där vätgas och koldioxid används för syntetisk produktion av till exempel bränslen, då ofta kallade elektrobränslen. Koldioxid fångas in och formar tillsammans med vätgas användbara produkter. Infångning och användning av koldioxid i bränslen och produkter kallas Carbon Capture and Utilization (CCU). Koldioxiden kan till exempel fångas in från industriella processer, från förbränningsanläggningar eller direkt från luften. Mängden vätgas som kan komma att efterfrågas för CCU-tillämpningar är alltså delvis beroende av tillgången på koldioxidströmmar⁴⁴. Genom att använda infångad koldioxid som råvara kan elektrobränslen bidra till en cirkulär kolanvändning, där utsläppt koldioxid återanvänds i stället för att direkt tillföras till atmosfären.

⁴⁴ Koldioxiden kan även hämtas direkt från atmosfären genom DAC (direct air capture) varvid tillgången blir betydligt större. Det är dock en dyr process jämfört med att fånga in från punktkällor.

5.5.1 Tillgång på koldioxid i Sverige

Dagens utsläppsstatistik kan ge en fingervisning om potentialen. År 2024 släpptes det ut ungefär 15 Mton fossil koldioxid och 33 Mton biogen koldioxid från svenska punktkällor. Endast punktkällor med minst 50 kton totala koldioxidutsläpp⁴⁵ har inkluderats eftersom det krävs storskalighet för att det ska vara relevant att avskilja koldioxid, se Figur 22. De fossila utsläppen domineras i dagsläget av punktkällor inom stål- och metall, cement, kemi och raffinaderier samt förbränning av fossilt avfall. De biogena utsläppen kommer främst från skogsindustrin och fjärrvärmesektorn.

Den framtida tillgången till koldioxid för CCU-ändamål är förstås beroende på utvecklingen av de sektorer som idag har stora punktsläpp. Vissa planerar att införa åtgärder som kommer att minska koldioxidutsläppen medan andra kanske planerar för CCS (Carbon Capture and Storage) istället. I fjärrvärmesektorn finns till exempel konkreta planer på ca 4 Mton CCS (varav 3,5 Mton är biogen koldioxid). Om dessa planer förverkligas så finns den koldioxiden förstås inte tillgänglig för CCU.



Figur 22. Punktsläpp av biogen och fossil koldioxid från svenska anläggningar år 2024 (källa: Naturvårdsverket, 2024⁴⁵). Staplarna visar utsläpp från varje enskild punktkälla (blå staplar = biogen CO₂, gula staplar = fossil CO₂). De två streckade linjerna visar ackumulerade utsläpp (blå streckad linje = ackumulerad biogen CO₂, gul streckad linje = ackumulerad fossil CO₂).

Hansson m.fl. (2017)⁴⁶ har också kartlagt och kvantifierat alla större punktkällor för koldioxidutsläpp från industri- och förbränningsprocesser i Sverige. Artikeln uppskattar också

⁴⁵ Naturvårdsverket (2024). *Utsläpp i siffror*. Tillgänglig från <https://utslappisiffror.naturvardsverket.se/sv/Sok/>

⁴⁶ Hansson J, Hackl R, Taljegård M, Brynolf S and Grahn M (2017). The potential for electrofuels production in Sweden utilizing fossil and biogenic CO₂ point sources. *Frontiers in Energy Research* 5:4. doi: 10.3389/fenrg.2017.00004.

den tekniska potentialen för produktion av elektrobränslen i Sverige baserat denna koldioxidtillgång. Med hjälp av europeiska databaser identifieras att Sverige släpper ut cirka 45 miljoner ton CO₂ per år som skulle kunna återvinnas, varav 65 % (eller cirka 30 miljoner ton) kommer från biogena källor. De viktigaste källorna är massa- och pappersindustrin (46 %), värme- och kraftproduktion (23 %) samt avfallshantering och förbränning (8 %).

Om all återvinningsbar koldioxid användes för att producera elektrobränslen, skulle det motsvara 2–3 gånger den nuvarande svenska efterfrågan på transportbränslen. Den el som behövs skulle motsvara ungefär 3 gånger den nuvarande svenska elförsörjningen. De nuvarande relativt få utsläppskällorna med höga koncentrationer av koldioxid (>90 %, biobränsleverksamhet) skulle ge elektrobränslen motsvarande cirka 2 % av den nuvarande efterfrågan på transportbränslen (motsvarande 1,5–2 TWh/år). Studien fastslår att det är tillgång på förnybar el och produktionskostnader, snarare än koldioxidtillförsel, som begränsar potentialen för produktion av elektrobränslen i Sverige.

Energin som krävs för att separera ut koldioxid beror på koncentrationen av koldioxid i källan. Generellt så krävs mindre energi ju mer koncentrerad källan är. Det teoretiska minimikravet för att separera ut ett kg koldioxid är runt 500 kJ från luft, runt 160 kJ från rökgaser och runt 90 kJ från biogas⁴⁷. Att separera koldioxid från omgivningsluft (0,04 vol.-% CO₂) kräver teoretiskt minst tre gånger så mycket energi jämfört med separation av samma mängd koldioxid från en punktkälla med 15 vol.-% CO₂. Att separera ut koldioxid från alla punktkällor i Sverige kräver en marginell ökning av Sveriges energiproduktion (<0,5TWh).

5.5.2 Insikt från en global energisystemmodell angående CCS kontra CCU

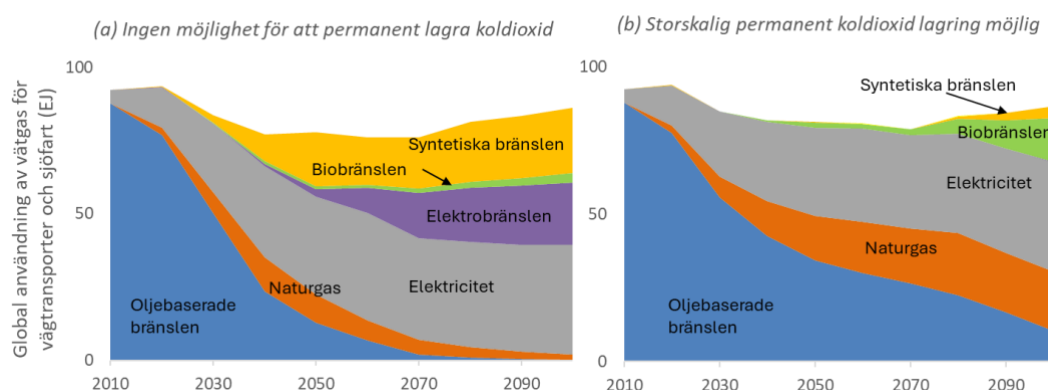
En artikel från Chalmers (Lehtveer m.fl. 2019⁴⁸) som bland annat analyserar CCU (produktion av elektrobränslen) kontra CCS, visar att kapaciteten för permanent koldioxidlagring har stor betydelse för om produktion av elektrobränslen är en kostnadseffektiv lösning för att nå ambitiösa klimatmål. Studien använde den globala energisystemmodellen GET (Global Energy Transition) som genererar den bränsle- och teknikmix som möter efterfrågan till lägsta globala energisystemkostnad. Figur 23 visar hur resultaten för den kostnadseffektiva framtida mixen av bränslen för väg- och sjöfartstransporter ändras beroende på antagande om kapacitet för permanent koldioxidlagring.

Ur ett kostnadseffektivt perspektiv kan den infångade koldioxiden bidra till att nå ambitiösa klimatmål (en stabilisering av atmosfärisk koldioxidkoncentration på 450 ppm) till en lägre kostnad om den lagras permanent under jord, istället för att återvinnas till elektrobränslen.

⁴⁷ Tuschewitzki, W.G., Kaltschmitt, M. (2025). Provision of Pure Carbon Dioxide Streams – Possibilities and Constraints. In: Bullerdiel, N., Neuling, U., Kaltschmitt, M. (eds) Powerfuels. Green Energy and Technology. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-62411-7_15

⁴⁸ Lehtveer M, Brynolf S, Grahn M. (2019). What future for electrofuels in transport? – analysis of cost-competitiveness in global climate mitigation. *Environmental Science and Technology* 53 (3) 1690–1697. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.8b05243>

Elektrobränslens framtida roll kan alltså bero på om storskalig koldioxidlagring är en accepterad och tillgänglig teknik.



Figur 23. Resultat från GET-modellen för åren 2010–2100 och två olika antaganden om kapacitet för permanent koldioxidlagring, där (a) utgår från att det inte finns någon godkänd plats för permanent koldioxidlagring och (b) antar en global lagringskapacitet på 2000 GtCO₂ (Lehtveer m.fl., 2019)⁴⁸. Syntetiskt bränsle innebär kolbaserade bränslen producerade från syngas eller från vätgas från termisk splittring av vatten plus CO₂. Elektrobränslen innebär att vätgasen kommer från elektrolys av vatten.

5.6 Klimatpåverkan

Vätgas kan spela en viktig roll i energi- och klimatomställningen. I viss industri utgör det ett av få realistiska alternativ för att fasa ut fossila bränslen och råvaror. Även i transportsektorn kan vätgas, antingen direkt eller kombinerat med koldioxid till elektrobränslen, spela en stor roll för att ersätta fossila alternativ. Genom att ersätta kol, olja och naturgas kan vätgas och elektrobränslen bidra till betydande minskningar av klimatpåverkan. Samtidigt är klimatnyttan starkt beroende av hur vätgasen produceras och hanteras: produktion och distribution medför uppströms utsläpp som behöver beaktas i ett livscykelperspektiv för att säkerställa verkliga utsläppsminskningar. Nedan redovisas resultat kring klimatpåverkan från produktion av vätgas, användning av vätgas i lastbilar samt en jämförelse av klimatpåverkan för vätgas och andra alternativ.

5.6.1 Klimatpåverkan från produktion av vätgas

Beroende på hur vätgas är producerad har den väldigt olika klimatpåverkan i ett livscykelperspektiv. I avsnitt 4.1.1 beskrivs olika sätt att producera vätgas. Vätgas från ångreformering av naturgas kan generera utsläpp på runt 12 kg koldioxidekvivalenter (CO₂eq) per kg producerad vätgas⁴⁹. Om vätgas i stället produceras från en fossildominerad elmix kan

⁴⁹ Goita, E.G., Beagle, E.A., Nasta, A.N. et al. (2025). Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Commun Earth Environ* 6, 160. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3>

utsläppen vara ännu högre. Med svensk elmix beräknades utsläppen till ca 3 kg CO₂eq per kg producerad vätgas, i en studie Velandia Vargas (2025)⁵².

Vätgas som är producerad från förnybar elproduktion genom elektrolys har generellt låg klimatpåverkan. Men även om klimatpåverkan är låg bidrar både produktionen och transporten av förnybarvätgas till utsläpp av växthusgaser. I en studie i Nature Energy av Kleijne m.fl. (2024)⁵⁰ uppskattas utsläppen av växthusgaser ur ett livscykelperspektiv för 1 025 planerade vätgasanläggningar, med olika elektrolystekniker och förnybara energikällor i 72 länder. Medianutsläppen i det mest optimistiska scenariot var 2,9 CO₂eq per kg H₂ (0,8–4,6 kg CO₂eq/kg H₂, 95 % konfidensintervall). Att inkludera 1 000 km transport via rörledning eller frakt av flytande väte tillför ytterligare 1,5 respektive 1,8 kg CO₂e/kg H₂. Slutsatsen som drogs i studien var att det krävs noggrann planering av produktionen längs hela värdekedjan för att garantera låg klimatpåverkan. Författarna lyfter också att det kan vara problematiskt att livcykelutsläpp från förnybara källor ofta helt negligeras i regelverk, som till exempel är fallet i RED, eftersom det då riskerar att ge en felaktig bild av utsläppen.

Vätgas har också en indirekt påverkan på klimatet om den släpps ut i atmosfären. Den indirekta påverkan består i att en del av vätgasen som släpps ut i atmosfären reagerar kemiskt med hydroxylradikaler (OH) efter några år. Denna reaktion ökar i slutändan mängderna kortlivade växthusgaser, inklusive metan, troposfäriskt ozon och stratosfärisk vattenånga. I en studie publicerad i Communications Earth & Environment uppskattades *Global Warming Potential, GWP*, ur ett hundraårsperspektiv till 11,6 ± 2,8⁵¹. Det innebär att 1 kg vätgas har ungefär 11 gånger högre uppvärmande effekt på klimatet gentemot samma massa koldioxid som släpps ut i atmosfären.

Vätgasproduktion är alltså kopplat till olika stor klimatpåverkan beroende på hur den produceras och om det blir läckage. Men om vätgas med låg klimatpåverkan används för att ersätta fossila bränslen i olika delar av energisystemet så bidrar vätgasen till en minskad klimatpåverkan för systemet. Nedan ges exempel för användning av vätgas i lastbilar och användningen av vätgas och elektrobränslen jämfört med andra förnybara alternativ.

5.6.2 Användning av vätgas i lastbilar

I en studie av Velandia Vargas m.fl. (2025)⁵² undersöktes miljöpåverkan av att använda vätgas i långdistanslastbilar i Sverige både avseende bränsleceller och förbränningsmotorer. Miljöpåverkan är modellerad för tidsspannet 2020 till 2030. Insamling av primärdata baserades på granskade vetenskapliga studier och samtal med experter inom lastbilsindustrin med erfarenhet av vätgasapplikationer. Den funktionella enheten i studien är "transport av ett

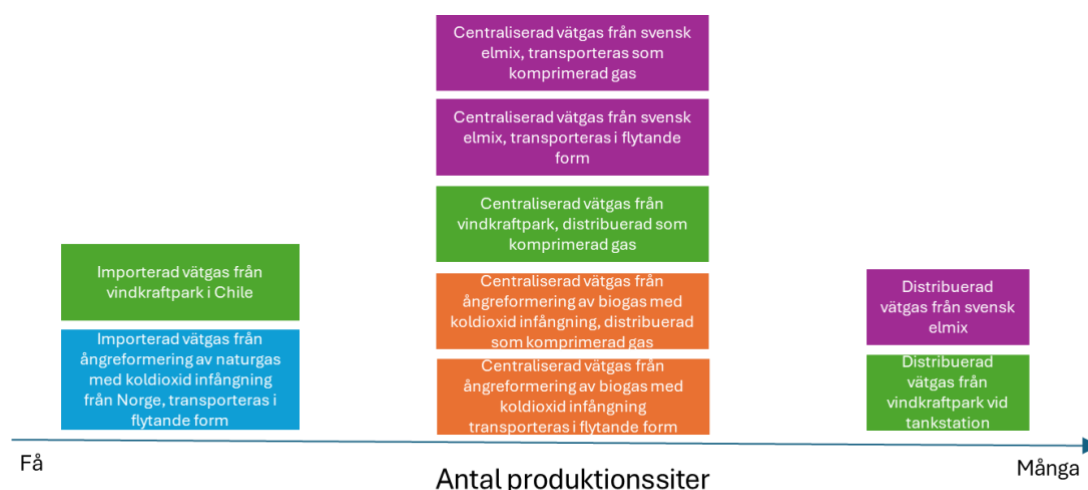
⁵⁰ de Kleijne, K., Huijbregts, M.A.J., Knobloch, F. (2024). Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. *Nat Energy* 9, 1139–1152 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01563-1>

⁵¹ Sand, M., Skeie, R.B., Sandstad, M. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Commun Earth Environ* 4, 203. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8>

⁵² Velandia Vargas, J.E., Brynolf, S., Grahn, M., Rodriguez, F., Blekhan, D. (2025). Vehicle-oriented and Sweden-framed life cycle assessment: Hydrogen for long-haul trucks, *iScience*, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2025.113607>

ton gods i en fullt lastad 42-ton lastbil en kilometer". För att möjliggöra en rättvis jämförelse mellan olika lastbilskonfigurationer är alla vätgaslagringssystem designade för att ge ungefär 1 000 km räckvidd, medan drivsystemet ger 350 kW, och släpet antas vara identiskt för alla lastbilsversioner.

I studien inkluderades flera olika typer av vätgasproduktion: både elektrolytisk vätgas från vindkraft, elektrolytisk vätgas från svensk elmix, vätgas från ångreformering av naturgas med koldioxidinfångning och lagring samt vätgas från ångreformering av biogas med koldioxidinfångning och lagring. Dessa fall är inplacerade utefter en av axlarna i scenariokartan, dvs den horisontella axeln från få till många produktionssiter, se Figur 24. Alla analyserade kombinationer i studien är baserade på samma antal användare av vätgas i lastbilar medan skalan över hur många produktionssiter varierar mellan fallen. I Figur 24 kan vi se att elektrolytisk vätgasproduktion kan produceras både med få produktionssiter och med många produktionssiter.

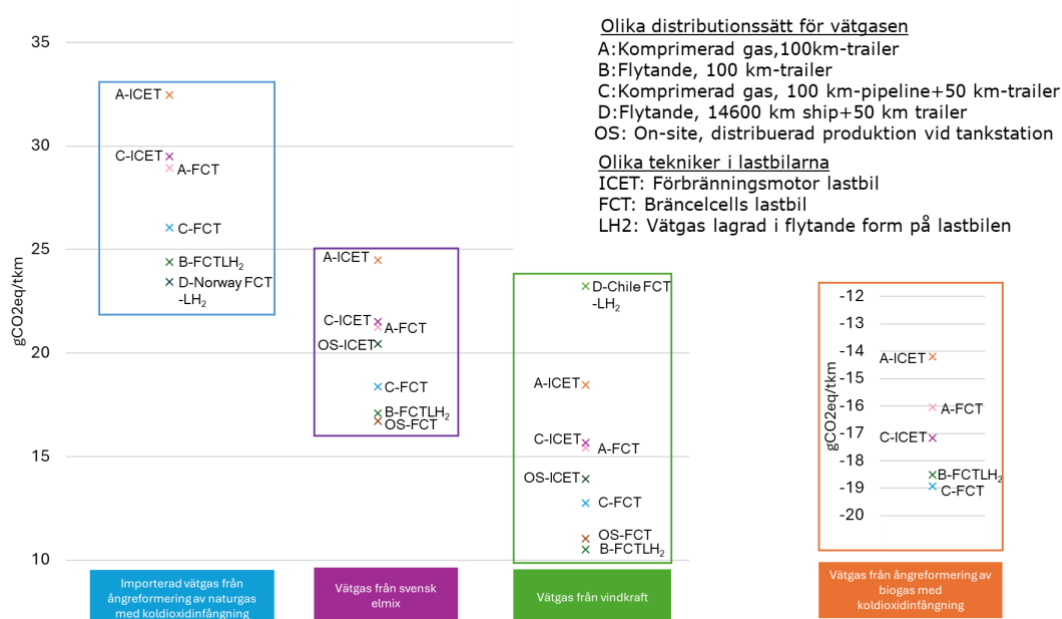


Figur 24. Översikt över undersökta vätgasproduktionsvägar i Velandia Vargas m.fl. (2025)⁵² och hur de förhåller sig till scenariokartans horisontella axel. Grön färg representerar elektrolytisk vätgas från vindkraft, lila elektrolytisk vätgas producerad från svensk elmix, blå vätgas från ångreformering av naturgas med koldioxidinfångning och orange vätgas från ångreformering av biogas med koldioxidinfångning. Färgerna är harmoniserade med de i Figur 25.

De olika distributionsalternativen jämförs i Figur 25. Antalet produktionssiter är inte så avgörande för klimatpåverkan utan beror i stället mer på typ av produktion och primärenergikälla. För samtliga bränsleproduktionsvägar är klimatpåverkan dock störst ifall med centraliserad produktion med distribution av vätgasen i komprimerad form med lastbil (A alternativen i Figur 25). Undantaget är vätgas importerad från Chile som transporteras med vätgastankfartyg och med lastbil i flytande form, vilket är scenariot med högst klimatpåverkan i fallen med vätgas från vindkraft.

I studien jämfördes också vätgasanvändning i förbränningsmotorer med bränsleceller där bränsleceller hade lägre klimatpåverkan på grund av högre effektivitet och inga utsläpp av

N₂O. För att få låg klimatpåverkan är produktion på plats i många fall ett bra alternativ (fallen markerade med OS i Figur 25).



Figur 25. Klimatpåverkan vid användning av vätgaslastbilar för att transportera 1 ton gods 1 km. Källa: Velandia Vargas m.fl. (2025)⁵². Klimatpåverkan mellan de olika produktionssätten överlappar förutom för vätgas producerad från ångreforming av biogas med koldioxidinfångning och -lagring som ger negativa utsläpp.

5.6.3 Vätgas och elektrobränslen jämfört med andra förnybara bränslen

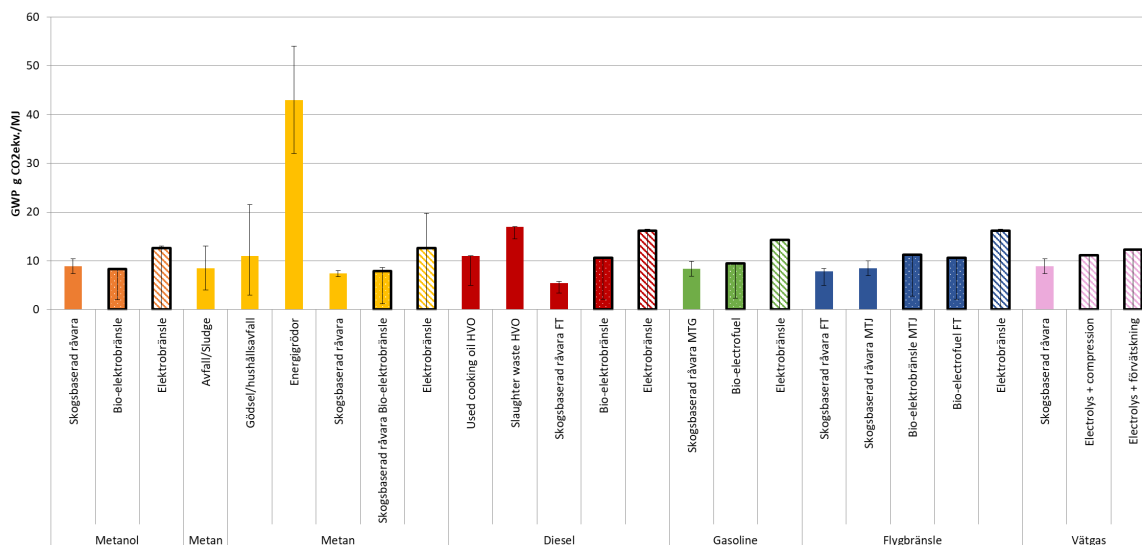
Hansson m.fl. (2023)⁵³ beräknade utsläpp av växthusgaser för flera olika förnybara transportbränslen, se Figur 26. Resultaten för vätgas och elektrobränslen visade emissionsfaktorer på ca 8–17 gCO₂eq/MJ för elektrobränslen och ca 11–12 CO₂eq/MJ för elektrolysbaserad vätgas jämfört med 94 gCO₂eq/MJ för deras fossila motsvarigheter. Emissionsfaktorerna för de fossila bränslena baserades på en referens i EU:s direktiv om förnybar energi, medan emissionsfaktorn för elektrobränslen varierar beroende på till exempel typ av elektrobränsle och antagen emissionsfaktor för el.

Uppskattningarna ovan utgår från att elektrobränslena uppfyller de kriterier som fastställs i EU:s delegerade akter om metoder för förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung (RFNBO⁵⁴), vilket innebär en mycket låg emissionsfaktor för el. För att säkerställa klimatnyttan med elektrobränslen måste elen ha mycket låg klimatpåverkan. I en konsekvensanalys där hänsyn tas till vilken el som påverkas vid ökat elbehov, är det

⁵³ Hansson, J., Nojpanya, P., Ahlström, J., Furusjö, E., Lundgren, J., Gustavsson Binder, T. (2023). *Costs for reducing GHG emissions from road and air transport with biofuels and electrofuels*. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1776832/FULLTEXT02.pdf>

⁵⁴ RFNBO = Renewable Fuels of Non-Biological Origin.

exempelvis inte säkert att e-bränslen skulle uppfylla kraven på minskning av växthusgasutsläpp.



Figur 26. Växthusgasutsläpp (CO₂e/MJ) för olika förnybara transportbränslen, inklusive elektrobränslen och elektrolysbaserad vätgas som är markerade med streckade staplar och bio-elektrobränslen med prickade staplar. Källa Hansson m.fl. (2023)⁵³.

5.7 Andra hållbarhetsaspekter

Profu och IVL har inom forskningsprogrammen Nepp och Mistra Electrification kvalitativt analyserat hållbarhetsaspekter kopplat till produktion av elektrobränslen^{55,56}. Analysen baseras på FN:s 17 globala hållbarhetsmål och dess tillhörande delmål.

I Tabell 3 sammanfattas de övergripande resultaten från analysen.

⁵⁵ Westerberg J, Rensfeldt A, Haag Johansson C, Lindblom E, Malmaeus M. (2025). *Metod för hållbarhetsanalys. Metodutveckling och fallstudier för Vattenkraft, elnät och elektrobränslen*. Nepp resultatblad 4/2025

⁵⁶ Karlsson K m.fl. (2024). *Will the Nordics Become an Export Hub for Electro Fuels and Electricity? Aligning the Energy Transition with the Sustainable Development Goals – Key Insights from Energy System Modelling*. ETSAP.

Tabell 3. Övergripande påverkan på relevanta hållbarhetsmål (SDG) av att producera och använda elektrobränslen. Källor: Westerberg m.fl, 2025⁵⁵; Karlsson m.fl., 2024⁵⁶.

FN:s hållbarhetsmål (SDG)	Övergripande påverkan	Motivering
6. Rent vatten och sanitet	Direkt negativ	Elektrobränslen kräver stora mängder (drickbart) vatten för elektrolys.
7. Hållbar energi för alla	Direkt positiv	Främst positiva effekter. Förnybara bränslen ersätter fossila bränslen. Samtidigt krävs mycket el (negativ effekt), vilket kan leda till direkta och indirekta miljöeffekter samt konkurrens om energi till andra ändamål.
8. Anständiga arbetsvillkor och ekonomisk tillväxt	Indirekt positiv	Produktionen av förnybara bränslen skapar nya och potentiellt fler arbetstillfällen i Norden (även om det redan finns en omfattande raffinaderiindustri kan förnybara bränslen täcka en större del av bränslebehovet och därmed leda till fler jobb).
9. Hållbar industri, innovationer och infrastruktur	Direkt positiv	Syftet med omställningen till förnybara bränslen är att utveckla industrin mot ökad hållbarhet.
11. Hållbara städer och samhällen	Direkt positiv	Förnybara bränslen stöder transportsektorns omställning mot ökad hållbarhet och minskar städernas miljöpåverkan. Möjlig målkonflikt kan vara ökade energipriser.
12. Hållbar konsumtion och produktion	Indirekt positiv	Främst positiv påverkan på effektiv användning av naturresurser. Det kan även förekomma negativa effekter på vissa delmål.
13. Bekämpa klimatförändringarna	Direkt positiv	Förnybara bränslen ersätter fossila och bidrar därmed till minskad klimatpåverkan (även om detta mål egentligen fokuserar mer på klimatanpassning).
14. Hav och marina resurser	Indirekt negativ/positiv	Troligen liten påverkan. Det kan finnas ett samband mellan vattenbehovet för elektrolys och detta mål, men det är troligen mer relevant för mål 6. Det kan också finnas positiva effekter vid bränslebyte inom sjöfarten (lägre miljöpåverkan av bränsleläckage från e-metanol än från konventionella bränslen).

6. POLICY OCH STYRMEDEL

Policy och styrmedel spelar en central roll för klimat- och energiomställningen och utgör därmed en nyckelroll för vätgasens utveckling. Detta genom att bland annat driva på marknadsutvecklingen, stimulera efterfrågan, bidra med finansiellt stöd samt fastställa standarder och regelverk, inklusive tillståndsprocesser. I detta kapitel genomförs därför en analys av dagens policy och styrmedel i vätgaslandskapet.

Kapitlet inleds med en överblick av tre strategidokument kring vätgas; EU:s vätgasstrategi, Energimyndighetens förslag till svensk vätgasstrategi samt Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi. Därefter presenteras en kartläggning av befintliga policys och styrmedel, baserat på en nulägesanalys som sammanställer nuvarande policy, styrmedel och deras påverkan på vätgaslandskapet. Styrmedlen har vidare kategoriserats utifrån scenariokartan (Figur 2) baserat på om de påverkar många eller få användare/producenter.

Därefter presenteras en analys av vad som saknas i form av styrmedel för vätgasens utveckling i Sverige baserat på en workshop och uppföljande samtal. Genom att belysa hinder och möjligheter inom nuvarande regleringar, syftar vi till att ge en djupare förståelse för hur dessa faktorer påverkar vätgasens framtid och dess potential att bidra till en mer hållbar värld.

6.1 Vätgas i europeiska och svenska strategidokument

Utvecklingen av vätgas som energibärare har på kort tid blivit ett centralt inslag i både europeisk och svensk energi- och klimatpolitik. EU och Sverige ser fossilfri vätgas som en av flera nycklar för att uppnå klimatmål, bidra till balansering av variabel elproduktion samt stärka konkurrenskraften i industrin.

EU:s vätgasstrategi från 2020⁵⁷ är en vision och ett konkret policyramverk för att bygga en europeisk vätgasekonomi. Den betonar att politisk styrning krävs för att få fram en vätgasmarknad och föreslår en kombination av lagstiftning, ekonomiska incitament och samordning mellan medlemsstater. Styrmedel som lyfts är statliga stöd och program som innovationsfonden, InvestEU och European Hydrogen Bank, samt anpassade statsstödsregler och koldioxidprissättning (t.ex. genom differenskontrakt) för att minska kostnadsgapet mellan fossil och förnybar vätgas. Strategin framhåller behov av standarder och certifiering kring vätgas samt offentlig upphandling för att driva efterfrågan. Strategin föregick revideringen av EU:s Förnybartdirektiv, som spelar en central roll för ramverket kring vätgasområdet.

⁵⁷ Europeiska kommissionen (2020). *En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa*, COM (2020) 301 Final, 8 juli 2020.

I Sverige har Energimyndigheten tagit fram förslag till en svensk vätgasstrategi¹⁰, som dock inte formellt antagits. Rapporten anger ett planeringsmål om minst 5 GW elektrolyskapacitet till 2030 och 15 GW till 2045. Den betonar att vätgas ska användas där den ger störst samhällsekonomisk nytta, såsom i sektorer som inte kan elektrifieras direkt. En kombination av ekonomiska incitament, regelförändringar, samordning samt åtgärder för forskning, innovation och kompetensförsörjning lyfts fram. Vidare betonas behovet av styrmedel som minskar kostnadsgapet mellan fossil och fossilfri vätgas, men inga konkreta förslag till styrmedel anges. Rapporten lyfter också att tillståndprocesser och regelverk bör förenklas. I slutet av 2024 tog Energimyndigheten fram en rapport inom ramen för sitt regeringsuppdrag som nationell vätgassamordnare⁵⁸. I rapporten föreslår Energimyndigheten inga konkreta styrmedel, då de menar att Sverige först måste fastställa en inriktning för statliga insatser. Myndigheten skriver dock bland annat att stöd som Klimatklivet och Industriklivet bör anpassas för att bättre passa vätgasprojekt samt att Sverige bör nyttja befintlig EU-finansiering för att driva utvecklingen.

Fossilfritt Sverige lyfter i sin vätgasstrategi⁵⁹ fram fem områden där politik behöver utvecklas för att stötta industrin att genomföra sina vätgassatsningar. Det handlar om åtgärder för att skapa rätt förutsättningar för den utveckling av elsystemet som krävs, insatser för vätgasinfrastruktur, utveckling av regelverk och marknadsförutsättningar genom att exempelvis se över beskattning, finansieringslösningar för fossilfri vätgas såsom differenskontrakt och slutligen insatser för forskning, utveckling och kompetensförsörjning.

6.2 Nulägesanalys av styrmedel

Tabell 4 visar att vätgaslandskapet i Sverige idag påverkas av flera styrmedel som riktar sig både till användare och producenter av vätgas. Dessa styrmedel sträcker sig från direkta incitament (primära) till indirekta (sekundära) policyer. Flertalet av styrmedlen som kategoriserats som "Stödjande" är kopplade till vätgasinfrastruktur samt generella åtgärder som främjar vätgas. Tabell 4 visar även att majoriteten av styrmedel kommer från EU-nivå, vilket understryker vikten av samordnade insatser för vätgas över hela Europa.

Det framgår också att en stor del av nuvarande styrmedel riktas specifikt mot transportsektorn, både med primär påverkan på vätgas genom direkta krav (till exempel ReFuelEU Aviation/Maritime) samt genom sekundär påverkan, där vätgas är ett av flera alternativ (exempelvis AFIR). Tabell 4 visar en aktuell överblick av policyer och styrmedel som påverkar vätgaslandskapet, både från ett nationellt och EU-perspektiv. En mer detaljerad beskrivning av varje policy och styrmedel finns i Bilaga 3.

⁵⁸ Energimyndigheten. (2024). *Vätgas för energi- och klimatomställning - Slutrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige*. ER 2024:25

⁵⁹ Fossilfritt Sverige. (2021). *Strategi för fossilfri konkurrenskraft – vätgas*.

I tabell 4 ges också en kvalitativ bedömning av hur användare respektive producenter av vätgas påverkas av respektive policy/styrmedel. Påverkan ska tolkas enligt följande:

- Primär påverkan: Policyn har direkt påverkan på användare/producenter av vätgas. Asterisk (*) innebär att policyn är tvingande.
- Sekundär påverkan: Policyn har direkt påverkan på användare/producenter, men vätgas är en av flera lösningar.
- Stödjande: Policyn riktar sig inte direkt till användare/producenter av vätgas, utan istället indirekt genom exempelvis stöttning av storskalig vätgasinfrastruktur.

Tabell 4. Sammanfattning av EU- och nationella policyer och styrmedel av relevans för användning och produktion av vätgas, inklusive kvalitativ bedömning av hur användare respektive producenter påverkas av respektive policy/styrmedel. En mer detaljerad beskrivning av varje policy och styrmedel finns i Bilaga 3.

Policy/Styrmedel	EU/ SE	Typ	Påverkan användare	Påverkan producenter
AFIR - Utbyggnad av infrastruktur för alternativa bränslen	EU	Förordning	Sekundär	-
Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)	EU	Förordning	Primär	Primär
Delegerade akten om RFNBO (EU/2023/1184) ⁶⁰	EU	Förordning	-	Sekundär
Effort Sharing Regulation (ESR)	EU	Förordning	Sekundär	-
Energiskattedirektivet (ETD) ⁶¹	EU	Direktiv	Primär	Primär
EU ETS	EU	Direktiv	Sekundär	Primär
EU ETS 2	EU	Direktiv	Sekundär	Sekundär
EU:s Innovationsfond - vätgasauktion (EHB)	EU	Stöd	-	Primär
Förnybaredirektivet (REDIII)	EU	Direktiv	Primär*	-
Förordning om koldioxidutsläpp från nya personbilar och lätta lastbilar	EU	Förordning	Sekundär	-
Förordning om koldioxidutsläpp från tunga lastbilar	EU	Förordning	Sekundär	-
REFuelEU aviation	EU	Förordning	Primär*	-
REFuelEU maritime	EU	Förordning	Primär (*)	-
Industriklivet	SE	Stöd	Sekundär	Sekundär
Klimatklivet	SE	Stöd	Sekundär	Sekundär
Klimatpremie för bussar	SE	Stöd	Sekundär	-
Regionala elektrifieringspiloter	SE	Stöd	Sekundär	-
ÖVRIGA POLICY/STYRMEDEL SOM PÅ ANNAT SÄTT KAN PÅVERKA ANVÄNDARE OCH PRODUCENTER AV VÄTGAS				
Connecting Europe Facility (CEF Energy programme)	EU	Stöd	Stödjande	Stödjande
Energieffektiviseringsdirektivet (EED)	EU	Direktiv	Stödjande	Stödjande
Förordning om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur (TEN-E)	EU	Förordning	Stödjande	Stödjande
Gasmärknadspaketet	EU	Direktiv	Stödjande	Stödjande
Viktigt projekt av gemensamt europeiskt intresse (IPCEI)	EU	Stöd	Stödjande	Stödjande
Energipolitiska inriktningspropositionen	SE	Reglering	Stödjande	Stödjande
Färdplaner för fossilfri konkurrenskraft	SE	Annat	Stödjande	Stödjande
RePowerEU	EU	Plan	-	Stödjande
Nationell samordning vätgas (Energimyndigheten)	SE	Regeringsuppdrag	Stödjande	Stödjande
SvK uppdrag el- och vätgasinfrastruktur i Norrbottens och Västerbottens län	SE	Regeringsuppdrag	Stödjande	Stödjande

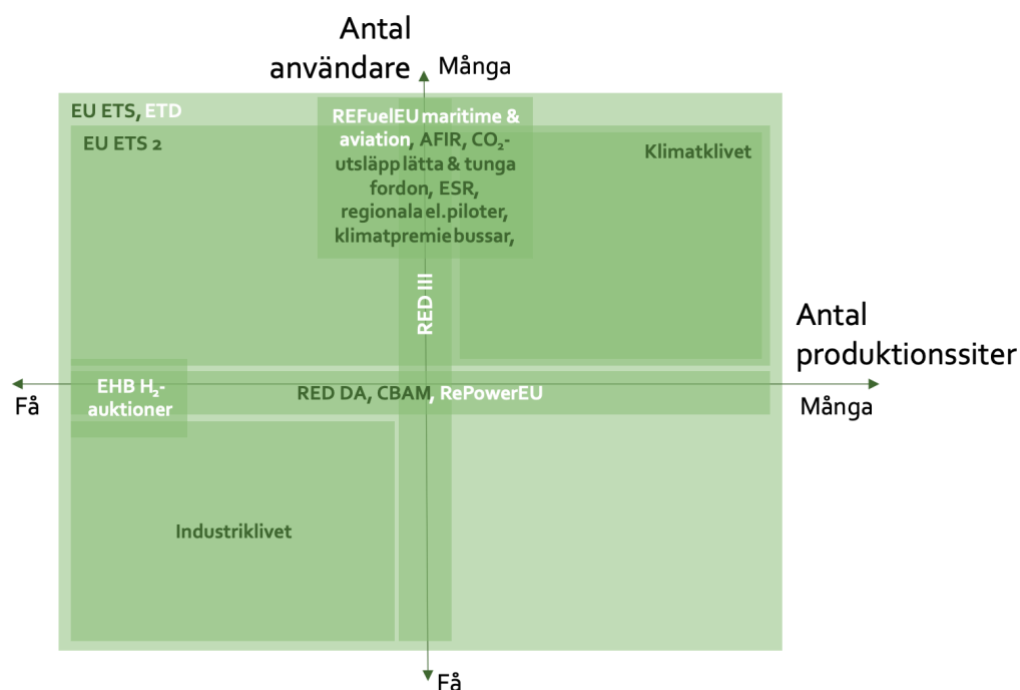
- Med utgångspunkt i de två perspektiven (1) policyn/styrmedlet påverkar användare och/eller producenter, respektive (2) policyn/styrmedlet påverkar många eller få användare och/eller producenter, har scenariokartan kompletterats med en analys av hur befintliga styrmedel påverkar utvecklingsvägarna för framtidens vätgasanvändning och -produktion i Sverige (se figur 27).

⁶⁰ COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin

⁶¹ Vid skrivandet av denna rapport, november-december 2025, var direktivet under revidering.

Följande kan konstateras i analys av nuvarande vätgaspolicylandskap:

- Det finns en tyngdpunkt bland analyserade styrmedel att styra mot *många användare* av vätgas, såsom transport och industri (RED III), sjöfart och flyg (ReFuelEU Maritime och Aviation), vägtransport och småindustri (EU ETS 2), vägtransportinfrastruktur (AFIR), vägtransport (förordning om koldioxidutsläpp från nya personbilar och lätta lastbilar, respektive tunga lastbilar), transport och småindustri (Effort Sharing Regulation (ESR)).
- EU ETS påverkar på både användare och producenter av vätgas. För användare har den en bred och sekundär påverkan, där förnybar vätgas inte direkt gynnas utan implicit, och då i konkurrens med alternativ såsom direktelektrifiering, CCS eller andra bränslen eller insatsråvaror. För producenter av vätgas har EU ETS snarare primär påverkan då vätgasproduktion ingår i utsläppshandeln. Producenter av förnybar vätgas gynnas därmed av fria tilldelningar av utsläppsrätter som kan generera intäkter på kort sikt, fram till att de fria tilldelningarna succesivt fasas ut till 2034 genom CBAM.
- Ett fåtal styrmedel har primär, dvs *direkt* påverkan på användare eller producenter av vätgas. På användarsidan är det främst sjöfarts- samt flygsektorn, som genom RefuelEU Maritime och Aviation omfattas av bindande kvoter av RFNBO:er.



Figur 27. Styrmedel och policys som påverkar utveckling av användning och produktion av vätgas, kategoriserade utifrån scenariokartan (se Figur 2). Vit textfärg innebär att styrmedlet direkt påverkar användare/producenter av vätgas, exempelvis genom explicita krav på vissa vätgasnivåer. Mörkgrön textfärg innebär att styrmedlet påverkar användare/producenter där vätgas är en av flera lösningar, exempelvis EU ETS som syftar till minskade koldioxidutsläpp och därmed stödjer förnybar vätgas men även andra alternativ. För vätgasproducenter har EU ETS dock snarare primär påverkan genom att vätgasproduktion ingår.

6.3 Identifiering av styrmedelsrelaterade utmaningar

Efterfrågan

Av nulägesanalysen framgår att fler policys träffar användarsidan, medan färre policys är riktade specifikt mot produktionssidan. Trots detta lyfts oftast behovet av stimulans för att få i gång efterfrågan. Detta har exempelvis lyfts vid workshop och uppföljande samtal under projektets gång, men även i litteratur. Ett exempel är en rapport från våren 2025 som analyserat utmaningar och möjligheter att nå EU-målet i RED III där 42% av den vätgas som används i industrin ska vara förnybar år 2030.⁶² I rapporten konstaterar författarna att nuvarande policys ger en tydlig ram för önskvärd utveckling, men att de inte räcker för att få i gång en efterfrågan på vätgas i linje med europeiska mål, i exempelvis REPowerEU. En tolkning kan vara att det finns framtida tvingande krav men att ekonomiska incitament saknas för att påbörja omställningen i förtid, dvs innan bindande krav finns.

Rapporten, som analyserar vätgas i olika europeiska länder⁶², lyfter också fram utmaningen att säkerställa att framtida användare har tillgång till förnybar vätgas i rätt tid, antingen lokal produktion eller nödvändig vätgasinfrastruktur. Trots att RED III skapar en regleringsram kvarstår osäkerheter, särskilt med tanke på att vätgasmarknaden fortfarande befinner sig i ett tidigt utvecklingsstadium. Utmaningar innefattar utöver i dagsläget relativt höga kostnader för förnybar vätgas, svårigheter med utbyggnad av förnybar el på kort tid, begränsningar i transport- eller övrig relevant infrastruktur samt utmaningar med finansiering – detta trots att många finansieringsinstrument finns på både EU-nivå och nationell nivå.

Inom transportsektorn finns potential att skapa efterfrågan utifrån nuvarande styrmedel, samtidigt som "hönan-och-ägget"-problematiken mellan fordon/fartyg/flyg och infrastruktur kvarstår. För flyget är styrningen mest konkret genom tvingande kvotkrav på elektrobränslen i ReFuelEU Aviation, vilket styr efterfrågan på vätgas för produktion av elektrobränslen. Inom sjöfarten finns krav på växthusgasutsläppsminskningar, vilket inte specifikt omfattar kvotplikt för RFNBO:er – dock inkluderar styrmedlet ett delmål på 2 % för RFNBO:er från och med 2034 om andelen RFNBO är mindre än 1 % senast 2031. Vidare framkommer det också av analysen att Energimyndighetens klimatpremie för tunga fordon, inte omfattar en tydlig definition för vätgasfordon. Vätgas riskerar därmed att "falla mellan stolarna" och inte gynnas av stödet. Eftersom denna klimatpremie inte tydligt inkluderar vätgas, så har den inte heller tagits med i policytabellen i **Error! Reference source not found..** Förtydliganden och kompletteringar av befintliga styrmedel kan alltså vara ett sätt att driva på omställningen inom transportsektorn.

På industrisidan ger EU ETS, utöver REDIII, incitament för omställning till fossilfri vätgas, även om marknadsaktörers uppfattning är att det i dagsläget inte är tillräckligt drivande. En differentiering i beskattning mellan fossil och förnybar vätgas i Energiskattedirektivet (ETD) skulle kunna driva på efterfrågan och konkurrenskraften av förnybar vätgas inom industrin,

⁶² Corbeau, A.-S. och Nassif, L. (2025). *Challenges and Opportunities Posed by the EU's 42 Percent Renewable Hydrogen Target by 2030 (ET42)*, Oxford Institute for Energy Studies.

men detta är inte möjligt enligt nu gällande direktiv. Kommissionen har lagt fram ett förslag till reviderat ETD som för närvarande förhandlas i både Parlamentet och Rådet. Vid slutförande av denna rapport (december 2025) hade fortfarande ingen enighet nåtts. Beroende på om ett reviderat direktiv beslutas, och hur den slutgiltiga versionen ser ut, kan en sådan differentiering bli möjlig framöver. Andra möjligheter skulle kunna vara kvotplikt för industriella råvaror (vätgas och andra elektrobränslen), dock finns risk att detta begränsar möjligheten att få annat stöd eftersom statsstödsregler oftast inte tillåter stöd för åtgärder som redan är obligatoriska enligt lag.

Även inom exempelvis kemiindustrin bedöms incitamenten för att fasa ut fossila bränslen och råvaror som låga. Innovations- och kemiindustrierna (IKEM) tog under 2024 fram en färdplan för kemi-, plast- och läkemedelsindustrin, vilka står för 3% av Sveriges totala direkta växthusgasutsläpp. Bland annat syftar färdplanen mot nettonoll-utsläpp inom sektorerna till 2038, samt att 80% av råvarorna som används ska vara återvunnen eller biobaserad till 2045.⁶³ Även om delar av industrin ingår i EU ETS och fria tilldelningar för exempelvis gödsel kommer fasas ut mot 2034 genom CBAM, kan kompletterande styrmedel behövas för att säkerställa en omställning inom kemiindustrin.

Produktion

På produktionssidan finns idag flera stödprogram tillgängliga både i Sverige och på EU-nivå, som exempelvis Klimatklivet, Industriklivet, auktioner via EU:s Hydrogen Bank samt via IPCEI-projekt. Trots att ett flertal produktionsprojekt idag är under utveckling samt fått stöd via olika stödjande institutioner, är uppfattningen även här att det behövs kompletterande styrmedel för att säkerställa långsiktighet och täcka de potentiellt högre kostnaderna för att producera förnybar vätgas och derivat jämfört med fossila bränslen.⁶⁴ Dessutom kräver elektrolysbaserad produktion av förnybar vätgas, som tidigare nämnts, utbyggnad av förnybar elproduktion och nätkapacitet, vilket i sin tur kopplar till policy och styrmedel relaterat till elsystemets utveckling.

För att stärka konkurrenskraften för förnybar vätgas samt dess derivat gentemot fossila alternativ, diskuteras differenskontrakt som en möjlig lösning. Vidare kan även EU ETS-priset få en drivande roll i att stärka konkurrenskraften för förnybar vätgas och dess derivat gentemot fossila alternativ. Inom ReFuelEU Maritime och Aviation samt reduktionskravet av CO₂-utsläpp för tunga transporter förekommer straffavgifter för volymer som inte uppfyller inblandnings- eller reduktionskraven, vilket också kan förväntas driva upp betalningsviljan hos användare. Liknande incitament saknas dock för REDIII kravet inom industrin, då kravet faller på medlemsstaten och inte på individuella verksamheter. I Tyskland har dock exempelvis regering under 2025 gått ut med att man strävar efter att uppnå RFNBO-målet för industrin genom stödmekanismer, snarare än att införa verksamhetsspecifika straffkostnader vid

⁶³ Fossilfritt Sverige. (2024). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Innovations och kemiindustrierna*.

⁶⁴ European Parliament. *Renewable and low-carbon hydrogen - State of play and outlook*.
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI\(2025\)767227_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI(2025)767227_EN.pdf), publicerad 2025-02, hämtad 2025-11-30.

misslyckande att uppnå en viss kvot. Kvotbaserade incitament som omfattar ekonomiska påföljder vid misslyckande att nå målen har dock förespråkats av aktörer på vätgasmarknad i EU, främst på produktionssidan, då detta teoretiskt sett skulle kunna öka betalningsviljan.⁶⁵

En svårighet i att hitta övergripande effektiva styrmedel för vätgas och dess derivat, bland annat för att täcka kostandsgapet, ligger i deras mångsidiga användning inom olika sektorer, såsom som energibärare, reduktionsmedel eller insatsvara, vilket kräver anpassade regelverk och incitament för varje specifikt område.

Rapporten *Vätgasens möjligheter för vindkraften* från 2025¹⁶ lyfter behovet att vidareutveckla regelverk och standarder för vätgas producerad via elektrolys, både i Sverige och internationellt. För närvarande behöver utvecklare av vätgassystem anpassa sig till befintliga ramverk som inte är anpassade för vätgas. Det finns till exempel inte fastställd standardisering av säkerhetsavstånd och säkerhetsåtgärder i tekniska konstruktioner. I många fall tillämpas därför säkerhetsstandarder och regler från andra branscher, såsom Seveso. Rapporten diskuterar för- och nackdelar med ett funktionellt ramverk där branschen ges frihet under regleringsprinciper, och ett mer normativt ramverk med detaljerade regler och standarder. Samtidigt pågår arbete för att hantera dessa utmaningar. Genom projekt som H2Safety utvecklas branschnormer specifikt för vätgasanläggningar, och en aktiv dialog förs med Myndigheten för Samhällsskydd och Beredskap (MSB) om behovet av nya regler som är anpassade för vätgasrörledningssystem. Denna utveckling syftar till att skapa tydligare och mer ändamålsenliga säkerhetskrav för vätgasprojekt i Sverige.

Avsaknad av politisk riktning, acceptans och kunskap

Bristen på långsiktighet inom politiken har uppmärksamats under workshop och uppföljande samtal, där skiftande inriktning och fokus ökar riskerna för marknadsaktörer. Produktion av vätgas är i dagsläget starkt beroende av efterfrågan och betalningsviljan, vilket i sin tur beror av uppsatta styrmedel och skatter. För att marknadsaktörer ska våga fatta långsiktiga investeringsbeslut krävs en stabil och förutsägbar politisk miljö där mål ligger fast över tid. En möjlig tolkning av en avvaktande marknad trots högt uppsatta mål på EU-nivå är att man fortsatt anser att den politiska risken, dvs risk att uppsatta mål inte kommer tillämpas, eller är för hög för att ta investeringsbeslut / påbörja omställningen i förtid. Denna problematik lyfts även i en rapport från Energimyndigheten, som menar att staten behöver ta en tydligare roll för vätgasens utveckling. De nuvarande principerna inom energipolitiska inriktningspropositionen (EPIP) är öppna för tolkning, vilket inte bedöms tillräckligt för att ge branschen den vägledning, trygghet och långsiktighet som krävs för att våga fatta stora investeringsbeslut.⁵⁸

⁶⁵ ICIS. *Germany aims for RED III industrial RFNBO use via support, not quotas*:

<https://www.icis.com/explore/resources/news/2025/02/17/11075525/germany-aims-for-red-iii-industrial-rfnbo-use-via-support-not-quotas/>, publicerad 2025-02-17, hämtad 2025-11-29

Även IEA (International Energy Agency) pekar på att utvecklingen av vätgas skulle stärkas med en strategi som förtydligar vätgasens framtida roll i energisystemet i Sverige.⁶⁶ IEA menar att det saknas en tydlig planeringsenhet för systemet inom vätgassektorn samt en tydlig fördelning av roller och ansvar för reglering och övervakning av sektorn, vilket skapar osäkerhet för investerare. IEA lyfter också att den svenska regeringen bör bedöma kostnader och konkurrenskraften för vätgasprojekt för att överväga om ytterligare stödmekanismer behövs. Samma rapport från IEA lyfter också att det är viktigt att undvika samma utmaningar med offentlig acceptans som vindkraften möter genom att tydligt argumentera för vätgasutveckling som en central pelare för industriell konkurrenskraft inom ramen för en vätgasstrategi. Slutligen kan en vätgasstrategi också bidra till utvecklingen genom att kvantifiera den arbetskraft och de kompetenser som behövs för att förverkliga dessa ambitioner.⁶⁷

Infrastruktur

En analys av styrmedel för vätgasinfrastruktur har också genomförts, vilken visar att det förekommer ett flertal styrmedel kopplat till utbyggnad av vätgasinfrastruktur. Ett sådant är EU:s CEF Energy Programme, som godkänt finansiering till 41 gränsöverskridande vätgasprojekt, varav ett är Nordic Hydrogen Route som i början av 2025 beviljades 29 miljoner euro⁶⁸. EU:s Gasmarknadspaket är ett annat styrmedelspaket, som syftar till att skapa ett regelverk för särskild infrastruktur och marknader för vätgas och integrerad nätplanering. Utbyggnad av infrastruktur är dock en långsiktig och kapitalintensiv process som i grunden kräver viss kritisk skala för att vara aktuell. Investeringar i infrastruktur med långa avskrivningstider kommer även med en regulatorisk risk där tydliga spelregler fortsatt saknas. Vidare kan bygg- och tillståndsprocesser komma att utgöra en flaskhals, även om vissa bedömningar visar på kortare ledtider än för t.ex. motsvarande elnät.⁶⁹

Ett av grundproblemen är att infrastrukturen behöver byggas ut innan efterfrågan finns, samt att därmed hitta ett system där de första kunderna får en skälig kostnad samtidigt som infrastrukturägaren över tid får en skälig avkastning på satsat kapital till en rimlig risk. Ser man till liknande regleringar på gas- och elmarknaden skulle de första kunderna tvingas bära en oproportionerligt hög kostnad. För att adressera detta har bland annat ACER fått i uppdrag av EU att utreda kostnadsfördelning över tid (så kallad "Inter Temporal Allocation Cost", ITCA) som del i EU's Gasmarknadspaket. ACER har i augusti 2025 utfärdat en första rekommendation om metoder för att fastställa inter-temporal kostnadsfördelning. I och med det tidiga skedet av vätgasmarknaden och bristen på etablerade bästa praxis, föreslogs inte

⁶⁶ IEA Bioenergy. *Cost-effective supply chain configurations for the production of bioelectro- and electrofuels – the case of Sweden- Case study report Regional transitions in existing bioenergy markets 2.o.* IEA Bioenergy: Task 40. 2025.

⁶⁷ <https://www.iea.org/countries/sweden>, senast uppdaterad 2024-11-04, hämtad 2025-11-29.

⁶⁸ Projektet genomförs av Nordion Energi och Gasgrid Finland. <https://nordichydrogenroute.com/>

⁶⁹ Nordion Energi, personlig kommunikation

ännu en enhetlig, standardiserad EU-omfattande metod. Nästa rekommendation förväntas publiceras år 2027, och uppdateras minst vartannat år.⁷⁰

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick i december 2023 i uppdrag av regeringen att bedöma vilka åtgärder som krävs för att införa EU:s gasmarknadsdirektiv och gasmarknadsförordning i svensk lagstiftning. I juni 2025 presenterade de ett förslag för en ny gasmarknadslag och -förordning, som föreslås ersätta naturgaslagen och naturgasförordningen. Ei föreslår bland annat starkare skydd för gaskunder, inklusive nya krav på hur gasleverantörer ska informera sina kunder och hur anvisade leverantörer utses. För tillståndsprövning av nya gasledning föreslås en process som liknar den för elledningar. I regeringsuppdraget till Ei ingick inte att analysera behovet av intäktsramreglering för vätgasaktörer, men Ei lyfter att det finns behov av en sådan utredning.⁷¹

Tillstånd

Tillståndprocesser lyfts i Energimyndighetens utredning från slutet av 2024 som en av de mest betydande utmaningarna för att möjliggöra vätgasens utveckling i Sverige, inte bara direkt relaterat till vätgas, utan en utmaning som påverkar stora delar av energisystemets utveckling. För att omställningen ska ske inom rimliga tidsramar, måste Sveriges tillståndprocesser effektiviseras och anpassas till energisystemets krav.⁵⁸

Restvärme

Tillvaratagandet av restvärme är ytterligare en viktig hörnsten för att skapa ett resurseffektivt system i sin helhet. I avsnitt 5.2. presenteras en karta på planer för vätgasproduktion vilken visar att dessa etableringar främst är tänka där värmebehovet är begränsat. Samtidigt som styrmedel och krav på tillvaratagande av värmen skulle kunna lyfta frågan, skulle det även kunna leda till suboptimering där exempelvis transportkostnaden och energianvändningen för att distribuera vätgasen överstiger vinsterna från restvärmen. I EU:s reviderade energieffektiviseringsdirektiv från 2023 ställs krav på kartläggning av restvärme samt successivt ökande förnybarhetskrav för fjärrvärmenät fram till år 2050. Eftersom svenska fjärrvärmenät till största del redan är förnybara, blir detta krav inte nödvändigtvis en drivkraft för ökad användning av restvärme. Tillvaratagande av restvärme från vätgasproduktion diskuteras även i avsnitt 5.3.

Övrigt

I analysen har också oklarheter kring gränsdragningen mellan stöd som kan beviljas genom Klimatklivet i relationen till EU ETS som styrmedel lyfts. I början av 2025 föreslog Naturvårdsverket att kapacitetsgränsen för små vätgasanläggningar som inkluderas i EU ETS bör sänkas från 5 ton till 0,5 ton per dag. De tydliggjorde också att Klimatklivet kan sökas även

⁷⁰ACER. *ACER will consult on inter-temporal cost allocation mechanisms for financing hydrogen infrastructure.* <https://www.acer.europa.eu/news/acer-will-consult-inter-temporal-cost-allocation-mechanisms-financing-hydrogen-infrastructure>, publicerad 2025-02-03, hämtad 2025-09-16.

⁷¹Energimarknadsinspektionen. (2025). *Vätgas i systemet – en gasmarknad i omställning; Genomförande av EU:s gasmarknadspaket*, Ei R2025:10

för nya vätgasanläggningar, eftersom tillståndsplikt enligt EU ETS inträder först när anläggningen är byggd och i drift. Däremot begränsas stödmöjligheterna för pågående ETS-verksamheter. Enligt Naturvårdsverket bedöms Klimatklivet kunna utgöra mer än dubbelt så stort ekonomiskt stöd jämfört med möjliga intäkterna från fri tilldelning av utsläppsrätter. Detta innebär att en inkludering i EU ETS som potentiellt skulle hindra stöd från Klimatklivet skulle resultera i försämrade förutsättningar för små vätgasanläggningar.⁷²

Slutord kring styrmedelsrelaterade utmaningar

Sammantaget visar analysen att trots att många nuvarande policys träffar användarsidan, så räcker inte dessa för att få i gång en tydlig efterfrågan på vätgas. Framtida krav på användning av vätgas finns men incitamenten är svaga att starta innan de blir bindande. Inom transportsektorn kan ReFuelEU Aviation driva på efterfrågan på vätgas, men "hönan-och-ägget"-problematiken mellan fordon och infrastruktur kvarstår.

Kompletterande styrmedel krävs för att stänga kostnadsgapet mot fossila bränslen. Här kan differenskontrakt vara en möjlig lösning. Straffavgifter för misslyckande med att uppnå inblandnings- och reduktionskrav inom transportsektorn kan förväntas öka konkurrenskraften för förnybar vätgas. I industrin saknas likande incitament och enbart EU ETS förväntas inte räcka, utan det behövs kompletterande styrmedel för att säkerställa att industrin uppfyller målen och fasar ut fossila bränslen. En differentiering i beskattning mellan fossila och förnybara bränslen anses också vara viktig för att stärka konkurrenskraften för förnybar vätgas och säkerställa utfasning av fossila bränslen. Vid utformningen av policy och styrmedel är det viktigt att beakta vätgasens mångsidiga användningsområden, eftersom olika sektorer står inför olika utmaningar och olika styrmedel kan vara olika effektiva. Vidare behövs en tydligare politisk riktning för att säkerställa långsiktighet, klargöra vätgasens roll i klimat- och energiomställningen samt öka acceptansen. Vidare skulle utredningar för att identifiera kostnads- och kompetensgap kunna klargöra vilka åtgärder som behövs för att driva på vätgasens utveckling och förhindra brister med dagens utformning.

Kopplat till scenariokartan innebär den nuvarande utformningen av policy och styrmedel att vätgaslandskapet sannolikt kommer att utvecklas mot många användare och eventuellt många producenter (kvadrant 3). Eftersom ett flertal styrmedel inte specifikt riktar sig mot vätgas, kan utvecklingen dock gå mot att andra förnybara bränslen i högre grad används inom exempelvis industrin eller transportsektorn. Utan tydliga riktlinjer för vätgasens roll i klimat- och energiomställningen kan vätgasens användning därmed bli begränsad till de storskaliga projekt och användare inom exempelvis stålindustrin, vilket skulle leda till ett landskap med få användare och få producenter (kvadrant 1).

⁷² Naturvårdsverket. (2025). *Förslag till författningsändringar för att inkludera små vätgasanläggningar i EU ETS*, ärendenummer NV-07173-24, 2025.

7. SVERIGES ROLL I VÄTGASEUROPA

I takt med den ökade ambitionen att minska koldioxidutsläppen och säkerställa energitrygghet både i Sverige och i Europa, har vätgas kommit att spela en alltmer central roll på kontinenten. Sverige har länge varit en föregångare inom hållbar utveckling och förnybar energi, och med ett alltmer integrerat energisystem blir det allt viktigare att beakta utvecklingen även utanför landets gränser.

Detta kapitel syftar till att undersöka Sveriges roll som vätgasaktör ur ett europeiskt perspektiv. Kapitlet inleds med en översikt av ett urval av länders strategier relaterade till vätgas, följt av en jämförande analys av Sveriges politiska, kommersiella och tekniska förutsättningar i jämförelse med de utvalda länderna. Därefter presenteras en sammanställning av Sveriges styrkor och utmaningar relaterade till vätgas, samt vilken roll landet kan förväntas ha i den europeiska energiomställningen.

7.1 Jämförelse av vätgasstrategier i utvalda länder

Analysen i tidigare kapitel "Policy och styrmedel" visar att majoriteten av nuvarande vätgasrelaterade styrmedel i Sverige fastställs på EU-nivå, vilket ger medlemsländerna en grundläggande riktning för vätgasutveckling. Samtidigt har enskilda länder utvecklat nationella strategier för att integrera och främja användningen av vätgas, vilket dock har skett i varierande omfattning samt med olika målroller. I Figur 28 presenteras en jämförelse av Sveriges vätgasmål med mål i några andra utvalda europeiska länder.

Kartläggningen av nationella vätgasmål och strategier visar att alla länder i Figur 28, förutom Sverige och Lettland, har antagit en officiell vätgasstrategi. I Sverige inkluderas dock vätgas i övergripande energi- och klimatpolitiska dokument och Sverige har som tidigare nämnts tagit fram ett förslag till en nationell vätgasstrategi, men den har inte officiellt antagits. De flesta länders vätgasstrategier inkluderar målroller och/eller kvantifierade mål för elektrolysörkapacitet, vätgasfordon samt import- och exportvolym.

Aspekt	SE	FI	NO	DK	DE	PL	LI	EE	LT
Målkapacitet elektrolys	5 GW (2030)* 15 GW (2045)*	Inget nationellt mål	Inga volymmål	4–6 GW 2030	10 GW (2030) 15 GW (2040)	50 MW (2025) 2 GW (2030)	1.3 GW (2030) 8.5 GW (2050)	2 – 40 kton per år (2030)	Ingen officiell vätgasstrategi
Övriga mål	Ingen officiell vätgasstrategi	Producera minst 10% av EU's utsläppsfria vätaas år 2030	Inga volymmål	Inga övriga volymmål	Efterfrågan: 95 – 130 TWh (2030) Import: 45 – 90 TWh (2030)	Vätagasbussar: 1000 (2030) Vätagas-tankstationer: 32 (2030) Vätagaskluster: 5 (2030) Upp till 10% inblandning av vätagas eller biometan i naturgasnätet till 2030	Produktion: 129 kton (2030) Vätagas-tankstationer: 10 (2030)	Vätagas-tankstationer: 3 – 5 (2030)	Ingen officiell vätgasstrategi
Målroll	Ingen uttalad mål roll	Export av H ₂	Export på lång sikt	Export av e-bränsle	Import och inhemska behov	Inget mål i strategin. I EHB transit-/exportmål	Inhemska användning. Potentiell export på lång sikt	Inhemska användning. Potentiell export på lång sikt	Ingen strategi, men potentiell export via NBHC

Figur 28. Sammanställning av mål uppsatta i några utvalda europeiska länders vätagasstrategier.
73

7.2 Komparativ analys av förutsättningar i olika länder

För att förstå vilken roll Sverige skulle kunna ha som vätagasaktör i en europisk kontext har en analys av landets förutsättningar genomförts i detta projekt, vilka jämförs mot ett urval av grannländer, bestående av Finland, Norge, Danmark, Tyskland, Polen, Lettland, Litauen och Estland. Analysen fokuserar på att jämföra Sveriges för- och nackdelar inom vätagasområdet utifrån ett politiskt, kommersiellt och tekniskt perspektiv. I Figur 29 sammanfattas analysen med en värdering av ländernas förutsättningar kopplat till de tre perspektiven, med en djupare beskrivning av respektive aspekt i de olika länderna i Bilaga 4. Komparativ analys av politiska, kommersiella och tekniska förutsättningar i ett urval av länder.

För politiska aspekter utvärderas ländernas eventuella vätagasstrategier och uppsatta mål (som presenterats i Figur 28) samt om stöd för vätagasproduktion och användning förekommer, såsom subventioner och skatter. De kommersiella aspekterna inkluderar en utvärdering av den inhemska marknaden, tillgången till insatsvaror för vätagasproduktion, som förnybar el, låga elpriser och vattentillförsel samt potentiell användning av restvärme och

⁷³ Samtliga länders vätagasstrategier; **SE**: Energimyndigheten, *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätagas, elektrobränslen och ammoniak*. Energimyndigheten rapport 2021:34, maj 2022. **FI**: Finska regeringen, *Government resolution on hydrogen*, Publication of the Finnish Government 2023:19, 2023. **NO**: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy & Norwegian Ministry of Climate and Environment, *The Norwegian Government's hydrogen strategy towards a low emission society*, Publication number: Y-0127 E, u.d. **DK**: Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, *The Government's strategy for Power-to-X*, 2021. **DE**: Tyska regeringen, *National Hydrogen Strategy Update (NHS)*, 2023. **PL**: Ministry of Climate and Environment, *Polish Hydrogen Strategy until 2030 with an outlook until 2040*, 2021. **LI**: Ministry of Energy of The Republic of Lithuania, *Hydrogen development guidelines for 2024-2050 in Lithuania*, 2024. **EE**: Estonian Ministry of Climate & Ministry of Economic Affairs and Communication, *Estonian Hydrogen Roadmap*, 2023.

biogen CO₂ för vätgasderivat. De tekniska aspekterna inkluderar ländernas befintliga infrastruktur, både inom el och gas samt lagringsmöjligheter.

Den komparativa analysen visar på att de utvärderade länderna har olika förutsättningar sett till de politiska, kommersiella och tekniska perspektiven. Länder som Danmark och Tyskland bedöms ha ett starkt politiskt stöd för vätgas med ambitiösa strategier och omfattande finansieringsprogram. Analysen visar också att ett flertal stöd finansieras via eller förekommer på EU-nivå, vilket visar att EU har en central roll för att driva på utvecklingen för vätgas i dessa länder. Dock är stödsystem vanligtvis dynamiska och omfattar politiska osäkerheter. Högt stöd för vätgas i nuläget utgör därmed inte en garanti för vätgasens framgång på längre sikt, även om det i nuläget bedöms som en fördelaktig förutsättning.

Ur ett kommersiellt perspektiv bedöms de nordiska länderna ha bra förutsättningar för vätgasproduktion (se kapitel 4.5), då de bedöms ha god förmåga att bygga elproduktion till konkurrenskraftiga priser samt har högre tillgång till förnybar el i förhållande till elbehovet. Utbyggnad av förnybar el kommer dock att vara en viktig aspekt för alla länder för framtida produktionsmöjligheter av vätgas. Här har vätgasdistribution en möjlighet att komplettera utbyggnaden av elnäten.

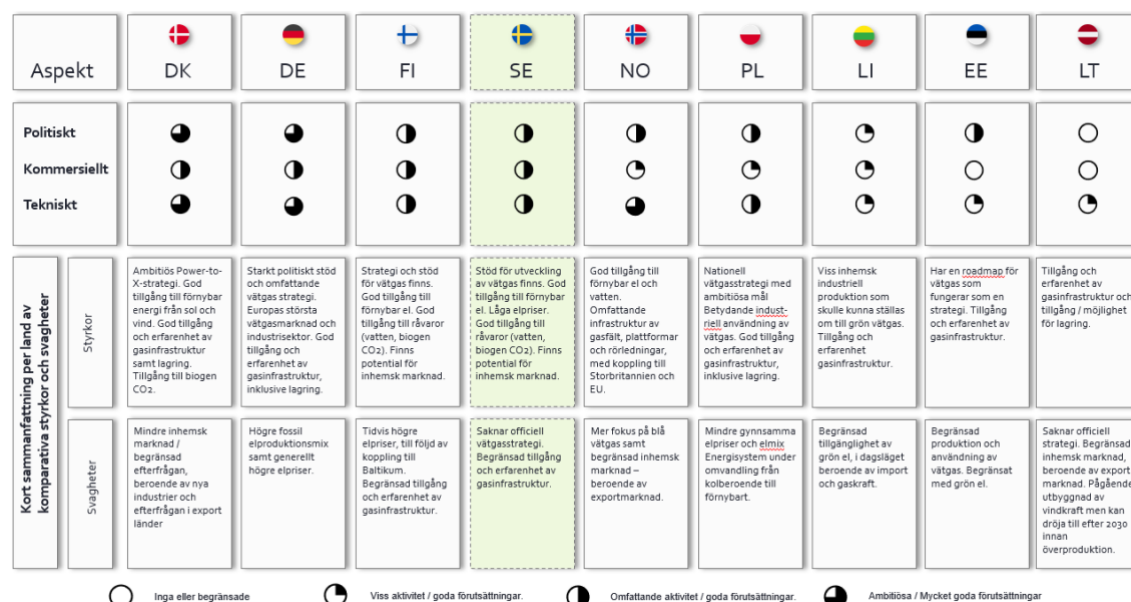
De nordiska vätgasmarknaderna, främst Danmark och Norge, är i dagsläget mindre än många av de andra länderna. Länder som Tyskland och Polen förväntas driva på en hög efterfrågan av vätgas under den närmsta framtiden. Nuvarande vätgasmarknader i de baltiska länderna bedöms också vara begränsade, dock något större i Litauen än de andra baltiska länderna. Vätgasmarknaderna blir därmed i högre grad beroende av utvecklingen och efterfrågan från andra sektorer som idag inte använder vätgas i stor utsträckning, som exempelvis transportsektorn eller industrin.

Alla utvärderade länder har tillgång till fjärrvärmenät och därmed potential för att ta vara på restvärme från elektrolysisprocessen, samt bedöms ha tillgång till biogen CO₂ för produktion av vätgasderivat så som elektrobränslen. Då Sverige och Finland har en stor pappersmassaindustri, bedöms tillgången till biogen CO₂ stor i dessa länder. Vattentillgång bedöms också som mer fördelaktig i de nordiska länderna, dock är förutsättningarna i hög grad lokala och beroende av den specifika regionen eller platsen (se kapitel 5.1).

Ur ett infrastrukturperspektiv har alla länder, förutom Sverige och Finland, redan tillgång till nationella naturgasnät som potentiellt kan konverteras till vätgasnät, vilket kan gynna distribution av vätgas både inrikes och för export. Potentiella lagringsmöjligheter visas främst finnas i länder som Tyskland, Danmark, Polen och Litauen, vilket också bedöms fördelaktigt för ökad flexibilitet och robusthet i en framtida vätgasmarknad.

Sammanfattningsvis varierar förutsättningarna för förnybar vätgas mellan de utvärderade länderna sett ur ett politiskt, kommersiellt och tekniskt perspektiv. Det är dock svårt att fastställa huruvida förutsättningarna är mer eller mindre gynnsamma för olika länder utan att beakta målrollen för ett specifikt land. För länder med stor förnybar elproduktion och låga elpriser möjliggörs exempelvis produktion och export av konkurrenskraftig vätgas. För länder med en större vätgasmarknad och hög efterfrågan, som Tyskland, blir det i stället viktigare att

exempelvis kunna importera vätgas från länder som kan producera den billigt, vilket innebär att infrastruktur för import blir mer betydelsefull (t.ex. kapacitet i hamnar att ta emot vätgas). Geografiska förutsättningar och strategiska mål blir därmed viktiga faktorer som påverkar utvecklingen av vätgasmarknaden i olika länder.



Figur 29. Komparativ analys av Sverige och grannländers förutsättningar relaterat förnybar vätgas från ett politiskt, kommersiellt och tekniskt perspektiv utfört i detta projekt. Länderna är ordnade från vänster till höger efter deras respektive förutsättningar, från mest till minst fördelaktiga.

7.3 Sveriges roll som vätgasaktör

För att utvärdera Sveriges roll som vätgasaktör i en europisk kontext har den komparativa analysen kompletterats av en SWOT-analys av Sveriges vätgasförutsättningar. SWOT-analysen presenteras i Bilaga 6.

Analysen visar att Sverige har goda förutsättningar att bidra till Europas vätgasomställning, tack vare en kombination av stark industriell efterfrågan av förnybar vätgas, en i huvudsak fossilfri elproduktion och möjligheter att bygga ut mer förnybar elproduktion på ställen med gynnsamma vindförhållanden både på land och till havs. De svenska vätgasprojekten inom stål, kemi och raffinaderier visar att det finns en konkret omställningsvilja. Samtidigt erbjuder Sveriges tillgång till vatten, mark för vindkraft och biogen CO₂ möjligheter för produktion av både vätgas och dess derivat, vilket kan vara värdefullt i ett europeiskt och internationellt sammanhang. Som beskrivits i kapitel 4.5 har Sverige goda förutsättningar att tillföra ytterligare förnybar elproduktion till konkurrenskraftiga kostnader i ett scenario med ökad efterfrågan på vätgas. Det förutsätter dock att det finns en ökad acceptans för utbyggnad av vindkraft i Sverige. Förutsättningarna driver därmed mot möjlighet för många producenter i scenariokartan (kvadrant 3 och 4). Utvecklingen är dock starkt beroende av framtida policies och strategier för att främja svensk vindkraft, både på land och till havs.

Trots dessa styrkor finns det utmaningar, bland annat långa och osäkra tillståndsprocesser som kan försvåra tempot för svenska aktörer i utvecklingen. Begränsad erfarenhet av storskalig gashantering och infrastruktur är också något som behöver byggas upp om Sverige ska kunna ta en större roll på vätgasmarknaden. Vidare bedöms en utmaning vara Sveriges avsaknad av en tydlig nationell strategi för vätgas. Energimyndigheten lyfter i sin rapport från slutet av 2024 att ett viktigt åtgärdsförslag för att möjliggöra vätgasens utveckling i Sverige är att staten behöver förtydliga sin roll i utvecklingen av vätgasmarknaden⁵⁸. En viktig aspekt som lyfts är att staten behöver kommunicera tydligare om vilken position Sverige ska ta när det kommer till rollen som framtida exportör eller importör av vätgas. Rapporten lyfter även att fortsatt arbete behövs för att undersöka möjligheter till import och/eller export av vätgas för olika tillämpningar ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Ytterligare en aspekt som kan bli viktig för svensk konkurrenskraft på den europeiska marknaden är att vätgasen och dess derivat uppnår kraven för förnybarhet enligt EU:s delegerade akter.

Tidigare studier visar på att Sverige har potential att bli en exportnation av vätgas, bland annat Energiforsks rapport *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context*¹². Scenarioanalysen visar att det fram till 2035 kan uppstå produktionsunderskott av vätgas i Sverige, vilken balanseras mot 2040-2045 med ökad produktion och att det därefter finns potential för Sverige att bli nettoexportör av vätgas. Rapporten har dock inte undersökt huruvida identifierad potential kan förverkligas, och menar att exportmöjligheterna beror på om hinder övervinns och hur vätgasinfrastruktur och teknik utvecklas. Exportmöjligheter på kortare sikt beror i hög grad på utvecklingstakten av både produktionsanläggningar och eventuell exportinfrastruktur, vilket skulle kunna ge svenska aktörer tillgång till en större marknad än Sverige.

En viktig utmaning för Sverige relaterat till potentiell vätgasexport är avståndet till Centraleuropa, som sannolikt blir den största marknaden för vätgas inom EU. Det innebär att vätgasproduktion i norra Sverige (SE1/SE2, där elöverskottet idag är störst) kräver omfattande investeringar i transportinfrastruktur, antingen i form av nya vätgasledningar eller elnät för att möjliggöra elektrolys närmare marknaden, alternativt lösningar för transport av derivat som ammoniak eller metanol. Geografiska avstånd tillsammans med flaskhalsar och utdragna tillståndsprocesser för både elnät och potentiella rörledningar kan påverka konkurrenskraften jämfört med länder som ligger närmare den europeiska efterfrågan. Vätgasinfrastruktur erbjuder inte bara exportmöjligheter, utan möjliggör även för import, vilket skulle kunna göra det möjligt för svensk industri att vidareförädla produkter eller tillverka derivat med importerad vätgas om det bedöms kostnadseffektivt.

Sammanfattningsvis förväntas inhemska behov främst täckas av inhemsk produktion på kort- och medellång sikt, medan Sverige kan spela en viktig roll som leverantör av grön vätgas till Europa på längre sikt. För att lyckas bli en exportnation krävs att man lyckas balansera den geografiska utmaningen med kostnadseffektiva infrastrukturlösningar, ökad acceptans för storskalig utbyggnad av land- och havsbaserad vindkraft och antar en tydligare långsiktig nationell vätgasstrategi.

8. VÄTGASENS ROLL I ETT ROBUST ENERGISYSTEM

Vätgas framstår som en mångsidig energibärare med potential att stärka både klimatomställningen och energisäkerheten. I ett robust energisystem – dvs ett system som är både hållbart under normala fredstida förhållanden och motståndskraftigt vid kris eller krig – kan vätgas bidra på flera sätt. Under fredstid kan den öka systemets flexibilitet, möjliggöra sektorsintegration och minska importberoende av fossila bränslen. Under kris eller krig kan inhemsk vätgasproduktion, lagring och användning bidra till ökad försörjningstrygghet, uthållighet och redundans.

Samtidigt skapar en växande vätgasanvändning nya beroenden och sårbarheter. För att stärka robustheten krävs system med inbyggd redundans, decentraliserad kapacitet och möjlighet till ö-drift vid störningar i el- eller bränsleförsörjning. En analys från Ramboll⁷⁴ visar att vätgas ofta nämns som en potentiell beredskapsresurs, men att detta inte sker automatiskt. Verklighet kräver planering, dimensionering och integrering i beredskapsstrukturen.

Vätgasens roll varierar mellan olika utvecklingsvägar. I de centraliserade scenarierna (kvadrant 1–2) uppnås stordriftsfördelar men också ökad sårbarhet vid avbrott i elnät eller infrastruktur. I decentraliserade scenarier (kvadrant 3–4) stärks möjligheterna till lokal resiliens, ö-drift och snabb återstart – men ofta till priset av högre kostnader och större behov av samordning.

8.1 Vätgasens roll under normala fredstida förhållanden

Robusthet i fredstid handlar om att bygga ett motståndskraftigt och flexibelt energisystem som klarar störningar och återhämtar sig snabbt, samtidigt som det bidrar till klimatomställningen. Vätgas kan spela en nyckelroll genom att minska fossilberoendet, stärka sektorkopplingar och ge elsystemet nya resurser för balans och lagring.

Minskad sårbarhet genom fossilfri omställning

Vätgas kan bidra till att ersätta fossila bränslen och insatsvaror i industri och transporter och därmed minska både klimatpåverkan och beroende av importerad energi.⁵⁸ I järn- och stålindustrin – där kol används som reduktionsmedel – möjliggör vätgas fossilfri ståltillverkning (t.ex. med hjälp av HYBRIT-tekniken⁷⁵), vilket drastiskt skulle kunna minska koldioxidutsläppen från sektorn som idag utgör ca 10 % av Sveriges totala

⁷⁴ Ramboll. (2025). *Vätgasens förutsättningar och potential i östra Mellansverige*. Avsnitt 5.3. Beredskap och försörjningstrygghet.

⁷⁵ Läs mer om HYBRIT-tekniken på <https://www.hybritdevelopment.se/>

växthusgasutsläpp.⁷⁶ Samma logik gäller för kemisk industri, raffinaderier och transporter, där vätgas tillsammans med bioråvara kan ersätta fossil gas och olja.

Ur ett robusthetsperspektiv innebär detta en dubbel omställning: minskat importberoende av fossila bränslen och stärkt energisuveränitet, men ökat beroende av teknik och komponenter för förnybar elproduktion och elektrolys – där värdekedjorna i dag är internationella och ofta domineras av Kina. För att vätgasen verkligen ska stärka energisäkerheten kan därför inhemsk kapacitet krävas i hela eller åtminstone större delar av kedjan – från elproduktion till materialförsörjning och komponenttillverkning. Denna dimension är klart geostrategisk. Efter 2022 har både EU och Sverige lyft vätgas som ett verktyg för att minska beroendet av rysk gas och andra importerade fossilbaserade energibärare. Vätgasens klimatnytta och dess bidrag till försörjningstrygghet är därmed sammanflätade – men kräver att elproduktion, teknikförsörjning och beredskap utvecklas i takt.

Flexibilitet, lagring och elsystemets stabilitet

Vätgas kan fungera som långtidslager av energi och därmed bidra till både kortsiktig effektbalans (snabb reglering) och långsiktig energibalans (veckor–säsonger). Genom att omvandla överskott av el till vätgas, ammoniak eller elektrobränslen skapas en flexibel resurs som kan komplettera andra sådana, minska volatilitet och potentiellt stärka systemets uthållighet vid störningar och extrema väderhändelser.

Ur risk- och beredskapssynvinkel kan det också vara positivt att energisystemet omfattar fler energibärare med viss substituerbarhet sinsemellan. Genom att i vissa fall transportera energi i form av vätgas i stället för el kan även avlastning av elnät i regioner med hög belastning åstadkommas, vilket kan bli särskilt relevant i områden med snabbt växande industriell el- och vätgasanvändning. Energimyndigheten påpekar att vätgasinfrastruktur har potential att både avlasta och balansera elsystemet i sådana regioner.²⁴

Sektorskoppling och systemintegration

Vätgas kan knyta ihop el-, värme-, transport- och industrisystem och därigenom skapa nya synergier. Restvärme från elektrolys kan till exempel nyttiggöras i fjärrvärmesystem, vilket minskar behovet av biobränsle för uppvärmning och därmed ökar resurseffektiviteten (se avsnitt 5.3). Vätgas kan också användas för drivmedelsproduktion eller generera el via bränsleceller vid effektbrist i elnätet. Sådana korskopplingar kan stärka systemets uthållighet – men också skapa nya beroenden som måste hanteras genom redundans och tydlig ansvarsfördelning.

Balansen mellan integration och isolerbarhet blir därmed central: systemen ska kunna fungera tillsammans i vardagen, men även självständigt vid störningar. Ramboll understryker att verklig robusthet kräver att vätgaslösningar dimensioneras för drift vid elavbrott, exempelvis genom lokal lagring och ö-drift.⁷⁴

⁷⁶ Ovako. (2024). *Sustainability Report- Financial Year 2023*.

Robusthet i olika scenarier

- **Centraliserade system (kvadrant 1–2):** ofta effektiva i normaldrift men känsliga för störningar i elnät och importflöden.
- **Decentraliserade system (kvadrant 3–4):** sprider risker och möjliggör lokal drift, men kräver fler aktörer och starkare samordning.

En framtida struktur som kombinerar storskalig effektivitet och lokal resiliens, exempelvis genom regionala hubbar med lagringskapacitet och samverkande aktörer, kan potentiellt ge både ekonomisk och försörjningsmässig motståndskraft.

8.2 Vätgas under förhöjd beredskap – kris och krig

Vid kris eller krig provas energisystemets robusthet. Importvägar kan brytas, elnät skadas och bränsleleveranser störas. Vätgas och dess derivat kan då bidra till att upprätthålla försörjningen genom inhemsk produktion, lagring och användning. Men samtidigt flyttas risken – från import av energi till beroende av elförsörjning, teknik och komponenter där stora delar av värdekedjan ligger utanför EU.

Inhemsk produktion och minskat importberoende

Energisäkerhet handlar om att ha trygg tillgång till energi även när internationella leveranskedjor utmanas eller bryter samman. I ett krisläge, t.ex. en väpnad konflikt eller kraftig internationell kris, kan import av olja, naturgas eller andra bränslen strypas eller användas som påverkansmedel på olika sätt. Sverige är i dagsläget sårbart här – större delen av våra flytande bränslen (bensin, diesel, flygbränsle) kommer utifrån, ofta via ett fåtal stora importhamnar.⁷⁷ Om dessa vägar blockeras står både civilsamhälle och Försvarsmakten i det längre perspektivet inför ett bränsleunderskott. Genom att utveckla inhemska alternativ som vätgas, e-bränslen, biodrivmedel och lokal elproduktion kan detta beroende minska⁷⁸.

Lokal produktion och lagring av vätgas och/eller flytande bränslen ökar motståndskraften. Vid störning av det nationella elnätet eller bränsleimporten skulle exempelvis lokala mikro-nät med egen elproduktion och vätgas- och/eller batterilagring kunna driva samhällsviktig verksamhet (som sjukhus, kommunikationscentraler eller militära anläggningar) i ö-drift. Vätgas är särskilt intressant eftersom den kan tillverkas av vatten och el, alternativt biomassa, dvs resurser vi har gott om inom landet. Under en kris kan Sverige prioritera tillgänglig el från t.ex. vattenkraft, vindkraft, solkraft och kraftvärme till nödvändig försörjning – inklusive produktion av vätgas för fordon och utrustning som måste hållas i gång. Försvarsmakten ser dessutom möjligheter med vätgas och bränsleceller som komplement till fossil diesel.⁷⁹

⁷⁷ Ellis, H. Pastuhoff, M. (2021). *Energisystem för robust energiförsörjning*. FOI-R--5000—SE. FOI- Totalförsvarets forskningsinstitut.

⁷⁸ Energimyndigheten. (2024). *Vätgas och vätgasinfrastruktur i det svenska energisystemet - Delrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige*. ER 2024:07.

⁷⁹ Sahlén, W. Elfsberg, M., Enström, J., Odell, A., Zettervall, N., Stappe Renner, R., Lallo, E., Karlsmo, M., Karlsson Hagnell, M., Forslund, M. (2025). *Förstudie för FoT område Energiförsörjning*. FOI-R--5705—SE. FOI- Totalförsvarets forskningsinstitut.

Utöver importbehov av diesel ger vätgas också tystare fordon med snabbare acceleration och mindre värmesignatur, vilket är taktiskt fördelaktigt i vissa situationer.

För att dessa beredskapsfördelar ska realiseras menar Ramboll att beredskapsplanering och energiplanering behöver kopplas samman. Vätgasnoder planeras idag främst utifrån industriell logik – inte beredskapshänsyn – men en integrerad planering skulle kunna identifiera strategiskt viktiga platser där vätgasproduktion också bidrar till regional resiliens.⁷⁴

Säkerhet, logistik och ansvar i vätgasberedskap

En rapport från FOI noterar att tekniker som vätgas måste hanteras varsamt på grund av brand- och explosionsrisk, men dessa risker är huvudsakligen tekniska och hanterbara med rätt design, drift och säkerhetsrutiner.⁷⁹ Ur ett beredskapsperspektiv är det viktigare att ha flera energibärare och försörjningsvägar som åtminstone delvis kan ersätta varandra vid störningar. Vätgas eller dess derivat behöver inte ersätta all energiförsörjning, men som del av en diversifierad mix ökar redundansen. De största osäkerheterna ligger snarare i organisatoriska frågor – vem som ansvarar för lagring, distribution och prioritering av vätgas i ett krisläge, samt hur vätgasflöden ska samordnas med el- och bränslelogistik. Dessa frågor kräver tydliga roller, styrning och beredskapsrutiner redan i planeringsskedet.

Beroendeförskjutning och teknisk försörjningstrygghet

Minskad energiimport innebär inte automatiskt minskad sårbarhet. Vätgasproduktionen är starkt beroende av el, komponenter och material från globala leveranskedjor. Elektrolysörer, kompressorer och styrsystem tillverkas i hög grad utanför Europa, och tillgången på metaller som platina och iridium är begränsad. För att undvika att ett nytt teknikberoende ersätter det gamla fossilberoendet krävs beredskapsplanering längs hela värdekedjan – inklusive reservdelar, kompetens, service och materialförsörjning. Ett decentraliserat produktionsmönster (kvadrant 3–4) kan minska sårbarheten genom geografisk spridning, medan ett centraliserat system (kvadrant 1–2) riskerar att bli mer utsatt för riktade angrepp eller störningar.

Strategisk betydelse och internationell kontext

Geopolitiska händelser har påskyndat EU:s arbete med energisäkerhet, och RePowerEU lyfter grön vätgas som ett verktyg för att ersätta rysk naturgas och stärka motståndskraften mot påtryckningar och sabotage. Även i fredstid diskuteras strategiska vätgaslager, liknande nuvarande oljelager, samt gemensamma skyddsåtgärder för infrastruktur. Vätgas minskar därmed det direkta utlandsberoendet, vilket kan vara särskilt värdefullt i situationer där import inte kan garanteras.

9. SÄKERHETSASPEKTER FÖR VÄTGASSYSTEM

I takt med att vätgas får en allt viktigare roll i energi- och klimatomställningen ökar behovet av att förstå och hantera de säkerhetsrisker som följer med produktion, lagring, distribution och användning. Vätgas har länge använts industriellt och många risker är inte unika för vätgas, men de förändrade förutsättningarna som utvecklingen medför innebär att fortsatta samordnade insatser kring standarder, regelverk och utbildning, samt kontinuerlig utvärdering av tekniska lösningar och riskhantering behövs.

Oavsett vilken väg vätgasutvecklingen tar i Sverige behöver kunskapen om olika säkerhetsaspekter i vätgasvärdekedjan öka. Vätgas har använts industriellt i över ett sekel, framför allt i kemiindustrin och i raffinaderier. Det är sedan tidigare välkänt att vätgasens särskilda egenskaper innebär specifika risker och därmed säkerhetsutmaningar i hanteringen. Idag förändras vätgasvärdekedjan i snabb takt, vilket innebär att riskerna måste hanteras utifrån andra förutsättningar. Till exempel kan utvecklingen innebära att stora mängder vätgas behöver kunna lagras och transporteras långa sträckor, till skillnad från idag, när transporter mestadels sker inom industrimiljöer.

Majoriteten av vätgasen som framställs i världen är fortfarande fossil, men om vätgasen framställs genom elektrolys med förnybar el har den potential att ersätta fossila bränslen och energibärare och därmed minska utsläppen av växthusgaser. För att möjliggöra nya användningsområden och möta en växande efterfrågan behöver vätgasen kunna produceras, lagras, distribueras och användas säkert. Detta innebär att vätgassystemen ska utformas så att risker för olyckor minimeras, samtidigt som förmågor att identifiera, hantera och minimera effekter av olyckor behöver stärkas.

En ny rapport från Luleå tekniska universitet (LTU), som Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) har beställt, visar att information om säkerhetsrisker med vätgas ofta är ojämn. Medan vissa risker överdrivs, underskattas andra. Nya tekniska lösningar, liksom befintlig teknik som används under andra förutsättningar, behöver utvärderas och standardiseras för att branschen ska kunna avgöra vilka lösningar som är bäst lämpade för olika användningsområden. Kunskapsluckor finns i synnerhet kring hur människor agerar i nödsituationer med vätgas.⁸⁰

Sverige har erfarenhet av att transportera gas via rörledningar, och långvarig erfarenhet av att använda gas i vägtransporter och i industriella system. Även om Sveriges erfarenhet av långväga rörtransport av vätgas är begränsad, finns omfattande kunskap och etablerade rutiner från hanteringen av naturgas och uppgraderad biogas inom det svenska gasnätet.

⁸⁰ Luleå Tekniska Universitet. (2025). *Forskningsluckor belyses i ny vätgasrapport* | Luleå tekniska universitet (publicerad 2025-11-21, hämtad 2025-12-19)

Drift, underhåll och säkerhetsrutiner för dessa verksamheter är väl utvecklade, och Naturgassystemanvisningarna (NGSA) utgör sedan länge en viktig grund för säkerheten.

För att möta vätgasutvecklingen utvecklas nu motsvarande riktlinjer för vätgassystem. Energigas Sverige leder arbetet med att ta fram Vätgassystemanvisningar (VGSA), vilka ska fungera som branschstandarder för vätgas och motsvara NGSA för naturgas. Samtidigt arbetar SIS (Swedish Institute for Standards) genom den tekniska kommittén SIS/TK 419 Vätgasteknik med att införa internationella säkerhetsstandarder i Sverige och anpassa tekniska krav till svenska förhållanden. Detta omfattar bland annat produktion via elektrolys, säkerhetskrav för vätgastankstationer och principer för säkra rörledningar.

Utöver dessa initiativ pågår myndighetsarbete med att utforma framtida regelverk för säker infrastruktur och nät, samt provning, certifiering och metodutveckling hos svenska kontrollorgan och forskningsinstitut. Tillsammans utgör dessa insatser grunden för ett samordnat och robust säkerhetsramverk för vätgas i Sverige.

Internationellt finns omfattande erfarenhet av långväga rörtransporter av vätgas, till exempel i Tyskland, och betydande utbyggnad av sammanlänkad vätgasinfrastruktur planeras mellan europeiska länder. I Östersjöregionen pågår flera internationella vätgassamarbeten, såsom den tidigare nämnda Nordic Hydrogen Route (NHR), en cirka 1 300 km lång planerad vätgasledningskorridor mellan Sverige och Finland. Genom dessa samarbeten kan Sverige ta del av andra länders erfarenheter när det gäller regelverk för rörledningar, marknadsmodeller, tillståndprocesser och lagring, och därefter anpassa dessa lärdomar efter svenska förhållanden.

I följande avsnitt beskrivs först centrala säkerhetsaspekter för vätgas, det vill säga faktorer som behöver beaktas för att skydda mot olyckor, och därefter hur betydelsen av dessa faktorer kan komma att variera beroende på vilken utvecklingsväg vätgasen tar i Sverige. Vissa säkerhetsaspekter är specifika för vätgas, medan andra även gäller för andra gaser, till exempel naturgas.⁸¹

9.1 Centrala säkerhetsaspekter för vätgas

Pågående forskningsprojekt i Sverige och internationellt belyser säkerhetsaspekter inom vätgassystem. Bland annat lyfts behov av harmoniserade standarder, metoder för riskbedömning, utveckling av detektionssystem och integrering av säkerhet redan i planeringsstadiet av ny infrastruktur. Riskanalys och dimensionering av säkerhetsavstånd behöver utgå från vätgasens unika egenskaper, såsom hög läckagebenägenhet, bred brännbarhetsgräns och låg antändningsenergi.¹⁷

För att möjliggöra mer tillförlitliga och effektiva riskanalyser krävs tydliga och aktuella acceptanskriterier för risk. I dagsläget saknas sådana kriterier för vätgassystem i Sverige, och

⁸¹ *Säkerhetsskyddsaspekter*, det vill säga skydd mot avsiktliga hot, sabotage eller intrång, ingår inte. Aktörer som bedriver säkerhetskänslig verksamhet är skyldiga att utreda behovet av säkerhetsskydd.

de underlag som finns att tillgå är närmare 30 år gamla. Denna brist riskerar att leda till osäkerhet i bedömningar, där risker både kan överskattas och underskattas, samt till förlängda handläggningstider och ineffektiva beslutsprocesser. Ett modernt och väl definierat ramverk för riskacceptans är därför avgörande för att säkerställa att riskanalyser blir relevanta, rättvisa och bidrar till en säker utveckling av vätgasinfrastrukturen.⁸²

Säkerhetskultur, utbildning och organisatorisk förmåga är också avgörande för att säkerställa robusta och resilienta vätgassystem. Detta är särskilt viktigt när nya aktörer etablerar sig inom området. Forskningen visar att organisatoriska faktorer och riskkommunikation är lika viktiga som tekniska lösningar för att nå hög säkerhetsnivå.⁸³ I Tabell 5 sammanfattas centrala säkerhetsaspekter för vätgas.

Tabell 5. Säkerhetsaspekter vid vätgashantering.

Säkerhetsaspekter	Beskrivning	Unik för vätgas?	Kommentar
Brand- och explosionsrisk	Vätgas är extremt lättantändlig och kan bilda explosiva blandningar med luft. Vätgas brinner med en blek flamma som är osynlig i dagsljus.	Nej	Gäller alla brandfarliga gaser, men vätgas har särskilt låg antändningsenergi och bred brännbarhetsgräns och en vätgasbrand är dessutom svårare att se på håll.
Läckagerisk	Vätgasmolekylen är mycket liten och kan tränga igenom material och tätningar som andra gaser inte kan. Dess låga densitet gör dessutom att gasen stiger snabbt vid ett läckage.	Ja	Vätgasmolekylens storlek gör den särskilt benägen att läcka och dess låga densitet gör att läckaget kan bli omfattande.
Väte-försprödning	Vätgas kan försämra hållfastheten i vissa metaller, särskilt vid höga tryck och växlande belastningar.	Ja	Risk för sprickbildning och materialutmattning ökar.
Tryckrelaterade risker	Produktion och lagring sker ofta vid höga tryck. Fel i ventiler, kopplingar eller tryckkärl kan ge upphov till allvarliga olyckor.	Nej	Gäller alla gaser som hanteras under tryck.
Lagring och transport	Risker vid vägtransporter, ledningssystem, eller kryogen lagring inkluderar läckage, tryckavlastning och temperaturpåverkan.	Nej	Gäller även andra gaser.

⁸² Behovet av aktuella acceptanskriterier för risk har bland annat lyfts av Nordion Energi, inom ramen för arbetet med detta projekt.

⁸³ Runefors, M. (2024). *Perceived Research Needs for Battery and Hydrogen Safety – A Nordic Perspective*. Brandforskrappport 2024:5.

Felhantering och detektions-system	System för att snabbt upptäcka, stänga av och larma vid incidenter är avgörande för att begränsa skador.	Nej	Generellt för alla gaser.
Säkerhetskult ur och styrning	Effektiv säkerhet kräver utbildning, rutiner, tillsyn och organisatorisk kapacitet, särskilt i decentraliserade system.	Nej	Gäller all hantering av farliga ämnen.
Robusthet mot störningar	Systemet måste klara av störningar som elavbrott, tekniska fel, sabotage eller extrema väderhändelser.	Nej	Gäller generellt för kritisk infrastruktur.

Som tabellen ovan visar har vätgas vissa egenskaper som kräver särskild uppmärksamhet. Samtidigt är många av de risker som förekommer vid hantering av vätgas gemensamma med andra gaser och hanteras redan inom ramen för etablerade rutiner och regelverk i svensk industri. En fortsatt utveckling av standarder och riktlinjer för vätgassystem, i kombination med erfarenhet från befintlig gashantering, bidrar till att skapa förutsättningar för en fortsatt säker och robust vätgashantering i Sverige.

9.2 Säkerhet i olika utvecklingsvägar

Framtida säkerhetsutmaningar inom vätgassystem beror till stor del på vilken strukturell utveckling systemet tar, vilket kan illustreras av scenariokartan (Figur 2). Medan vissa utvecklingsvägar kan innebära ökad kontroll och centraliserad övervakning, innebär andra en fragmenterad och mer komplex struktur med större krav på standardisering, koordination och övervakning. Oavsett utvecklingsriktning krävs proaktiv planering, tydliga regelverk och investeringar i både tekniska och organisatoriska säkerhetsåtgärder.

Tillståndsprocessen för vätgaslagring och produktion är komplex och kräver samordning mellan flera myndigheter, där Miljöbalken, Sevesolagstiftningen och lagen om brandfarliga och explosiva varor är centrala.

Nedan beskrivs hur olika säkerhetsaspekter kan påverkas inom scenariokartans kvadranter.

Kvadrant 1: Få producenter – få användare

I en framtid med få producenter och få användare av vätgas kan det vara nära tillhands att anta att denna kan komma att karaktäriseras av egenproduktion på industrisiter med lokal användning. Sådana system blir relativt överskådliga, eftersom det handlar om få anläggningar och korta distributionsvägar, vilket förenklar kontroll och övervakning. Samtidigt innebär detta att den lokala risken är hög – en enskild incident kan få stor påverkan på platsen. Det ställs därför höga krav på tillförlitlig teknik, där varje enhet måste uppfylla strikta säkerhetskrav. Personalens kompetens och säkerhetskultur hos operatörerna är avgörande för att upprätthålla säkerheten. Eftersom systemet är tätt lokaliserat kan samhällsriskerna bli begränsad, då en incident troligen har en relativt liten spridningseffekt.

Kvadrant 2: Få producenter – många användare

Få producenter och många användare innebär mer centraliserad produktion och decentraliserad användning, vilket ställer större krav på infrastrukturen. När produktionen är centraliserad och vätgas distribueras till många användare blir distributionssystemen kritiska för säkerheten, då fel i dessa kan påverka många användare samtidigt. Ett driftstopp eller en olycka i en produktionsanläggning kan få omfattande konsekvenser. Långväga transporter och rörledningar kräver avancerade detektionssystem och hög övervakningsnivå för att snabbt kunna upptäcka och hantera incidenter. För att säkerställa säkerheten behöver olika användare kunna lita på gemensamma säkerhetsprotokoll och standarder.

Kvadrant 3: Många producenter – många användare

I ett komplext och distribuerat vätgassystem ökar antalet kopplingspunkter och aktörer, vilket gör samordning och styrning mer utmanande. Systemet blir mer sårbart för fel och kedjeeffekter om det skulle saknas tydliga standarder och gemensamma plattformar för övervakning och ansvarsfördelning. Decentraliserade aktörer måste följa samma säkerhetsramverk, vilket ställer större krav på standardisering och tillsyn. Om informationsflöden och rutiner är otydliga kan fel i gränssnitt eller arbetsprocesser få konsekvenser för flera parter. Samtidigt kan systemets robusthet öka genom redundans, eftersom fler producenter och användare möjliggör alternativa vägar och reservkapacitet i nätet.

Kvadrant 4: Många producenter – få användare

När produktionen är spridd och försörjer ett fåtal stora aktörer blir logistikkedjorna avgörande för säkerheten. Transporten från många produktionspunkter till få användare kräver robust planering och samordning. Om tillförseln till en användare störs kan verksamheten påverkas kraftigt, vilket innebär en sårbarhet i användarledet. Det är också svårt att regelbundet inspektera och underhålla alla produktionspunkter, vilket ställer krav på systematisk uppföljning. Små anläggningar kan ha svårare att bära kostnader för avancerade säkerhetssystem, vilket kan begränsa säkerhetsnivån. Dessutom kan begränsningar i transportkapacitet skapa flaskhalsar och koncentrerad sårbarhet.

10. AKTÖRER OCH DRIVKRAFTER

Vätgasutvecklingen i Sverige formas av en mångfald av aktörer – industrier, energibolag, teknikleverantörer, kommuner, regioner, myndigheter, räddningstjänst och finansiärer – som på olika sätt påverkar hur snabbt och i vilken riktning omställningen sker. De skiljer sig inte bara i roller och resurser, utan också i drivkrafter, riskvilja och handlingsutrymme. För att förstå vilken typ av vätgassystem som kan växa fram behöver aktörslandskapet ses som ett samverkande ekosystem snarare än en linjär värdekedja. Vissa aktörer driver utvecklingen genom egna investeringar och tekniska behov, medan andra möjliggör, reglerar eller koordinerar systemet genom tex planering, policy eller infrastruktur.

I projektet har ett ramverk tagits fram som identifierar fem övergripande aktörstyper:

- **Envalsaktörer** har i praktiken inga andra tekniska (realistiska) val än att använda vätgas i sin omställning – t.ex. inom stål-, kemi- eller konstgödselindustri. Dessa återfinns ofta i toppen av den internationellt uppmärksammade *Clean Hydrogen Ladder*¹¹¹¹.
- **Flervälsaktörer** har flera möjliga omställningsvägar – t.ex. el, biobränslen eller CCS – och väljer utifrån affärslogik, aktuell policy och resursförutsättningar.
- **Opportunist** agerar när lokala eller tekniska förhållanden skapar särskilda möjligheter – t.ex. tillgång till eleffekt, restvärmeavsättning eller mark för lokal el- och/eller vätgasproduktion.
- **Pionjärer** går före i utvecklingen, ofta genom testbäddar, pilotprojekt eller strategi för marknadspositionering. De kan drivas av tex affärsstrategi, innovationslogik eller politiska mål.
- **Intressedrivna aktörer** agerar utifrån samhällsintressen såsom säkerhet, hållbarhet eller regional utveckling. Här återfinns t.ex. myndigheter, kommuner, akademi och offentliga organ.

Hur dessa aktörer samverkar har stor betydelse för vilken utvecklingsväg som blir dominerande. Industriella envalsaktörer tenderar att driva mot kvadrant 1 (Se Figur 2), där produktionen sker för eget behov och rådighet prioriteras. Om externa aktörer senare tar över produktion eller distribution förskjuts utvecklingen mot kvadrant 2 eller 4, med fler aktörer och större grad av samordning.

Omvänt kan lokala energibolag, kommuner och teknikpionjärer driva utvecklingen mot kvadrant 3, där många aktörer producerar och/eller nyttjar vätgas genom samverkan i distribuerade nätverk. Statens och regionernas roll blir då att skapa förutsättningar för koordinering, finansiering och riskdelning som möjliggör denna bredd.

Kvadrant 1: Industriell egenproduktion med begränsat aktörslandskap och låg samverkansgrad

Kvadrant 1 domineras av industriella envalsaktörer – främst inom stål-, kemi- och raffinaderiindustri – där vätgas är ett av få tekniskt möjliga alternativ för att nå fossilfrihet. Vätgasproduktionen sker huvudsakligen inom industrins egna anläggningar och används direkt i processerna. Det ger hög egen rådighet men kan ge en begränsad grad av systemintegration.

Eftersom vätgasproduktion ofta ligger utanför kärnverksamheten kan organisatoriska utmaningar uppstå. Affärer kopplat till exempelvis restvärmeutnyttjande eller flexibilitet i elförbrukningen kan bli nedprioriterade, trots att teknisk potential ofta finns. Opportunistiska samarbeten med exempelvis närliggande fjärrvärme- eller VA-infrastruktur kan dock uppstå i fall där tekniska och geografiska förutsättningar sammanfaller.

Val och prioriteringar som styr mot Kvadrant 1:

- Riktade stöd till industriaktörer med fokus på snabb sektorspecifik omställning.
- Svaga incitament för samverkan, restvärmeintegration och flexibilitet.
- Avsaknad av nationella strukturer för samordnad vätgasinfrastruktur.

Flera aktörsgrupper spelar också nyckelroller i att möjliggöra – eller fördröja – investeringar i industriell vätgasproduktion. Politiken påverkar genom utformning av styrmedel och riktade stöd, tillståndsmyndigheter och länsstyrelser styr förutsättningarna för nya eller utökade anläggningar, och elnätsägare avgör om industrin kan få tillgång till tillräcklig eleffekt inom rimlig tid. Kommuner kan främja eller försvåra etablering genom planfrågor, näringslivspolitik eller lokal opinion. MSB och räddningstjänst hanterar ett fåtal, men tekniskt komplexa, anläggningar. Många större industrier har dock egen beredskap, vilket underlättar etablering även om nya kompetenskrav tillkommer.

I scenarier där vätgas importeras eller produceras för export ökar komplexiteten ytterligare. Då krävs internationella handelsrelationer, gränsöverskridande transportkedjor samt nya kompetenser och säkerhetsrutiner, särskilt i hamnar.

Kvadrant 2: Storskalig produktion och bred användning med ökat behov av samordning och affärsrelationer

I Kvadrant 2 koncentreras vätgasproduktionen till ett fåtal stora anläggningar som försörjer många användare inom industri, transport och energi. Det kräver ett tätt samspel mellan producenter, användare och distributörer, och därmed en högre grad av samordning, affärsrelationer och robust infrastruktur.

Producenterna agerar ofta som pionjärer eller opportunister, med investeringar i stor skala och lång planeringshorisont. Produktionsanläggningar kan etableras nära större kraftproduktionsanläggningar – exempelvis havsbaserad vindkraft eller kärnkraft, för att minska behovet av nätutbyggnad. Det ställer i stället krav på effektiv distribution av vätgas. I

andra fall väljs produktionsläget utifrån tillgång till nätkapacitet eller närhet till flera användare, vilket gör elnätsägare, kommuner och regionala planerare, centrala för att säkerställa effekt, mark och tillstånd.

På användarsidan dominerar flervalssaktörer som har flera möjliga omställningsvägar – exempelvis el, biobränslen eller CCS – men som under rätt tekniska, politiska och marknadsmässiga förutsättningar väljer att satsa på vätgas och dess derivat. Hur snabbt och i vilken omfattning denna utveckling sker beror på ekonomiska incitament, policy, standardisering och marknadens tillit till långsiktig tillgång på fossilfri el och vätgas.

Mellan producent och användare uppstår ett behov av distributörer och hub-facilitörer. Dessa roller fylls ibland av energibolag, infrastrukturaktörer eller nya marknadsaktörer som ser möjligheter att utveckla kluster och gemensam infrastruktur. I praktiken uppstår ofta regionala *Hydrogen Valleys* där flera aktörer samverkar under en gemensam struktur.

Därutöver påverkar tillståndsmyndigheter tidsramar och villkor för produktion, distribution och användning, vilket kan vara svårt att takta. Politiken skapar förutsättningar för storskalig fossilfri kraftproduktion och kopplad vätgasproduktion, samt genom incitament som förenklar samverkan, samlokalisering och vätgasdistribution. MSB och räddningstjänst får ett bredare uppdrag när vätgas förekommer på fler platser, vilket kräver nationell samordning, utbildning och erfarenhetsutbyte.

Val och prioriteringar som styr mot Kvadrant 2:

- Stöd och policy som gynnar storskalig produktion och gemensam infrastruktur.
- Strategiska el- och industripolitiska satsningar, till exempel på havsvind eller kärnkraft.
- Koordinerade initiativ för *Hydrogen Valleys* och klusterlösningar.
- Proaktiv samhällsplanering som möjliggör samlokalisering och sektorkopplingar.

Kvadrant 3: Decentraliserat ekosystem med lokal innovation, samverkan och systemintegration

Kvadrant 3 representerar ett mer distribuerat och flexibelt vätgassystem, där många producenter och användare samverkar i lokala eller regionala – eller i förlängningen nationella – nätverk. Utvecklingen drivs ofta av aktörer som identifierar specifika möjligheter: tillgång till el, vatten, koldioxid, mark, restvärmeavsättning eller synergier med andra verksamheter, ofta parallellt med större industriella initiativ.

Producenterna är i huvudsak opportunisterna och pionjärer, exempelvis kommunala energibolag, mindre elproducenter, teknikbolag och nya industriaktörer. De utvecklar projekt i samspel med lokala behov, resurser och initiativ. På användarsidan dominerar flervalssaktörer inom främst industri- och transportsektorn, som bedömer att vätgas och dess derivat är konkurrenskraftiga jämfört med andra alternativ.

Denna utveckling kräver samverkan mellan aktörer utan tidigare affärsrelationer, och framgång beror ofta på lokala pionjärer eller samordnande aktörer som knyter ihop producenter, användare och teknikleverantörer. Kommuner, regioner och offentliga program kan spela en avgörande roll som möjliggörare, koordinators och riskdelare.

Teknikleverantörer och systemintegratörer blir centrala i att utveckla modulära, standardiserade och småskaliga lösningar som gör det möjligt för många aktörer att delta. Samtidigt kräver den ökade komplexiteten nationell vägledning och incitament som främjar samordning, standardisering och gemensamma investeringar. Elnätsägare måste i sin tur hantera ett stort antal, ofta mindre, anslutningar, och räddningstjänsten påverkas av att vätgas hanteras i fler, mindre och tätortsnära anläggningar.

I ett fullt utvecklat scenario av denna typ kan vätgas produceras där de lokala förutsättningarna är gynnsamma och flöda till användare via regionala eller nationella nät. Det möjliggör nyttiggörande av restflöden och sektorkopplingar som ökar resurseffektivitet och robusthet i energisystemet, men kräver också tydlig ansvarsfördelning, standardisering och styrning.

Val och prioriteringar som styr mot Kvadrant 3:

- Styrmedel som premierar lokal samverkan, sektorkoppling och resurseffektivitet.
- Stöd till kommuner och regioner som koordinators och möjliggörare.
- Teknikutveckling för modulära och småskaliga lösningar.
- Incitament för gemensam infrastruktur och öppna vätgashubbar.
- Tydlig nationell viljeinriktning för uppbyggnad av sammanhängande vätgassystem.

Kvadrant 4: Spridd produktion och koncentrerad efterfrågan med beroende av flexibla logistiklösningar

Kvadrant 4 beskriver en struktur där vätgas produceras i många mindre anläggningar, medan användningen är koncentrerad till ett fåtal större aktörer – exempelvis inom stål- och kemiindustri eller vid transportnav. Det skapar ett logistiskt komplext men flexibelt system, där flera små producenter tillsammans försörjer ett fåtal större användare.

Producenterna är i huvudsak opportunisterna som utnyttjar lokala resurser – tillgång till el, restvärmeavsättning, berggrum, vatten, mark eller industriella synergier. De kan utgöras av små elproducenter, kommunala energibolag, industriparker eller fristående aktörer som etablerar sig där förutsättningarna är gynnsamma. På användarsidan dominerar envalsaktörer med stora och stabila behov av vätgas. Deras kontinuerliga efterfrågan kräver en säker och långsiktig försörjningskedja, vilket gör logistiklösningar, lagringskapacitet och avtal avgörande för systemets funktion.

Distributörer och aggregatorer får en central roll i att knyta samman produktion och användning. De samlar in vätgas från flera produktionspunkter, hanterar mellanlagring och säkerställer tillförlitlig leverans till ett fåtal större förbrukare. Detta kräver standardisering, samordning och långsiktiga kontrakt – men öppnar också för nya affärer och värdekedjor.

Tillståndprocesser och kommunal planering blir här avgörande. Många mindre produktionssiter kräver smidiga prövningar och tillgång till mark som möjliggör etablering i tid, innan industrierna själva väljer att integrera produktionen. Samtidigt behöver räddningstjänsten kunna hantera en mer komplex riskbild, där många små anläggningar samverkar med större ansamlingar av vätgas vid industrisiter, hamnar och logistikkedjor.

Politiska prioriteringar avgör realiserbarheten. En politik som främjar lokala initiativ, resurseffektivitet och cirkulära lösningar kan skapa goda förutsättningar för spridd produktion – särskilt om utbyggnaden av elnätet dröjer. Samtidigt kan brist på incitament och styrmedel göra att få potentiella användare – särskilt flervalsaktörer – ser vätgas som ett konkurrenskraftigt alternativ, vilket begränsar marknadsutvecklingen.

Val och prioriteringar som styr mot Kvadrant 4:

- Utbyggnad eller förstärkning av elnät dröjer.
- Effektiva tillståndprocesser och planeringsstöd för många mindre produktionssiter.
- Styrmedel som premierar resurseffektivitet, cirkulära flöden och lokala synergier.
- Få förutsättningar (tex ansvar och reglering) för nationell vätgasinfrastuktur.
- Incitament för att premiera vätgasutnyttjande där alternativ finns saknas.

Aktörernas roll i att forma ett samordnat vätgassystem

Vätgasens framtid i Sverige avgörs i hög grad av hur aktörer samverkar och vilka förutsättningar politiken skapar för koordinering, investeringar och riskdelning. Industriellt ledda satsningar med hög grad av egen regi kan driva snabb innovation och omställning, men riskerar att ge begränsad systemnytta om samverkan och resursintegration uteblir. Mer distribuerade utvecklingsvägar kan i sin tur stärka resurseffektivitet och lokal resiliens, men kräver tidig gemensam planering, tydliga spelregler och incitament för samverkan. Statens och regionala samhällsaktörers ansvar som möjliggörare genom strategisk planering växer i scenarier där antalet aktörer och kopplingspunkter i värdekedjan ökar.

Ett vätgassystem som formas genom tydliga roller, gemensamma mål och långsiktig samordning har potential att förena klimatnytta, konkurrenskraft och energiberedskap. Oavsett utvecklingsväg blir samspelet mellan stat, industri och lokala aktörer avgörande: staten behöver skapa förutsägbarhet och långsiktiga incitament, industrin bidra med innovation, investeringar och samverkansvilja, och kommuner och regioner fungera som möjliggörare för lokala initiativ och samarbeten. Hur mycket olika aktörer behöver agera, och på vilket sätt, varierar däremot mellan utvecklingsvägarna.

11. EKONOMI, RISK OCH ACCEPTANS

Ekonomi är den avgörande tröskeln mellan vision och verklighet. Många vätgastekniker är mogna, men marknaden är fortfarande ung, fragmenterad och kapitalkrävande. För att projekt ska realiseras krävs tydlig affärslogik, riskdelning och tillit mellan aktörer. Flera studier och intervjuer med forskare, industriaktörer och energibolag visar att de största hindren sällan är tekniska – utan handlar om ekonomi, risk och koordinering. Skillnader i kalkylhorisont och avkastningskrav mellan offentliga och privata aktörer försvårar samarbete⁸⁴, medan avsaknad av långsiktiga kontrakt, stabila regelverk och fungerande affärsmodeller skapar osäkerhet för investerare⁸⁵.

Energiforsks rapport *Grön vätgas från ett samhällsekonomiskt perspektiv*²⁹ visar att stora aktörer med starka balansräkningar satsar på storskaliga, vertikalt integrerade lösningar (kvadrant 1–2), medan mindre aktörer främst deltar där risker och investeringar kan delas i lokala samarbeten (kvadrant 3–4). Tillit och neutral samordning framstår som avgörande för att sådana projekt ska lyckas. Liknande lärdomar dras i *Bio-CCS i fjärrvärmesektorn*⁸⁶, där risken för att gemensamma infrastrukturprojekt faller på otydlig och asymmetrisk ansvarsfördelning beskrivs som stor.

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv finns samtidigt ett glapp mellan vad som är samhällsekonomiskt motiverat (tex klimatnytta, robusthet, regional utveckling) och vad som är företagsekonomiskt rationellt (tex kort återbetalningstid och låg risk)²⁹. Långsiktiga styrmedel, garantier och gemensamma investeringsmekanismer kan därför krävas.

Teknik räcker inte – ekonomin måste gå ihop

För att vätgasinitiativ ska realiseras krävs ekonomisk bärkraft och hanterbara risker. Framgångsrika projekt bygger på att olika aktörslogiker – industriella, kommunala och finansiella – kan förenas och att samverkan fungerar över tid. Många projekt riskerar att falla på samverkansbrister snarare än teknik.⁸⁴

För att investeringar ska kunna genomföras krävs exempelvis:⁸⁵

- långtidskontrakt med kunder (off-take-avtal)
- säkrade leverantörsavtal och tekniska garantier
- tillgång till konkurrenskraftig el via PPA eller liknande lösningar
- offentligt stöd eller andra riskreducerande mekanismer i tidiga skeden.

⁸⁴ Sandoff, A. Williamsson, J. (Handelshögskolan i Göteborg). Personlig kontakt. 2025-04-15.

⁸⁵ Wihlborg, S. #326 - Sara Wihlborg, Lhyfe. Energistrategipodden. 2025-09-11.

⁸⁶ Westerberg, J., Sköldberg, H., Renström, J., Nyholm, E., Sahlin, J., Haag Johansson, C., Möllersten, K., Fridahl, M., Olsson, A., Mortensen, G., Kjärstad, J., Åström, K. (2025). *Bio-CCS i fjärrvärmesektorn*. Energiforskrapport 2025:1127.

Affärsmodellerna är ofta avgörande. *Vätgasens möjligheter för vindkraften*¹⁶ visar att integrerade lösningar, där samma aktör äger både elproduktion och elektrolysör, kan sänka kostnader (t.ex. genom att undvika elnätsavgifter), men också innebära en större investeringsrisk. Alternativt kan delade ägarmodeller, i vilket vindkraftsbolag samarbetar med vätgasaktörer eller via en tredje part (aggregator), minska riskerna men kräva nya affärsupplägg, samordnad planering och incitament för samlokalisering.

Systemrisker och behov av koordinering

I scenarier med många aktörer (framför allt kvadrant 3 och 4) blir synkronisering av investeringar, tidplaner och tekniska val avgörande. Erfarenheter från *Grön vätgas*²⁹, *Bio-CCS i fjärrvärmesektorn*⁸⁶ och *Vätgasens möjligheter för vindkraften*¹⁶ visar att gemensamma projekt ofta faller på asymmetrier i risk och ansvar, t.ex. kommunala aktörer som planerar på 20–30 års sikt, medan privata investerare kräver avkastning inom 5–10 år.

För att motverka denna asymmetri kan följande behövas:

- neutral facilitering i tidiga skeden
- tydliga strukturer för ansvar, risk- och vinstdelning
- incitament för långsiktiga avtal (gärna 10+ år)
- styrmedel som uppmuntrar gemensam planering och infrastruktur

Rapporten *Vätgasens möjligheter för vindkraften*¹⁶ betonar att aktörer inom vindkraft och vätgasproduktion ofta saknar tradition att arbeta tillsammans, vilket försvårar planering och samlokalisering av anläggningar. För att motverka detta behövs strukturer för dialog och gemensam planering mellan energiproducenter, nätägare, kommuner och vätgasaktörer. Rapporten lyfter även vikten av regional samordning och samråd för att identifiera lämpliga etableringsområden och undvika dubbel planering. På liknande sätt framhåller rapporten *Grön vätgas – från ett samhällsekonomiskt perspektiv*²⁹ behovet av planberedskap och lokal samsyn som en förutsättning för effektivt beslutsfattande och förankring i nya vätgassatsningar.

Det ekonomiska glappet mellan systemnytta och affärslogik

I scenarier med distribuerad vätgasproduktion (kvadrant 3–4) uppstår ett glapp mellan samhällsekonomiskt värde och företagsekonomisk lönsamhet. Systemnyttan av robusthet, minskad klimatpåverkan och regional utveckling motsvaras ofta inte av enskilda aktörers avkastningskrav. Rapporten *Vätgas för ett balanserat elsystem – analys ur aktörsperspektiv*²⁰ visar att samordnade lösningar ofta ger lägre totalkostnad för energisystemet, men att incitament saknas för enskilda aktörer att ta den ofta ökade kostnaden för individen.

Behoven varierar tydligt mellan aktörstyper. Industriella envalsaktörer – exempelvis inom stål och kemi – ser vätgas som nödvändig och efterfrågar förutsägbarhet i elpriser, tillgång till effekt och investeringsstöd som minskar kapitalkostnaderna. Flervälsaktörer, som kan välja mellan flera tekniker, behöver styrmedel och långsiktiga marknadssignaler som gör vätgas konkurrenskraftig mot alternativ som el, biobränslen eller fossila bränslen med CCS.

Mindre, opportunistiska aktörer är beroende av lokal samordning och modulära lösningar som minskar risk och kapitalkrav, medan pionjärer främst söker tydliga signaler om skalbarhet och

stöd för erfarenhetsutbyte. Offentliga och intressedriva aktörer – som kommuner, myndigheter och regioner – har en central roll i att samordna, skapa tillit och bära en del av den initiala risken för att möjliggöra investeringar och långsiktig stabilitet.

Risk, beroenden och sektorskoppling

Ökad integration mellan el-, vätgas- och värmesystem kan stärka effektiviteten men också skapa nya beroenden. Produktionen av vätgas är direkt beroende av el, vilket innebär att elprisvariationer och elbrist snabbt kan sprida sig som systemrisk. Som lyfts i rapportens robusthetsanalys kräver detta aktiv riskhantering: redundans, lokal lagring, möjlighet till ö-drift och flexibla avtal (se kapitel 8).

Acceptans och socialt kapital

Acceptans är en avgörande förutsättning för investeringar. Rapporten *Grön vätgas*²⁹ visar att lokal förankring, planberedskap och politisk samsyn är avgörande vid etablering av vätgasproduktion. Tydlig kommunikation, samråd och tidig dialog med kommuner, markägare och närboende minskar risken för förseningar och konflikter. Erfarenheter från Lhyfe bekräftar detta: företaget prioriterar etableringsorter där lokalpolitiken är positiv och samhällsnyttan förankrad, snarare än platser med enbart tekniska fördelar⁸⁵.

I mer distribuerade scenarier (kvadrant 3–4) berörs fler samhällen direkt, vilket ökar kraven på transparens kring nyttor och risker. Rapporten *Vätgasens möjligheter för vindkraften*¹⁶ visar här att vätgasproduktion nära vindkraftsparker kan skapa lokala och regionala nyttor som arbetstillfällen, försörjningstrygghet och nya industrietableringar. Det kan bidra till ökad acceptans hos lokalpolitiker och befolkning.

Tillit, ledarskap och lärande

Ekonomin runt vätgas inkluderar förmågan att skapa tillit, leda komplexa samarbeten och lära gemensamt. De mer distribuerade utvecklingsvägarna (kvadrant 3–4) kräver koordinering och gemensamma målsättningar, medan storskaligt industriellt ledda satsningar (kvadrant 1–2) kräver mindre bred samverkan men kan också riskera vissa exklusiva beroenden där tillit och bra avtal blir extra viktiga.

För att fler aktörer ska våga satsa – och satsa tillsammans – krävs:

- långsiktiga spelregler och stabila styrmedel
- riskdelningsverktyg och neutral koordinering
- modulära tekniska och affärsmässiga lösningar

Ett fungerande vätgasekosystem växer fram när teknik, affär och tillit utvecklas parallellt – inte som separata spår, utan som en gemensam lärprocess mellan stat, industri och samhälle.

12. SLUTSATSER OCH MEDSKICK

Vätgas och elektrobränslen kan få stor betydelse i Sveriges energi och klimatomställning, men hur systemet faktiskt formas avgörs av de vägval som görs i närtid och de förutsättningar som skapas av politik, marknad och samspelet mellan aktörer. Scenariokartan visar att vissa systemvillkor är avgörande oavsett utvecklingsväg, till exempel långsiktiga politiska spelregler, utbyggnad av fossilfri elproduktion och effektiva tillståndsprocesser. Samtidigt skiljer sig andra aspekter tydligt mellan kvadranterna, som möjligheterna att ta vara på restvärme och syrgas, lokala resursbehov som mark och vatten, samt behov av elnät, vätgasinfrastruktur, samverkansformer och riskdelning.

I praktiken är utvecklingen varken statisk eller binär. Sverige och Europa kommer sannolikt att hamna i mellanlägen mellan kvadranterna, med olika lokala strukturer, och med en utveckling som kan röra sig mellan kvadranter i takt med att vätgasanvändning och produktion skalas upp. Vissa beslut kan skapa stabilitet och investeringskraft genom tydliga vägval, men oavsiktlig inlåsning kan också begränsa handlingsutrymmet längre fram. Därför är det centralt att inte bara fråga vad som är tekniskt eller ekonomiskt möjligt, utan också vilken riktning Sverige faktiskt vill att vätgassystemet ska utvecklas mot.

Alla kvadranter rymmer möjliga framtidsbilder där vätgas produceras och används på resurseffektiva, säkra och samhällsnyttiga sätt, men vägarna dit skiljer sig. Industri, politik, infrastrukturaktörer, kommuner och regionala aktörer behöver ta olika roller beroende på utvecklingsväg, och samspelet mellan dem avgör om investeringar realiserar och om systemnytta uppstår.

Rapporten pekar inte ut en optimal väg. Den tillhandahåller underlag som visar vad som driver utvecklingen åt olika håll och vilka konsekvenser olika vägval kan få. Förhoppningen är att detta ska ge aktörer i vätgasvärdekedjan och beslutsfattare en tydligare helhetsbild av utfallsrummet, så att välgrundade och långsiktigt hållbara beslut kan fattas när vätgasens roll i Sverige formas.

12.1 Slutsatser

Nedan sammanfattas projektets viktigaste slutsatser.

- **Vätgas och elektrobränslen kan komplettera energimixen och stärka möjligheterna att nå Sveriges energi- och klimatmål.** Genom att komplettera befintliga energibärare kan vätgas och elektrobränslen från elektrolys minska trycket på biobränsleresurser och bredda verktygslådan i omställningen. Samtidigt ställer en storskalig användning krav på utbyggnad av elsystemet och på planering för vattenanvändning. Låg klimatpåverkan förutsätter fossilfri el och, för elektrobränslen, tillgång till biogen eller direktinfångad koldioxid från luften.

- **Framtida vätgasbehov i Sverige kan variera kraftigt beroende på utvecklingsväg och aktörernas val.** Modellresultaten visar att efterfrågan på vätgas år 2050 kan uppgå till cirka 25–75 TWh, motsvarande ungefär 40–115 TWh el, beroende på om vätgas och elektrobränslen blir centrala lösningar i flera sektorer eller om direkt elektrifiering och andra alternativ dominerar. Efterfrågan från envälsaktörer, såsom stål- och kemikalieindustrin, är relativt stabil mellan utvecklingsvägar, medan skillnaderna främst drivs av i vilken utsträckning flervälsaktörer väljer vätgas och elektrobränslen framför el, biobränslen eller andra lösningar.
- **Ett kraftigt ökat elbehov för vätgas och elektrobränslen förutsätter en omfattande utbyggnad av vind- och solkraft.** Modellresultaten visar att i utvecklingsvägar där Sverige producerar stora volymer vätgas och elektrobränslen ökar elbehovet kraftigt, och att huvuddelen av den tillkommande elproduktionen väntas komma från vind- och solkraft. Vi behöver ligga på en utbyggnadstakt lite över 1 GW per år för både vind- och solkraft. Den totala elproduktionen i Sverige år 2050 bedöms ligga i intervallet cirka 220–300 TWh, där skillnaderna främst drivs av hur stora volymer vätgas och elektrobränslen som produceras i Sverige. Det är viktigt att bygga ut förnybar elproduktion i takt med elektrifiering av industrin för att undvika behov av att bygga ut stationär kraftproduktion som bara används under kortare tid.
- **Vätgaslager blir en strategisk flexibilitetsresurs i utvecklingsvägar med hög vätgasanvändning, med störst behov i södra Sverige.** Modellresultaten visar att vätgaslager kan vara kostnadseffektiva för att balansera både elsystemet som helhet och lokala effektutmaningar, särskilt i områden med begränsad elproduktion och hög efterfrågan. Behovet av lagring är generellt större i södra Sverige än i norra, där tillgången på elproduktion och annan flexibilitet, så som vattenkraften, är bättre. För Sverige år 2050 indikerar analyserna ett behov på cirka 45–228 GWh vätgaslager i berggrum och 7–25 GWh i tanklager, beroende på hur omfattande vätgas- och elektrobränsleproduktionen blir. Storlek, typ och lokalisering av lager påverkas av geografiska förutsättningar, produktionsmönster och aktörernas motiv, såsom kostnadsoptimering, lokal effekthantering eller ökad robusthet.
- **Vätgasdrivna gasturbiner kan utgöra ett viktigt komplement för effekt och leveranssäkerhet i elsystem med hög andel väderberoende elproduktion.** Gasturbiner som drivs med vätgas eller vätgasbaserade bränslen kan bidra till snabb och planerbar elproduktion under perioder med låg vind- och solkraftstillgång, särskilt vid mer långvariga underskott. Samtidigt innebär omvandlingen från el till vätgas och tillbaka till el stora verkningsgradstapp, vilket gör lösningen kostsam och beroende av tillgång till billig el, stora vätgaslager och höga elpriser under få timmar. I Sverige bedöms potentialen vara mer begränsad än i länder med färre flexibilitetsalternativ, men tekniken kan ändå stärka robustheten i vissa regioner. En stegvis introduktion via bränsleflexibla gasturbiner kan minska risker och underlätta implementering.

- **Vätgastekniker har teknisk potential att bidra med stödtjänster, men deras roll begränsas av marknadsstorlek och konkurrens från andra flexibilitetsresurser.** Elektrolysörer, vätgasdrivna gasturbiner och bränsleceller kan i olika grad leverera stödtjänster som frekvensreglering och effektbalansering. Särskilt PEM-elektrolysörer har god teknisk förmåga att bidra till frekvenshållning genom snabb reglering av elförbrukningen. Samtidigt är dagens stödtjänstmarknader relativt små i förhållande till potentiella framtida vätgasbehov, vilket innebär att även en begränsad andel av potentiellt tillkommande elektrolysörkapacitet kan mätta flera marknader. Höga kostnader, osäkra intäkter och stark konkurrens från vattenkraft, batterier och flexibel elanvändning begränsar idag konkurrenskraften. På längre sikt skulle vätgastekniker kunna få en större roll om marknadsutformning och affärsmodeller utvecklas för att främja nyttjande av deras flexibilitet.
- **Infrastruktur och tillståndprocesser utgör flaskhalsar som kräver tydligare spelregler och bättre samordning.** Tillståndprocesser för vätgasinfrastruktur behöver effektiviseras för att säkerställa att utbyggnaden sker i rätt tid. För vätgasrörledningar finns i dag risker kopplade till kostnadsfördelning och avkastning, eftersom infrastrukturen ofta behöver byggas innan efterfrågan är etablerad. Detta skapar osäkerhet för investerare och kan leda till fördröjda beslut eller underutnyttjad kapacitet. Det finns därför ett behov av att tydliggöra roller och ansvar samt införa mekanismer som säkerställer skäliga kostnader för de första kunderna och rimlig avkastning på investerat kapital. Samtidigt kräver de ömsesidiga beroendena mellan el- och vätgassystemen en mer samordnad planering, där teknoekonomiska och samhällsekonomiska perspektiv vägs samman för att undvika flaskhalsar och oavsiktliga inlåsningar. Även om utredningar på EU-nivå pågår, och tillståndprocesser för rörledningar är under utveckling, bedöms nuvarande gap utgöra en tydlig utmaning.
- **Lokaliseringslogik av elektrolysörer är starkt kontextberoende och kan inte optimeras isolerat.** Det påvisas ingen universell lösning för olika konfigurationer av värdekedjor som alltid är mest kostnadseffektiva för slutkonsumenten av vätgas. Infrastrukturkostnaderna för el- respektive vätgastransport utgör i de flesta fall en begränsad del av slutprodukten totala produktionskostnad för mer storskaliga system, medan möjligheten att ta tillvara restprodukter kan stärka affärslogiken men sällan är ensamt avgörande för lokalisering. Det som är avgörande för vätgasproducenter beror i dagsläget främst på möjligheten att få elnätsanslutning och konkurrenskraftiga elpriser. Värdekedjans utformning, lokala förutsättningar samt aspekter såsom markanvändning, acceptans, tillståndprocesser och inblandade aktörers samarbetsförmåga kan också påverka den tekno- och samhällsekonomiska lokaliseringslogiken ur ett systemperspektiv.
- **Sverige har goda förutsättningar för konkurrenskraftig produktion av elektrolytisk vätgas, men kostnaderna påverkas av efterfrågans omfattning och lokalisering.** Energisystemmodelleringen visar att Sverige, givet tillgång till fossilfri el, kan ha lägre marginalkostnader för att producera elektrolytisk vätgas år 2050 än många andra

europiska länder. Samtidigt varierar kostnaderna mellan elprisområden och utvecklingsvägar. I scenarier med mycket hög efterfrågan på vätgas ökar marginalkostnaderna jämfört med scenarier med mer begränsad användning, vilket understryker betydelsen av hur snabbt och i vilken skala vätgas och elektrobränslen byggs ut.

- **I en framtida storskalig användning av vätgas och elektrobränslen krävs planering av vattentillgång för att undvika risk för vattenstress och utarmning av vattenresurser.** Scenarier med få producenter av vätgas i centraliserade, storskaliga produktionssystem och där det totalt sett används mycket vatten ökar risken för vattenstress och för utarmning av vattenresurser i Sverige.
- **Restvärme från elektrolys kan ge betydande systemnytta, men nyttan beror på lokalisering och integration.** Elektrolysbaserad vätgasproduktion kan generera stora mängder restvärme, motsvarande cirka en femtedel av Sveriges fjärrvärmebehov vid en utbyggnad på 35 TWh vätgas. Modellanalyser visar att effektiv återvinning av endast 5 TWh restvärme kan minska bränsleanvändning och därigenom sänka drift- och underhållskostnader i energisystemet med omkring 2 miljarder SEK per år, respektive sänka fjärrvärmeproduktionskostnaden med ca 40 SEK/MWh (ca 3-4%). Den största nyttan uppnås när produktionen placeras nära värmeanvändning och integreras i fjärrvärmesystem, medan centraliserade projekt riskerar att stora värmemängder kyla bort på grund av geografiska obalanser och begränsat värmeunderlag.
- **Storskalig elektrolys kan ge stora syrgasöverskott, men lokalt tillvaratagande avgör nyttan.** Elektrolysbaserad vätgasproduktion kan snabbt skapa ett betydande överskott av syrgas, och redan måttliga produktionsnivåer överstiger dagens svenska syrgasmarknad. För att restgasen ska tas tillvara effektivt krävs närhet till användare med tillräckliga volymer och anpassat renhetsbehov, exempelvis inom industri, vattenrening eller akvakultur. Möjligheterna ökar i mer distribuerade vätgasscenarier där lokal integration är möjlig, medan storskalig produktion ger stora outnyttjade mängder.
- **Nuvarande styrmedel räcker inte för att skapa tillräcklig efterfrågan på vätgas i dagsläget.** Trots många befintliga policys, främst riktade mot användare, uppstår inte den efterfrågan som krävs för att driva i gång marknaden. Framtida krav finns, men incitament saknas för att aktörer ska ställa om i förtid. Detta gäller särskilt inom industrin, där EU ETS och RED III inte bedöms vara tillräckligt drivande utan kompletterande ekonomiska styrmedel. Trots en stark utbyggnad av tankstationer för vägtransporter så är det fortfarande få fordon på vägarna.
- **Kostnadsgapet mot fossila alternativ kräver kompletterande och långsiktiga styrmedel.** Flera stöd finns för produktion av förnybar vätgas, men kostnaderna är fortsatt högre än fossilbaserade alternativ. Policys som differenskontrakt, differentiering i beskattning mellan fossila och förnybara bränslen, straffavgifter samt

tydligare incitament, främst inom industrin men även transportsektorn, lyfts som nödvändiga för att stärka konkurrenskraften för förnybar vätgas.

- **Avsaknad av politisk riktning försvårar vätgasutvecklingen i Sverige.** Bristen på långsiktighet, politiska målsättningar och stödmekanismer inom svensk energipolitik försvårar utvecklingen av vätgas, förstärker investeringsrisken och skapar ett överlag osäkert landskap för marknadsaktörer. För att säkerställa en stabil utveckling av vätgas krävs en tydlig politisk riktning och mål som ger trygghet och vägledning. Energimyndigheten och IEA betonar behovet av en strukturerad och förutsägbär politisk miljö med klar rollfördelning och tydliga mål för att främja vätgasens roll i framtidens energisystem.
- **Sverige har potential att bli en nyckelaktör på Europas gröna vätgasmarknad, men realisering kräver tydligare nationell strategi och investeringar i infrastruktur.** Med god tillgång till förnybar elproduktion idag, möjlighet att bygga ut ny elproduktion till konkurrenskraftiga priser och en stark industriell tradition har Sverige goda möjligheter att både ställa om inhemsk industri och bidra till Europas omställning som vätgasexportör. Samtidigt utgör långsam utbyggnad av elnät och vätgasinфраstruktur samt det geografiska avståndet till Europas största marknader viktiga begränsningar. Detta ställer krav på långsiktiga spelregler, samordnad infrastrukturplanering och strategiska vägval. På kort sikt bedöms inhemsk produktion främst möta svenska behov, medan en mer betydande exportroll kan bli aktuell först på längre sikt om rätt förutsättningar etableras.
- **Vätgas och dess derivat kan stärka energisystemets robusthet – men introducerar också nya beroenden och risker.** Genom att på bred front tillföra ytterligare en fossilfri energibärare kan vätgas öka redundansen i energisystemet, minska importberoende av fossila råvaror och erbjuda lagrings- och distributionsmöjligheter som stärker både effekt- och energibalansen. Samtidigt innebär en snabb uppskalning nya sårbarheter. Allt från tekniska risker och ett kraftigt ökat elbehov till ett potentiellt skifte från beroende av fossila råvaror till beroende av avancerad teknik och komponenter från andra problematiska regioner.
- **Det finns goda förutsättningar för att storskaliga vätgassystem kommer att vara säkra när de väl är på plats.** Vätgassystem innebär särskilda säkerhetsutmaningar, men det finns tidigare erfarenheter från industriell användning och distribution av gas, som tillvaratas i pågående projekt och i den pågående utvecklingen av standarder och riktlinjer. Med rätt tekniska lösningar, tydliga regelverk och en stark säkerhetskultur finns goda förutsättningar för att vätgassystem ska kunna byggas och drivas på ett säkert och robust sätt i Sverige. Oavsett hur vätgasområdet utvecklas är det avgörande med proaktiv planering, samordning och kontinuerlig kompetensutveckling för att säkerställa en hög säkerhetsnivå.
- **Vätgasens utveckling i Sverige drivs av hur aktörer samverkar och ges förutsättningar att ta acceptabla risker.** Enskilda industriprojekt kan visa vägen,

men bred systemnytta och resurseffektivitet kräver samordning mellan industri, politik och samhälle. Ett effektivt vätgassystem formas när aktörerna kompletterar varandra, staten skapar förutsägbarhet och incitament, industri och näringsliv investerar och driver teknikframsteg, och kommuner, regioner och andra offentliga aktörer möjliggör lokal förankring och resurseffektiv integration.

- **Ekonomisk bärkraft och tillit avgör om vätgasprojekten blir verklighet.** Trots teknisk mognad avgörs vätgasprojekts realiserbarhet av aktörernas förmåga att hantera och dela risker, samordna investeringar och bygga förtroende över sektorsgränser. Långsiktiga spelregler, gemensam planering och lokal förankring är avgörande för att affärslogik, samhällsnytta och acceptans ska sammanfalla, och för att vätgasens potential för Sveriges energi- och klimatomställning samt försörjningstrygghet ska förverkligas.

12.2 Förslag till fortsatt forskning

Vätgasens framtida roll i energisystemet avgörs inte enbart av teknisk utveckling, utan av hur aktörer, styrmedel, infrastruktur och marknader samspelar över tid. Detta projekt har identifierat flera områden där kunskapsluckor behöver fyllas för att bättre förstå hur samhällsekonomisk effektivitet, resurseffektivitet, robusthet och acceptans kan stärkas i olika utvecklingsvägar. Nedan listas några förslag för fortsatt forskning, med fokus på ekonomi, risk, aktörssamspel, resiliens samt tillvaratagande av restprodukter.

- **Varför realiseras inte on site-produktion vid vätgastankstationer trots att modellresultat pekar på gynnsamma förutsättningar?** Modellanalyser indikerar att lokal vätgasproduktion vid tankstationer ofta är fördelaktig ur både kostnads- och klimatperspektiv. Samtidigt visar dialog med aktörer i branschen på att flertalet vätgastankstationer i dag byggs utan elektrolysör. Vidare studier behövs för att förstå vilka faktorer som driver detta gap mellan modell och verklighet, exempelvis styrmedlens utformning, fysisk ytbegränsning, tillgänglig elnätssuppkoppling, riskfördelning mellan aktörer, investeringslogik, kompetens och affärsmodeller. En viktig fråga är om dagens utveckling riskerar att skapa inlåsningseffekter i separata produktions- och distributionsstrukturer, eller om detta snarare är en rimlig arbetsdelning mellan aktörer i ett tidigt marknadsskede.
- **Integrerad modellering av el- och vätgasinfrastruktur.** Det finns behov av vidareutvecklad energisystemmodellering som explicit inkluderar transport av vätgas och samverkan mellan elnät och vätgasrörledningar. Sådana analyser kan ge bättre underlag för att bedöma systemeffekter, investeringsbehov och robusthet vid olika grader av centralisering och geografisk spridning av vätgasproduktion och användning.
- **Gapet mellan policyambitioner och faktisk investeringsrespons.** Flera styrmedel och regelverk syftar till att främja vätgas och elektrobränslen, men ändå uteblir eller fördröjs många investeringar. Vidare forskning behövs kring hur olika policyinstrument samverkar i praktiken, vilka incitament som saknas, och hur

styrmedel kan utformas för att minska risk och påskynda realisering utan att skapa oönskade inlåsnings.

- **Sveriges roll som importör och exportör av vätgas och dess derivat.** Fördjupade studier behövs kring under vilka förutsättningar Sverige bör prioritera inhemsk användning respektive import eller export av vätgas, elektrobränslen och vätgasbaserade produkter. Detta inkluderar analyser av konkurrenskraft, infrastrukturbehov, systemnytta och hur olika vägval påverkar Sveriges roll i ett europeiskt vätgassystem.
- **Vätgasens bidrag till lokal och regional resiliens.** Det finns behov av fallstudier som analyserar hur vätgasproduktion, lagring och användning kan bidra till lokal och regional robusthet, exempelvis genom kopplingar till kommunal och regional energiplanering, försörjningstrygghet, effektbalans och beredskap.
- **Systemeffekter av restvärmeutnyttjande från elektrolys och från vätgasdrivna gasturbiner samt målkonflikter kopplat till CCU.** Fördjupning kring hur restvärme kan nyttiggöras både från elektrolyprocesser och, i mindre utsträckning, från vätgasdrivna gasturbiner, samt vilka systemeffekter detta ger på lokal och nationell nivå. Särskilt intressant kan vara att studera potentiella målkonflikter mellan olika nyttor: tillvaratagande av restvärme å ena sidan och behovet av förbränning för att generera koldioxid till CCU-baserad elektrobränsleproduktion å den andra.
- **Samordning, affärsmodeller och riskdelning i vätgassamarbeten.** Vidare forskning behövs kring hur samverkan i vätgassystem kan organiseras på ett sätt som möjliggör investeringar i komplexa och ömsesidigt beroende värdekedjor. Detta inkluderar rollen för neutrala och koordinerande aktörer, deras mandat, ansvar och styrformer, samt hur koordinering kan minska risk, transaktionskostnader och osäkerhet. Samtidigt behövs fördjupad kunskap om affärsmodeller och riskdelning i olika utvecklingsvägar, inklusive vilka aktörer som kan bära vilka risker, när slutgiltiga investeringsbeslut fattas, och hur affärslogik kan kombineras med samhällsnytta, transparens och lokal acceptans.

REFERENSER

ACER. *ACER will consult on inter-temporal cost allocation mechanisms for financing hydrogen infrastructure*. <https://www.acer.europa.eu/news/acer-will-consult-inter-temporal-cost-allocation-mechanisms-financing-hydrogen-infrastructure>, publicerad 2025-02-03, hämtad 2025-09-16.

Axelsson, L., Petterson, K., Torén, J., Shafiei, E., Cintas, O., Tsegai, B., Östling, E., Bouma, H., Görling, M. (2026). *Grön vätgas från ett samhällsekonomiskt perspektiv*. Energiforskrapport 2026:1167.

Barsk Bilén, S. Melin, J. Olsson, F. (2022). *Förnybar energi för produktion av vätgas som drivmedel- Förstudie P2X Falkenberg*. Energiforskrapport 2022:887.

COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin

Corbeau, A.S. och Nassif, L. (2025). *Challenges and Opportunities Posed by the EU's 42 Percent Renewable Hydrogen Target by 2030 (ET42)*, Oxford Institute for Energy Studies.

Danish Energy Agency och Energinet. (2021). *Technology Data for Renewable Fuels*. Version number 0007.

de Kleijne, K., Huijbregts, M.A.J., Knobloch, F. (2024). Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. *Nat Energy* 9, 1139–1152 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01563-1>

Edvall, M. Hamon, C. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem- Analys ur aktörsperspektiv*. Energiforskrapport 2024:995.

Eikeng, E., Makhsoos, A., Pollet, B G. et al. (2024). Critical and strategic raw materials for electrolyzers, fuel cells, metal hydrides and hydrogen separation technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 71: 433-464. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.096>

Ellis, H. Pastuhoff, M. (2021). *Energisystem för robust energiförsörjning*. FOI-R--5000—SE. FOI-Totalförsvarets forskningsinstitut.

Elmarknadsutredningen. (2025). *Spänning i tillvaron– hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? Bilaga 2: Modellanalys av framtida elpriser och intjäningsförmåga för olika kraftslag*. SOU 2025:47.

Energimarknadsinspektionen. (2025) *Vätgas i systemet – en gasmarknad i omställning; Genomförande av EU:s gasmarknadspaket*, Ei R2025:10.

Energimyndigheten (2021). *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*. ER 2021:34.

Energimyndigheten (2024). *Vätgas och vätgasinфраstruktur i det svenska energisystemet*. ER 2024:07.

Energimyndigheten (2025). *Scenarier över Sveriges energisystem - Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp*. ER 2025:13.

Energimyndigheten. (2024). *Underlag till genomförande av artikel 25.1-25.5 i direktivet om energieffektivitet*. ER 2024:24.

Energimyndigheten. (2024). *Vätgas för energi- och klimatomställning - Slutrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige*. ER 2024:25

Energimyndigheten. (2024). *Vätgas och vätgasinfrastruktur i det svenska energisystemet - Delrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige*. ER 2024:07.

ENTSO-E. (2022). *System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040*. Brussels, Belgium

European Parliament. Renewable and low-carbon hydrogen - State of play and outlook.
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI\(2025\)767227_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767227/EPRS_BRI(2025)767227_EN.pdf),
publicerad 2025-02, hämtad 2025-11-30.

Europeiska kommissionen (2020). *"En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa"*, COM (2020) 301 Final, 8 juli 2020.

Europeiska kommissionen. *MEDDELANDE FRÅN KOMMISSIONEN TILL EUROPAPARLAMENTET, RÅDET, EUROPEISKA EKONOMISKA OCH SOCIALA KOMMITTÉN SAMT REGIONKOMMITTÉN En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa*. COM (2020) 301 final.2020.

Fagerström, A., Särnbratt, M., Hansson, J., Hernández Leal, M., Storm, B., Olsson, M., Lysenko, O., Harrie, P., Lindman, R., Hjort, A., Carlsson, A., Frost, M., Östling, E., Tsegai, B., Lindblad, E. (2024). *The Potential of Hydrogen in a Swedish Context*. Energiforskrappport 2024:1011.

Fossilfritt Sverige. (2021). *Strategi för fossilfri konkurrenskraft – vätgas*.

Fossilfritt Sverige. (2024). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Innovations och kemiindustrierna*.

Frost, M., Blomhoff, H., Grahn, D., Storm, B., Grönkvist, S., Marnate, K., Green, G., Varela, C., Lindblad, E., Parraga, P., Arvidsson, L., Lauge, A., Saade, P. (2025). *Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis*. Energiforskrappport 2025:109172.

Goita, E.G., Beagle, E.A., Nasta, A.N. et al. (2025). Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Commun Earth Environ* 6, 160. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3>

Grahn, M., Malmgren, E., Korberg, A., Taljegard, M., Anderson, J., Brynolf, S., Hansson, J., Skov, I.R., Wallington, T.J. (2022). Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact. *Progress in Energy* 4, no. 3: 032010

Green, G., Lindahl, N., Krönert, F., Agering, A., Huang, Y., Telin, F., Lenasson, M., Frost, M., Myhre Waitz, A., Bye Loken, I., Saure Bogen, M., Elmqvist, Å., Isberg, E. (2025). *Vätgasens möjligheter för vindkraften*. Energiforskrappport 2025:1078.

- Gustavsson, M., Särnbratt, M., Nyberg, T., Hernandez Leal, M., Lysenko, O., Karlsson, M., Karlsson, L., Öhnby, L., Östling, E., Lindblad, E., Elevant, M., Lundqvist, K. (2023). *Potential use and market of Oxygen as a by-product from hydrogen production*. Energiforskrappport 2023:937.
- Göransson, L., Johnsson, F., Öberg, S., Bertilsson, J., Kuhrmann, L., Mattsson, N., Chen, P. (2025). *Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorena*. Rapport i forskningsprogrammet Mistra Electrification.
- Hagberg, M., Unger, T., Edvall, M., Hamon, C., Krönert, F., Renström, J., Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport*. Energiforskrappport 2024:997.
- Hansson J, Hackl R, Taljegård M, Brynolf S and Grahn M (2017). The potential for electrofuels production in Sweden utilizing fossil and biogenic CO₂ point sources. *Frontiers in Energy Research* 5:4. doi: 10.3389/fenrg.2017.00004.
- Hansson, J., Nojpanya, P., Ahlström, J., Furusjö, E., Lundgren, J., Gustavsson Binder, T. (2023). Costs for reducing GHG emissions from road and air transport with biofuels and electrofuels. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1776832/FULLTEXT02.pdf>
- ICIS. Germany aims for RED III industrial RFNBO use via support, not quotas. <https://www.icis.com/explore/resources/news/2025/02/17/11075525/germany-aims-for-red-iii-industrial-rfnbo-use-via-support-not-quotas/>, publicerad 2025-02-17, hämtad 2025-11-29
- IEA Bioenergy. *Cost-effective supply chain configurations for the production of bioelectro- and electrofuels – the case of Sweden- Case study report Regional transitions in existing bioenergy markets 2.0*. IEA Bioenergy: Task 40. 2025.
- Karlsson K m.fl. (2024). *Will the Nordics Become an Export Hub for Electro Fuels and Electricity? Aligning the Energy Transition with the Sustainable Development Goals – Key Insights from Energy System Modelling*. ETSAP.
- Lehtveer M, Brynolf S, Grahn M. (2019). What future for electrofuels in transport? – analysis of cost-competitiveness in global climate mitigation. *Environmental Science and Technology* 53 (3) 1690–1697. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.8bo5243>
- Liebreich, M. (2023). *Clean Hydrogen Ladder Version 5.0*. Liebreich Associates.
- Ludvig, K. Renström, J. (2025). *Kartläggning av restvärmefflöden i Sverige idag och i framtiden*. Värmemarknad Sverige.
- Luleå Tekniska Universitet. (2025). Forskningsluckor belyses i ny vätgasrapport | Luleå tekniska universitet (publicerad 2025-11-21, hämtad 2025-12-19)
- Lundblad, T., Taljegard, M., Johnsson, F. (2023). Centralized and decentralized electrolysis-based hydrogen supply systems for road transportation – A modeling study of current and future costs, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 12.
- Löfving J, Brynolf S, Grahn M, Öberg S, Taljegard, M. (2026). Resource requirements and consequences of large-scale hydrogen use in Europe. *Nature Sustainability*. In Press

Löfving, J., Brynolf, S., Grahn, M. (2025). Geospatial distribution of hydrogen demand and refueling infrastructure for long-haul trucks in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 128, 544-558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.257>

Naturvårdsverket (2024). Utsläpp i siffror. Tillgänglig från <https://utslappisiffror.naturvardsverket.se/sv/Sok/>

Naturvårdsverket. (2025). *Förslag till författningsändringar för att inkludera små vätgasanläggningar i EU ETS*, ärendenummer NV-07173-24.

Ovako. (2024). *Sustainability Report- Financial Year 2023*.

Ramboll. (2025). *Vätgasens förutsättningar och potential i östra Mellansverige*. Avsnitt 5.3. Beredskap och försörjningstrygghet.

Rennuit-Mortensen, A., Dalgas Rasmussen, K., Grahn, M. (2023). How replacing fossil fuels with electrofuels could influence the demand for renewable energy and land area. *Smart Energy*, 10. <http://dx.doi.org/10.1016/j.segy.2023.100107>

Renström, J. Hagberg, M. Unger, T. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem- Analys ur energisystemperspektiv*. Energiforskrapport 2024:996. 2024.

Rosén, S, Göransson L., Taljegard M. and Lehtveer M. (2026). Timely delivery of electricity for industrial hydrogen demands path dependencies in the transition of urban energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Rosén, S., Göransson, L., Taljegård, M., Lehtveer, M. (2024). Modeling of a "Hydrogen Valley" to investigate the impact of a regional pipeline for hydrogen supply. *Frontiers in Energy Research*, 12 - 2024. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1420224>

Roupe, R. Rundqvist Yeomans, G. Östling, E. Krönert, F. (2024). *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader*. Energiforskrapport 2024:994.

Runefors, M. (2024). *Perceived Research Needs for Battery and Hydrogen Safety – A Nordic Perspective*. Brandforskrapport 2024:5.

Sahlén, W. Elfsberg, M., Enström, J., Odell, A., Zettervall, N., Stappe Renner, R., Lallo, E., Karlsmo, M., Karlsson Hagnell, M., Forslund, M. (2025). *Förstudie för FoT område Energiförsörjning*. FOI-R--5705—SE. FOI- Totalförsvarets forskningsinstitut.

Sand, M., Skeie, R.B., Sandstad, M. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Commun Earth Environ* 4, 203. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8>

Sandoff, A. Williamsson, J. (Handelshögskolan i Göteborg). Personlig kontakt. 2025-04-15.

Svenska kraftnät. (2025). *Förslag till hur el- och vätgasinfrastruktur kan samplaneras i Norrbottens och Västerbottens län- Rapportering av regeringsuppdrag*. Svk 2024/3012.

Teixeira, B., Centeno Brito, M., Mateus, A. (2024). Strategic raw material requirements for large-scale hydrogen production in Portugal and European Union. *Energy Reports*, 12: 5133-5144. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.002>

Tuschewitzki, W.G., Kaltschmitt, M. (2025). Provision of Pure Carbon Dioxide Streams – Possibilities and Constraints. In: Bullerdiek, N., Neuling, U., Kaltschmitt, M. (eds) Powerfuels. Green Energy and Technology. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-62411-7_15

Velandia Vargas, J.E., Brynolf, S., Grahn, M., Rodriguez, F., Blekman, D. (2025). Vehicle-oriented and Sweden-framed life cycle assessment: Hydrogen for long-haul trucks, iScience, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2025.113607>

Westerberg J, Rensfeldt A, Haag Johansson C, Lindblom E, Malmaeus M. (2025). *Metod för hållbarhetsanalys. Metodutveckling och fallstudier för Vattenkraft, elnät och elektrobränslen*. Nepp resultatblad 4/2025

Westerberg, J., Sköldbberg, H., Renström, J., Nyholm, E., Sahlin, J., Haag Johansson, C., Möllersten, K., Fridahl, M., Olsson, A., Mortensen, G., Kjärstad, J., Åström, K. (2025). *Bio-CCS i fjärrvärmesektorn*. Energiforskrappport 2025:1127.

Wihlborg, S. #326 - Sara Wihlborg, Lhyfe. Energistrategipodden. 2025-09-11.

Wikström, A. m.fl. (2023). *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme AP4. Återvinning av restvärme - Studie över hur värmeförluster från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme*. HyCoGen P107879. RISE.

Öberg, S, Johnsson, F., and Odenberger, M. (2025). The impact of inter-annual weather variations on energy storage and flexible generation—a UK case study. Energy. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137780>

Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. International Journal of Hydrogen Energy, 47(1): 624-644. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>.

Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). The cost dynamics of hydrogen supply in future energy systems—A techno-economic study. *Applied Energy* 328: 120233.

Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F. (2022). The value of flexible fuel mixing in hydrogen-fueled gas turbines – A techno-economic study. International Journal of Hydrogen Energy, 47(74): 31684–31702. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.075>.

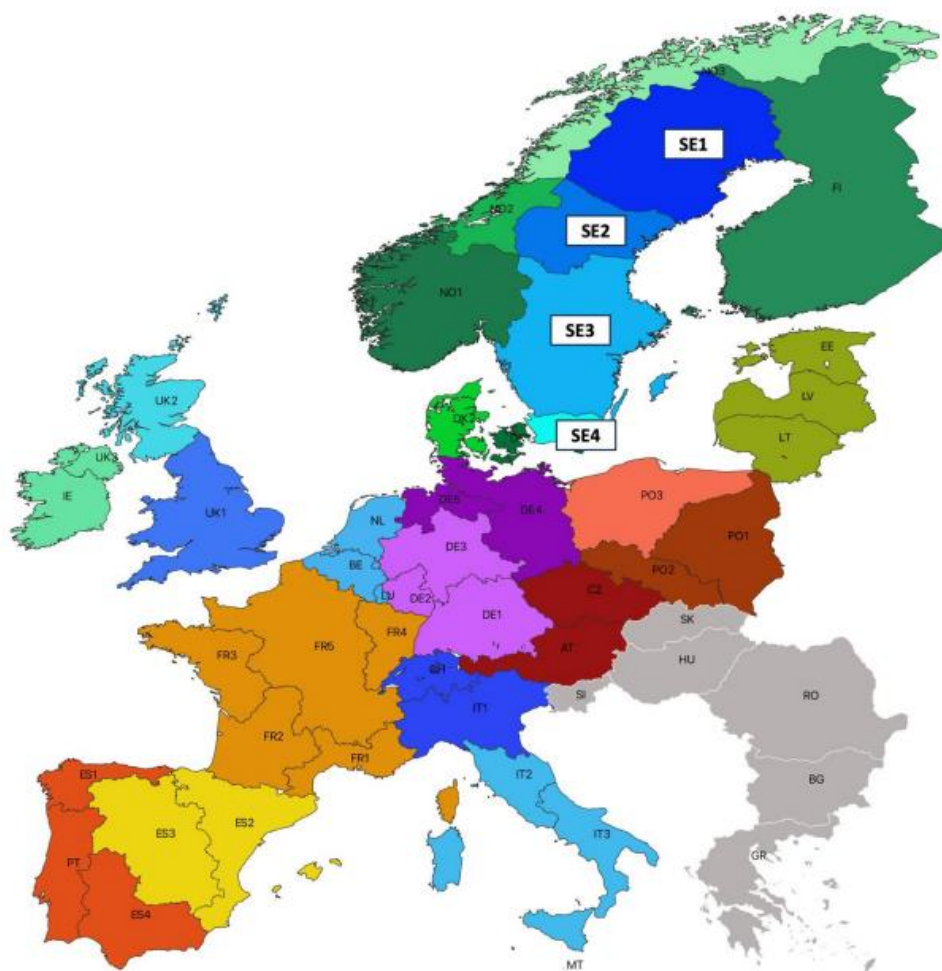
BILAGA 1. SVENG-FÖRDJUPNING

SVENG (Simulating Vehicle Energy Needs Geospatially) är övergripande beskriven i kapitel 1.2. I Tabell B1 presenteras siffrorna bakom resultaten som illustrerats i Figur 4, här fördelade på Sveriges elprisområden.

Tabell B1. Vätgasbehov 2050 i Sverige per användarkategori och per elprisområde, enligt resultat från modellen SVENG (Löfving m.fl., 2026)⁵ Error! Bookmark not defined.

		Mängd vätgas per scenario [GWh år 2050]				
Elområde	Användare	Bränsle mix	H2 prio	El prio	E-bränsle prio	Biobränsle prio
SE1 (stora städer: Luleå, Kiruna, Skellefteå, Umeå)	Flygplatser	478	1115			
	Hamnar	0	594			
	Vägtransporter	231	1249			
	Stål	12200	12200	12200	12200	12200
SE2 (stora städer: Gävle, Sundsvall, Östersund)	Flygplatser	163	383			
	Hamnar		251			
	Vägtransporter	304	1239			
SE3 (stora städer: Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås)	Flygplatser	1035	2434			
	Kemikalier	9862	9862	9862	9862	9862
	Hamnar	1	2321			
	Elektrobränsleprod	10161	7971	7953	51107	483
	Vägtransporter	2499	10293			
	Stål	1998	1998	1998	1998	1998
SE4 (stora städer: Malmö, Kalmar, Halmstad)	Flygplatser	287	670			
	Hamnar	1	417			
	Vägtransporter	546	2215			
Total efterfrågan på vätgas per scenario		39766	55212	32013	75167	24543

BILAGA 2. ANTAGANDEN MULTINODE



Figur B3.1 Geografiska området som inkluderas i Multinode.

Tabell B3.1. Möjliga kraftslag och lagringstekniker som modellen kan investera i och dess kostnader och egenskaper.

	Investerings- kostnad [M€/MW(h)]	Rörlig O&M [€/MWh]	Fix O&M [k€/MW(h),år]	Teknisk livstid [år]	Verkningsgrad [%]
Landbaserad vindkraft	1,65	1,1	13	30	100
Havsbaserad vindkraft	1,75	1,1	36	30	100
Solceller	0,3	0,5	7	40	100
Kärnkraft	4,0	7,1	123	60	33
Biomassa kondens	2,0	2,1	52	40	35
Biomassa kraftvärme	3,3	2,1	105	40	30
Kol med CCS	3,5	2,1	107	40	40
Biogas kobicykel	0,90	0,8	17	30	61

Biogas gasturbiner	0,45	0,4	15	30	42
Värmepump	0,9	2,2	2,0	25	300
Elpanna	0,1	1,0	1,0	20	100
Vätgaslager	0,011	-	-	40	100
Värmelager	0,003	-	0,009	25	100
Batteri, Li-ion (energi)	0,07	-	-	25	96/96
Batteri, Li-ion (effekt)	0,08	-	0,5	20	100
Bränslecell	0,5	-	55	10	50
Elektrolysör	0,4	-	18	20	78

**Investeringskostnader, samt drift- och underhållskostnader är baserade på IEA World Energy Outlook (2016) med undantag för kostnader för solceller, vindkraft och kärnkraft som kommer från danska Energistyrelsen (2012) och IEA World Energy Outlook (2021). Kostnaderna för kärnkraft är satta utifrån samtal med experter på området och är lägre än de som anges av IEA.*

BILAGA 3. POLICYTABELL

Policy/Styrmedel	EU/ SE	Typ	Status	År	Beskrivning
AFIR - Utbyggnad av infrastruktur för alternativa bränslen	EU	Förordning	I kraft	2023	I förordningen fastställs särskilda mål för utbyggnaden som måste uppnås under 2025 eller 2030. Det rör sig särskilt om följande: - tankstationer för vätgas som betjänar både bilar och lastbilar måste byggas från och med 2030 i alla urbana knutpunkter och var 200:e kilometer längs TEN-T:s stamnät - användare av el- eller vätgasdrivna fordon måste enkelt kunna betala vid laddnings- eller tankstationer med betalkort eller kontaktlösa enheter och utan abonnemang och med full insyn i priserna. - ansvariga för laddnings- eller tankstationer måste på elektronisk väg ge konsumenterna fullständig information om tillgänglighet, väntetid och pris vid olika stationer
Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)	EU	Förordning	I kraft	2023, tillämpas fullt ut från 2026	Från och med 2026 kommer en mekanism för gränsjustering att införas, vilket innebär att importörer av järn, stål, cement, aluminium, konstgödsel, el och vätgas kommer att vara skyldiga att köpa så kallade CBAM-certifikat vid import till EU. Dessa certifikat motsvarar de koldioxidutsläpp som genererats under produktionen. Priset på CBAM-certifikaten kommer att baseras på priserna för utsläppsrätter inom EU ETS från föregående vecka. Syftet är att hindra koldioxidläckage.
Effort Sharing Regulation (ESR)	EU	Förordning	I kraft	Utökade kraven 2023	ESR sätter bindande nationella utsläppsminskningsmål i Europa, från 2021 till 2030. Implementeras på nationell nivå. Transport, byggnader, avfall, jordbruk och småindustri. För de sektorer som kommer att införlivas i EU ETS 2 får ESR mindre betydelse.
Energiskattedirektivet (ETD) (under revidering)	EU	Direktiv	Förhandling	Ej beslutat (2025)	En del av Fit for 55. EU-kommissionens översyn av energiskattedirektivet syftar till att anpassa beskattningen av energiprodukter och el till EU's energi- och klimatpolitik. Nuvarande system är föråldrat och reflekterar inte produktens påverkan på miljön. Förrävarande finns endast minimiskattenivåer för fossila bränslen, vilket gör att ex. förnybar vätgas som inte har en egen kategori beskattas som likvärdigt fossilt bränsle. Fortfarande i debatt. Direktivet är under revidering när denna rapport skrivs.
EU ETS	EU	Direktiv	I kraft	2005	EU ETS gäller i alla EU:s medlemsstater, samt Island, Liechtenstein, Norge och elproducenter i Nordirland. EU ETS omfattar utsläpp av växthusgaser från cirka 10 000 anläggningar inom energisektorn, tillverkningsindustrin, sjötransporter (från 2024) samt flygplansoperatörer som flyger inom EU och avgår till Schweiz och Storbritannien. Vätgasproduktion får fri tilldelning av utsläppsrätter, men detta kommer att fasas ut 2026-2034 för de sektorer som kommer att omfattas av CBAM (däribland vätgas).
EU ETS 2	EU	Direktiv	Pågående	Ska införas år 2027	I revideringen av ETS-direktivet 2023 infördes det nya utsläppshandelsystemet ETS2, som träder i kraft 2027. Direktivet kommer täcka utsläpp från bränsleförbränning i byggnader, vägtransport och ytterligare sektorer (främst små industrier som inte omfattas av det befintliga EU ETS). ETS2 kommer att fokusera på uppströmsnivån, där bränsleleverantörer, istället för slutkonsumenter, ansvarar för att övervaka och rapportera utsläpp. Dessa enheter måste skaffa tillstånd för att täcka de utsläpp som uppstår senare i kedjan. Utsläppsrätterna kommer att köpas via auktion (ingen gratis tilldelning). Målet är att minska utsläppen med 42 % till 2030 jämfört med 2005 års nivåer.
EU:s Innovationsfond - vätgasauktion (EHB)	EU	Stöd	Införd/ pågående	2023/2024	Denna auktion är en av pelarna i den europeiska vägasbanken (EHB) som lanserades av EU-kommissionen 2023. Fonden använder intäkter från EU:s utsläppshandelsystem för att stödja producenter av vätgas som klassificeras som Förnybart bränsle av icke-biologiskt ursprung (RFNBO). Innovationsfonden kommer att stödja projekt med en fast premiebetalning per kilogram certifierat och verifierat förnybar vägas som produceras, för att överbrygga skillnaden mellan produktionskostnader och det pris som industriella användare är villiga att betala. I den första auktionen, som offentliggjordes april 2024, beviljades sju projekt finansiering. Den tredje auktionen är planerad för slutet av 2025, med en budget på upp till 1 MEUR.

Förnybardirektivet (REDIII)	EU	Direktiv	I kraft	20 november 2023. 18 månader för att införliva bestämmelser i nationell lagstiftning.	Det uppdaterade förnybardirektivet under 2023 inkluderar kriterier för RFNBO (förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung), bland annat ska minst 1% av energimixen i transportsektorn bestå av RFNBO:er år 2030. För industrier ska RFNBO:er utgöra minst 42 % av vätgasanvändningen år 2030 och 60% 2035. Direktivet fastställer kriterier både för vätgas och infångad koldioxid för elektrobränsleproduktion. För att klassas som RFNBO måste vätgasen produceras genom elektrolys av vatten och elen måste vara 100% förnybar.
Förordning om koldioxidutsläpp från nya personbilar och lätta lastbilar	EU	Förordning	I kraft	Införd 2020, reviderad bl.a. 2023	Del av Fit for 55. I de nya reglerna fastställs följande mål: En minskning av koldioxidutsläppen på 55 % för nya personbilar och 50 % för nya lätta lastbilar mellan 2030 och 2034 jämfört med 2021 års nivåer. En minskning av koldioxidutsläppen på 100 % för både nya personbilar och lätta lastbilar från och med 2035.
Förordning om koldioxidutsläpp från tunga lastbilar	EU	Förordning	I kraft	2019, uppdaterat 26 juni 2024	Del av Fit for 55. Den ändrade förordningen har ett bredare tillämpningsområde och omfattar nästan alla utsläpp från HDV (heavy duty vehicles), då den inte bara gäller tunga lastbilar utan även medelstora lastbilar, stadsbussar, turistbussar och släpvagnar. De reviderade målen syftar till att minska koldioxidutsläppen från HDV under de kommande decennierna enligt: 45 % till 2030, 65 % till 2035, 90 % till 2040
Första delegerade akten under RED (C/2023/1087)	EU	Delegerad akt	I kraft	2023	Definierar villkor för bl.a. vätgas och RFNBO: additionalitet, tids- och geografisk korrelation, certifikat Villkoren är mycket fördelaktiga för vätgasproduktion i Sverige, i synnerhet i SE1 och SE2 där andelen förnybar elproduktion överstiger 90% (innebär lättnader i kravet på additionell förnybar el).
REFuelEU aviation	EU	Förordning	I kraft	2025	Del av Fit-for-55 paketet. Ramverket inför en obligatorisk inblandning av SAF respektive RFNBO i flygbränslen. Från 2025 ska flygbränslen innehålla minst 2% SAF och från 2030 måste 1,2% utgöras av RFNBO. Andelen SAF och RFNBO ska sedan successivt ökas till 70% respektive 35% fram till 2050.
REFuelEU maritime	EU	Förordning	I kraft	2025	Del av Fit-for-55 paketet. Syftar till att reducera koldioxidutsläppen från sjöfartssektorn. Målet är att minska växthusgasintensiteten på bränslen inom sektorn med 2% 2025, 6% 2030, 14.5% 2035, 31% 2040, 62% 2045, 80% 2050 jämt med genomsnittet 2020. Dessutom bör ett delmål på 2 % för förnybara bränslen av ickebiologiskt ursprung (RFNBO) tillämpas från och med 2034 om kommissionen, efter övervakning av marknaden, rapporterar att andelen RFNBO i den bunkerolja för sjöfart som används av fartyg som omfattas av denna förordning är mindre än 1 % senast 2031. För att säkerställa stöd för användning av hållbara RFNBO, inbegripet möjligheten att använda en "multiplikator" fram till slutet av 2033, så att energi från förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung kan räknas två gånger.
RePowerEU	EU	Plan	I kraft	2022	För att minska sitt beroende av ryska fossila bränslen och påskynda den gröna omställningen presenterade EU-kommissionen REPowerEU-planen i maj 2022. Planen inkluderar mål om: 10 miljoner ton inhemsk produktion av förnybar vätgas till 2030 10 miljoner ton importerad förnybar vätgas till 2030 Vätgasaccelerator för att bygga 17,5 GW elektrolysörer till 2025.
Industriklivet	SE	Stöd	I kraft	2018	Regeringen har lanserat satsningen Industriklivet för att stödja omställningen. Inom Industriklivet erbjuds bidrag för förstudier, forskning, pilot- och demonstrationsprojekt samt investeringar inom olika områden. Satsningen omfattar 1 457 miljoner kronor år 2024 och kan finansiera projekt fram till 2031, med årlig budget som beslutas i budgetpropositionen. Strategiska insatser avser tillämpning av ny teknik eller innovativa lösningar inom industrin som väsentligt bidrar till att minska växthusgasutsläppen. Det kan inkludera ny teknik, system och värdekedjor, såsom vätgas.

Aktörer som investerar i förnybar vätgas kan ansöka om finansiellt stöd hos Klimatklivet. Stödet omfattar investeringar i:

Klimatklivet	SE	Stöd	I kraft	Nästa ordinarie ansökningsomgång hösten 2025	- Produktion av förnybar vätgas. - Investering i vätgasinfrastuktur, lagring och transport av vätgas. - Tankstationer för vätgas. - En kombination av punkterna ovan. - Konverteringar till vätgas inom industrin. - Stöd till hamnar: Huvudsakligen investering i tankningsinfrastruktur för vätgas. Kan därtill också omfatta lagring och/eller produktion av förnybar vätgas.
Klimatpremie för bussar	SE	Stöd	I kraft	2025	Ett statligt stöd för aktörer som bedriver kollektivtrafik med syfte att främja introduktionen av elbussar på marknaden. Gäller elbussar, laddhybrider, bränslecellsbussar och trådbussar med en transportkapacitet på mer än 14 passagerare. Till för kollektivtrafikmyndigheter, kommuner och trafikföretag. Högst 20 % av elbussens inköpspris
Regionala elektrifieringspiloter	SE	Stöd	I kraft	2025	Energimyndigheten fördelar stöd till aktörer för att påskynda utbyggnad av laddinfrastruktur och tankinfrastruktur för vätgas i Sverige. Kan sökas av alla förutom privatpersoner. Framförallt för utbyggnad av laddinfrastruktur för tunga fordon och vätgastankning. Varierar beroende på utlysning. I den senaste utlysningen kan man få stöd för 20–50 % av stödberättigade kostnader. Projekt i glest befolkade delar av landet kan få ytterligare 5 % i stöd.
Undantag för energiskatt för bränsleceller	SE	Skatt	Införd	2021	Vätgas som förbrukas i bränsleceller i ett motordrivet fordon, fartyg eller luftfartyg är undantaget energiskatt. Gäller också för den andel vätgas som förbrukas i syfte att, efter omvandlingen av vätgasens kemiska energi till el, åstadkomma drift av en motor i fordonet, fartyget eller luftfartyget.
Connecting Europe Facility (CEF Energy programme)	EU	Stöd	I kraft	Första tilldelning jan 2025	EU-kommissionen kommer att tilldela nästan 1,25 miljarder euro i bidrag från Connecting Europe Facility (CEF) till 41 gränsöverskridande energiinfrastrukturprojekt. Dessa projekt, som fokuserar på vätgasinfrastuktur, klassificeras som Projects of Common Interest och Projects of Mutual Interest (PCIs och PMIs) under 2024. Vätgas är inkluderat genom det reviderade (EU) 2022/869, första tilldelning år 2025.
Energieffektiviseringsdirektivet (EED)	EU	Direktiv	I kraft	Införd 2012, Reviderad bl.a. 2023.	Det reviderade energieffektivitetsdirektivet skärper energieffektivitetsmålet för EU till 2030. Direktivet innebär bland annat att EU ska minska sin energikonsumtion med 11.7% år 2030 jämfört med EU's referensscenario 2020, så att energikonsumtionen inte överstiger 763 Mtoe (primär energikonsumtion ej mer än 992.5 Mtoe). Direktivet omfattar även att varje medlemsstat ska fastställa ett vägledande nationellt energieffektivitetsbidrag baserat på slutlig energiförbrukning för att kollektivt uppfylla unionens bindande slutliga energiförbrukningsmål. Regeringen har gett EM i uppdrag att ta fram underlag för genomförande av delar av de omarbetade EU-direktiven om energieffektivitet, byggnaders energiprestanda och förnybar energi. I Sveriges mål i EED tas inte hänsyn till de planerade industriprojekten i norr (vätgas etc.).
Förordning om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur (TEN-E)	EU	Förordning ((EU) 2022/869)	I kraft	2022	De transeuropeiska näten (TEN) inom transport, energi och telekommunikation byggs ut för att binda ihop EU:s regioner och bidra till tillväxten på den inre marknaden och sysselsättningen. De stärker ekonomisk, social och territoriell sammanhållning. Det transeuropeiska transportnätet (TEN-T) har utvecklats över tid, bland annat genom en genomgripande reform 2013 och en omfattande översyn som föreslogs 2021. Riktlinjerna för transeuropeisk energiinfrastruktur (TEN-E) anpassades 2022 till den europeiska gröna given.
Gasmarknadspaketet	EU	Direktiv (2024/1788) och förordning (2024/1789)	Antaget, ska implementeras i Sverige	Antaget maj 2024. Förordningen tillämpas från 5 februari 2025. Direktivet ska vara genomfört 5 augusti 2026.	Förordningen är en del av paketet för minskade koldioxidutsläpp på vätgas- och gasmarknaderna, som också innehåller ett direktiv. Både förordningen och direktivet ingår i 55 %-paketet. De syftar till att skapa ett regelverk för särskild infrastruktur och marknader för vätgas och integrerad nätplanering. Dessutom fastställs regler för konsumentskydd och försörjningstryggheten stärks. Energimarknadsinspektionen (Ei) fick under december 2023 i uppdrag att bedöma vilka åtgärder som krävs för att införa EU:s gasmarknadsdirektiv och gasmarknadsförordning i svensk lagstiftning. I juni 2025 presenterade de ett förslag för en ny gasmarknadslag och förordning, som föreslås ersätta naturgaslagen och naturgasförordningen. Bland annat föreslås starkare skydd för gaskunder, inklusive nya krav på hur gasleverantörer ska informera sina kunder och hur anvisade leverantörer utses. För tillståndsprövning av nya gasledningar föreslås en process som liknar den för elledningar. Ei vill dock vidare utreda intäktsramsreglering för vätgasaktörer.

Viktigt projekt av gemensamt europeiskt intresse (IPCEI)	EU	Stöd	Införd/ pågående	2021	Viktigt projekt av gemensamt europeiskt intresse (IPCEI) är en regelstruktur som tillåter länder att ge statsstöd på en högre nivå än vanligt. Syftet är att främja gränsöverskridande forsknings-, utvecklings- och investeringsprojekt som är särskilt betydelsefulla för den europeiska utvecklingen. Ett av kraven är att projektet ska ingå i ett integrerat projekt tillsammans med andra europeiska projekt inom IPCEI vätgas. Uppdraget pågår till 2027.
Energipolitiska inriktningspropositionen	SE	Inriktningsproposition	I kraft	2024	"Fossilfri vätgas kommer att utgöra en viktig del av Sveriges framtida energisystem och är en förutsättning för utfasning av fossila bränslen i industrin och kommer att vara viktig för att minska utsläppen från bl.a. tunga transporter. Svensk produktion av fossilfri vätgas förutsätter en stor utbyggnad av fossilfri elproduktion. Regelverk finns redan för att pröva byggnation av vätgasledningar i Sverige, men andra regelverk och styrmedel behöver ses över och utvecklas i takt med att användningen av vätgas ökar i samhället. Regeringen bedömer därför att statliga insatser för vätgas bör vägledas av vissa principer. [...] - Användningen av fossilfri vätgas ska bidra till omställningen till fossilfria energisystem och industriprocesser. - Vätgasanvändningen ska fokusera på samhällsekonomiskt nyttiga tillämpningar där mer resurs- och kostnadseffektiva alternativ saknas. - Vätgasproduktionen ska effektivt integreras med el- och värmesystem och bidra till en trygg energiförsörjning i Sverige. - Vätgasinfrastruktur ska byggas ut på ett sätt som underlättar klimatomställningen och värnar Sveriges konkurrenskraftiga energipriser."
Färdplaner	SE	Annat	I kraft	2020–2024	Gasbranschen, stålindustrin, raffinaderisektorn.
Nationell samordning vätgas (Energimyndigheten)	SE	Regeringsuppdrag	Pågående	Slutrapport 1 december 2024	Statens Energimyndighet fick i mars 2023 i uppdrag att samordna arbetet med vätgas i Sverige. Energimyndigheten ska samordna Sveriges arbete med vätgas genom att verka för en nära och koordinerad samverkan, dialog och kunskapsspridning mellan statliga myndigheter och företag, branschorganisationer och andra offentliga aktörer inklusive regioner och akademin. Uppdraget som helhet slutrapporteras den 1 december 2024. En del av uppdraget, med rapportering senast den 28 februari 2024, består i att utreda hur vätgasen och infrastrukturen för vätgas i Sverige kan utvecklas ur ett systemperspektiv. Energimyndighetens scenarier visar att vätgasen kommer ta en allt större plats i framtidens energisystem. Delrapporten visar också att det finns ekonomi i att producera vätgas på flera ställen i landet och transportera vätgasen via rörledningar till olika användare. I delrapporten föreslås bland annat ett uppdaterat och sammanhängande regelverk för att underlätta utbyggnaden.
SvK uppdrag el- och vätgasinfrastruktur i Norrbottens och Västerbottens län	Regional/lokal	Regeringsuppdrag	Avklarad	Rapporteringsdatum: 16 augusti 2025	Regeringen gav under 2024 Svenska kraftnät i uppdrag att lämna förslag till hur el- och vätgasinfrastruktur kan samplaneras för att på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt möjliggöra den pågående nyindustrialiseringen i Norrbottens och Västerbottens län samt att redovisa en plan för utbyggnad av el- och vätgasinfrastruktur på transmissionsnivå för perioden 2024–2033. Rapporten presenterades i augusti 2025 och Svenska kraftnät bedömer bland annat att el- och vätgasinfrastrukturer är ömsesidigt beroende och bör planeras tillsammans för att uppnå samhällsekonomiska fördelar.

BILAGA 4. KOMPARATIV ANALYS AV POLITISKA, KOMMERSELLA OCH TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR I ETT URVAL AV LÄNDER

Politiskt

Ur politiska aspekter utvärderas ländernas eventuella vätgasstrategier och uppsatta mål (som presenterats i tidigare) samt om stöd för vätgasproduktion och användning förekommer, såsom subventioner och skatter.

Danmark och Tyskland bedöms ha starkt politiskt stöd för vätgas, med tydliga och ambitiösa vätgasstrategier och flertalet riktade stöd direkt för vätgas. Danmark har ett flertal stödprogram, bland annat genom IPCEI (Important Projects of Common European Interest). Under 2025 har landet annonserat ytterligare stöd för utbyggnad av havsbaserad vindkraft och ökat stöd för vätgasproduktion från havsbaserad vindkraft. Policyskiftet kommer efter motgångar samt förseningar i infrastrukturprojekt, och syftar till att främja havsbaserad vindkraft och grön vätgas.⁸⁷ Detta innefattar även stöd för utbyggnad av infrastruktur, där det finns konkreta planer på att bygga en vätgasledning mellan Danmark och Tyskland, kallad "Syvtallet". Projektet drivs av den danska statliga aktören Energinet och är tänkt att vara färdig omkring 2030. Syftet är att möjliggöra export av grön vätgas från dansk havsbaserad vindkraft till Tyskland. Danmark har gått ut med statliga lån och driftsstöd för att säkra projektets genomförande.⁸⁸ Vidare erbjuds subventioner på upp till 15% genom Green Investment Support Scheme.

Även i Tyskland finns ett starkt politiskt stöd i form av flera stödprogram, vilket regeringen infört för att kunna fullfölja den omfattande nationella vätgasstrategin. Ett flertal stöd förekommer för produktion, infrastruktur, teknologi, forskning och innovation m.m.⁸⁹ Genom initiativet H2 Global förekommer bland annat auktioner för import⁹⁰, med en budget på c.3 miljarder euro under 2026.⁹¹ Vidare godkände EU Kommissionen ett tyskt program på 350 MEUR som EU Kommissionen för att stödja produktion av förnybar vätgas genom europeiska vätgasbanken, i form av auktioner.⁹² Under 2025 förekom även ett regionalt 100 MEUR

⁸⁷ <https://fuelcellsworld.com/2025/01/31/clean-energy/denmark-to-fund-hydrogen-pipeline-to-germany-and-expand-offshore-wind-investments>, publicerad 2025-01-31, hämtad 2025-09-16

⁸⁸ <https://www.pipeline-journal.net/news/denmark-approves-construction-major-hydrogen-pipeline-germany>, publicerad 2025-05-09, hämtad 2025-09-16

⁸⁹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Dossiers/funding-advice.html>, publicerad u.d, hämtad 2025-09-16

⁹⁰ <https://h2-global.org/the-h2global-instrument/>, publicerad u.d, hämtad 2025-09-19

⁹¹ <https://hydrogeneurope.eu/germany-pushes-h2global-funding-towards-e3bn-under-2026-federal-budget/>, publicerad 2025-09-03, hämtad 2025-09-19

⁹² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ga/ip_24_657, publicerad 2024-04-05, hämtad 2025-09-19

finansieringsprogram för elektrolysörer i Baden-Württemberg, vilket inkluderar upp till 45% täckning av investeringskostnaden, och upp till 30% för lager och kompressorer. Tidsplanen för 2026 års utlysning och deadline har ännu inte fastställts.⁹³

Finland, Sverige, Norge, Polen och Estland har bedömts också ha starkt politiskt stöd för vätgas, dock till en något lägre nivå än de förgående länder. Länderna har, bortsett från Sverige, tagit fram vätgasstrategier och har olika former av stöd för vätgas. I Finland godkändes under 2025 ett statligt stödprogram på 2,3 miljarder euro stöd för vätgas i form av en skattekredit. Stödet omfattar inte bara produktion av vätgas utan även förnybar produktion, dekarbonisering av industriella produktionsprocesser samt produktion av strategisk utrustning.⁹⁴ Vidare deltar Finland i IPCEI. Sverige har, som tidigare nämnt, stöd för vätgas genom bland annat Klimat- och Industriklivet, energiskattebefrielse för bränsleceller, klimatpremier samt stöd via IPCEI. I Norge finns också stöd för vätgas främst genom Innovasjon Norge och Enova. Norge införde också under 2025 en CO₂ skatt, som förväntas öka avsevärt fram till 2030, vilken kan ses som ett incitament för infasning av fossilfria alternativ.

I Polen finns stöd bland annat genom utvecklingsbanken Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK), som finansierar av Polens National Recovery and Resilience Plan.⁹⁵ Tills början av 2025 förekom ett stöd för investeringar i vätgas i Polen på 640 MEUR och under 2025 har sex vätgas program fått finansiering. Vidare deltar Polen också i IPCEI. Estland lanserade under 2024 ett nytt stödprogram för storskaliga investeringar från 2025–2028 med en budget på 160 MEUR, och en planerad förlängning med 40 MEUR årligen efter 2028. För att vara berättigad krävs bland annat en investering på minst 100 MEUR, där stödets omfattning är 10%-15% av investeringskostnaden, med ett tak på 20 MEUR per projekt. Under 2025 beviljades i ett första skede bland annat ett ammoniakprojekt med 15 MW elektrolysör, på 13% av investeringskostnaden.^{96 97}

Litauen och Lettland bedöms ha något lägre politiskt stöd för vätgas. Litauen har tagit fram strategi för vätgas och ser vätgas som en viktig del i det framtida energisystemet. Under 2025 godkände EU Kommissionen ett litauiskt statligt stödprogram på 36 MEUR för att stödja produktionen av förnybar vätgas genom europeiska vätgasbanken, i form av auktioner, vilket kommer stötta produktion av upp till 13 kton.⁹⁸ Lettland saknar en nationell vätgasstrategi, och de flesta stöden genom EU och privata investeringar.

⁹³ <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/foerderprogramm-elektrolyseure/>, publicerad 2025-05-19, hämtad 2025-09-19

⁹⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_527, publicerad 2025-02-18, hämtad 2025-09-23

⁹⁵ <https://www.en.bgk.pl/bgk-info-hub/article/energy-transition-in-poland-directions-for-development-until-2040/>, publicerad 2025-09-16, hämtad 2025-09-23

⁹⁶ <https://investinestonia.com/estonia-opens-large-scale-investment-incentive/>, publicerad 2025-03, hämtad 2025-10-01

⁹⁷ <https://investinestonia.com/estonia-awards-e44m-in-large-scale-investment-grants-to-first-three-projects/>, publicerad 2025-09, hämtad 2025-10-01

⁹⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_718, publicerad 2025-03-10, hämtad 2025-10-01

Bedömningen av politiskt stöd för vätgas präglas dock av osäkerheter då stödsystem kan förändras över tid, till följd av exempelvis samhällsekonomiska intressen, politiska prioriteringar, miljöpolitiska mål samt utveckling på den globala energimarknaden. Därmed bör utvärderingen betraktas mer som en nulägesanalys än en långsiktig prognos för vätgasens förutsättningar.

Kommersiellt

De kommersiella aspekterna inkluderar en utvärdering av den inhemska marknaden, tillgången till insatsvaror för vätgasproduktion, som fossilfri el, låga elpriser, vattentillförsel, potentiell användning av restvärme och biogen CO₂ för vätgasderivat.

Inhemska vätgasmarknad

Tyskland och Polen har idag de största vätgasmarknaderna av de studerade länderna – båda är dock också de största länderna. I Tyskland uppgår användningen till ca 55–60 TWh/år och används främst i kemi- och stålindustrin samt raffinaderier.⁹⁹ Polens nuvarande vätgasanvändning uppgår till c. 23 TWh/år (produktionskapaciteten uppgår till c.33 TWh/år)¹⁰⁰ och används främst i stålindustrin, raffinaderier och kemisk industri, särskilt konstgödselproduktion. Vätgasen är även i dessa länder idag främst fossil och framställs från naturgas.

Både Sverige och Finland har i dagsläget en inhemska vätgasmarknad, där främst fossil vätgas framställd av naturgas, förbrukas inom industriella applikationer. I Sverige är användningen koncentrerad till stål, oljeraffinaderier och kemisk industri och uppgår till ca 6 TWh/år.¹⁰¹ Finlands nuvarande vätgasanvändning uppgår till ca 5 TWh / år, och används främst inom oljeraffinering och kemisk industri, där vätgas också produceras från fossil naturgas.¹⁰² I båda länderna pågår utvecklingen av flera vätgasprojekt som fokuserar på både nuvarande och nya tillämpningar. Den framtida efterfrågan av vätgas beror därmed på utvecklingen och möjligheterna för tillämpning i andra sektorer.

Vätgasanvändningen i Norge är i ungefär samma volym som Finland, medan den inhemska marknaden i Danmark för närvarande är begränsad. Danmark har inriktat sig mot Power-to-X (PtX)-projekt, med större fokus på den inhemska transportsektorn och export.¹⁰³ Norge inriktar sig också på export av vätgas, bland annat till Tyskland och Europa, samt applikationer inom transportsektorn och ammoniakproduktion. Norges omfattande naturgasresurser medför också större satsning på blå vätgas, där naturgas omvandlas genom

⁹⁹ Tyska regeringen, *National Hydrogen Strategy Update (NHS)*, 2023.

¹⁰⁰ A.-S. Corbeau och L. Nassif, *Challenges and Opportunities Posed by the EU's 42 Percent Renewable Hydrogen Target by 2030 (ET42)*, Oxford Institute for Energy Studies, 2025.

¹⁰¹ <http://energigas.se/fakta-om-gas/vatgas/statistik-om-vatgas/>, publicerad u.d, hämtad 2025-10-03

¹⁰² Finska regeringen, *Government resolution on hydrogen*, Publication of the Finnish Government 2023:19, 2023

¹⁰³ Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, *The Government's strategy for Power-to-X*, 2021

ångreformering i kombination med koldioxidavskiljning och lagring (CCS).¹⁰⁴ Detta innebär att de framtida marknadsutsikterna för vätgas i dessa länder i större utsträckning påverkas av faktorer som konkurrens från andra länder, koldioxidpris och efterfrågan inom andra länder/EU.

Den nuvarande vätgasmarknad i Estland och Lettland är i hög grad begränsad, med 0 MWh respektive 5 MWh rapporterad vätgaskonsumtion.¹⁰⁵ I Litauen förekommer dock konsumtion av fossil vätgas, dels oljeraffinaderiet Orlen Lietuva i Mažeikiai samt en av Europas större gödselfabriker i Litauen, Achema i Jonava, som producerar ammoniak och därmed är storförbrukare av vätgas (via naturgas). Hamnen i Klaipėda är idag ett viktigt nav för LNG-transporter och hamnmyndigheten undersöker möjligheterna för grön ammoniak, med sikte på export via hav. Som ett först steg byggs en mindre anläggning (2 MW) för att förse fartyg och fordon med vätgas.¹⁰⁶ Länderna satsar, förutom en del inhemsk användning inom transportsektorn, på långsiktig export via Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (NBHC). Därmed blir utvecklingen av vätgas i allt högre grad beroende av efterfrågan i Europa och utbyggnaden av fossilfri el.

Tillgång på fossilfri el och elpriser

Generellt bedöms de nordiska länderna ha goda förutsättningar för vätgasproduktion, då de karaktäriseras av god tillgång till förnybar el samt god förmåga att bygga ut förnybar el till konkurrenskraftiga priser. I dagsläget förekommer variationen i elpriser mellan länderna, där Norge och norra Sverige generellt har lägsta elpriser i Europa. Finland tenderar att ha högre elpriser, vilket kan tillskrivas ett mer integrerat elnät med Baltikum. Södra Sverige och Danmark, som är mer integrerat med Tyskland och Centraleuropa, har generellt sett högre elpriser än Norge och norra Sverige.¹⁰⁷ Dock pågår stora satsningar på land- och havsbaserad vindkraftsproduktion i Danmark, där vindkraftsproduktionen per capita är bland de högsta i världen, vilket kan bidra till lägre elpriser för vätgasproduktion i Danmark i framtiden.

Trots stora vätgasmarknader bedöms Tyskland och Polen ha mindre fördelaktiga förhållanden för vätgasproduktion, till följd av högre fossil elproduktionsmix och högre elpriser. Tysklands elpriser är i dagsläget generellt i den högre spannet av de utvärderade länderna, samtidigt som den fossila andelen i elproduktionsmixen uppgår till ca. 45 %.¹⁰⁸ En betydande andel förnybar produktionskapacitet har dock byggts ut i landet under de senaste

¹⁰⁴ Norwegian Ministry of Petroleum and Energy & Norwegian Ministry of Climate and Environment, *The Norwegian Government's hydrogen strategy towards a low emission society*, Publication number: Y-0127 E, u.d

¹⁰⁵ European Hydrogen Observatory, *The European Hydrogen Market landscape*, 2024.

¹⁰⁶ <https://portofklaipeda.lt/en/naujienos/bold-steps-toward-sustainability-klaipeda-port-begins-green-hydrogen-journey/>, publicerad 2025-05-30, hämtad 2025-10-03

¹⁰⁷ <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=MonthlyAggregate&deliveryAreas=EE,LT,LV,AT,BE,FR,GER,NL,PL,DK1,DK2,FI,NO1,NO2,NO3,NO4,NO5,SE1,SE2,SE3,SE4>, publicerad 2025-09-16, hämtad 2025-09-23

¹⁰⁸ Germany Federal Ministry and Economic Affairs, *Development of Renewable Energy Sources in Germany in the year 2024*, 2025.

åren, motsvarande ca 73 GW vind och 100 GW solkraft år 2025.¹⁰⁹ Samtidigt förväntas inhemsk produktion inte räcka till för att täcka de inhemska behoven, speciellt i södra Tyskland, och man planerar därmed för stora importvolym, på upp mot 45 – 90 TWh år 2030. Diskussioner har förts med ett flertal europeiska länder, bland annat med Norge och Danmark som kommit längre. Samtal har även hållits med Finland och Sverige, samt Österrike, Italien och Frankrike.¹¹⁰

Polen har under senaste året högst elpris av de studerade länder¹¹¹ samt ca. 70% fossil elproduktionsmix, med hög andel från kolkraftverk.¹¹² Dock sker utveckling av förnybar energi även i Polen, med stora satsningar på havsbaserad vindkraft och kraftig expansion av solenergi – 23 GW sol och 10 GW vindkraft har redan installerats.¹¹³ I takt med att andelen kolkraft minskar och förnybart ökar kan periodvisa elöverskott utnyttjas för elektrolys. Dock väntas Polen fram till åtminstone 2030 ha begränsad överproduktion av el och förväntas nyttja vätgas som är delvis fossil i en övergångsfas. En studie från polska gasnätsoperatören Gaz-System menar att Polen kan ha ett importbehov fram till 2030 samt 2040 om inte inhemsk produktion ökar.¹¹⁴

Ur analysen framkommer också att de baltiska länderna har mindre fördelaktiga kommersiella förutsättningar för vätgas sett till elpriser i dagsläget och tillgång till fossilfri el. Under 2024 låg de baltiska elpriserna i nivå med tyska elpriser.¹¹⁵ Kapitel 4.5 visar dock att marginalkostnaden att producera vätgas i Baltländerna kan nå liknande nivåer som nordiska länderna i och med möjligheter för havsbaserad vindkraft. Estland har likt Tyskland en elproduktionsmix bestående av ca. 40% av fossila källor. Förnybara andelen har dock ökat, där sol- och vindproduktion motsvarade ca. 40% under 2024. Estland är dock också nettoimportör av el, motsvarande ca. 68% under 2024.¹¹⁶ Med ett stort fokus på utbyggnaden av vindkraft till havs ges en långsiktig möjlighet till vätgasproduktion.

Litauens elproduktionsmix består av ca. 23% fossila källor och även Litauen är nettoimportör av el, med importbehov på upp till ca. 63%.¹¹⁷ Importerna har dock minskat

¹⁰⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250108_EE.html, publicerad 2025-01-08, hämtad 2025-10-03

¹¹⁰ Tyska regeringen, *National Hydrogen Strategy Update (NHS)*, 2023.

¹¹¹ <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=MonthlyAggregate&deliveryAreas=EE,LT,LV,AT,BE,FR,GER,NL,PL,DK1,DK2,FI,NO1,NO2,NO3,NO4,NO5,SE1,SE2,SE3,SE4>, publicerad 2025-09-16, hämtad 2025-09-23

¹¹² Central Statistical Office of Poland (GUS), *Energia 2025*, 2025.

¹¹³ <https://energy.instrat.pl/en/electrical-system/generation-capacity-area/>, publicerad u.d, hämtad 2025-09-23

¹¹⁴ <https://www.gaz-system.pl/en/hydrogen-market/news/19-12-2024-gaz-system-published-survey-results-on-the-hydrogen-map-of-poland.html#:~:text=GAZ,West%20and%20Central%20Poland%2C> publicerad 2024-09-19, hämtad 2025-09-24

¹¹⁵ <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=MonthlyAggregate&deliveryAreas=EE,LT,LV,AT,BE,FR,GER,NL,PL,DK1,DK2,FI,NO1,NO2,NO3,NO4,NO5,SE1,SE2,SE3,SE4>, publicerad 2025-09-16, hämtad 2025-09-23

¹¹⁶ <https://aastaraamat.konkurentsiamet.ee/en/aastaraamat-2024-trends-and-overviews/2024-electricity-and-gas-market-summary>, publicerad u.d, hämtad 2025-09-24. Utan hänsyn till export - 35% nettoimport.

¹¹⁷ https://osp.stat.gov.lt/statistiniu-rodikliu-analize?hash=226fc1a8-ad9d-4940-bca6-2adfd4271acbf#, publicerad u.d, hämtad 2025-09-24. Utan hänsyn till export – 40% nettoimport.

under de senaste åren samtidigt som förnybar produktion ökat – under 2025 överträffade Litauen sitt solenergimål för 2025 tidigt och nådde 1.2 GW och siktar nu på 5.1 GW år 2030.¹¹⁸ Landbaserad vindkraft och sol byggs ut, och en första större havsbaserad vindpark väntas mot slutet av decenniet. På kort sikt förväntas Litauen inte ha något större elöverskott för vätgasproduktion.

Lettlands elproduktionsmix består till större del av förnybart jämfört med grannländerna, till följd av vattenkraft som motsvarar ca. 50–60% av produktionen. Därtill har vind och sol ökat med periodvis elöverskott med låg marginalkostnad, vilket lämpar sig för elektrolys. Dock är total elproduktion liten och importen av el utgör ca. 60% av total konsumtion, vilket innebär att storskalig vätgasproduktion kräver utbyggnad av produktion.¹¹⁹ Fram till 2030 kan dock elunderskott förekomma, särskilt vintertid när vattenkraften är låg – vilket begränsar den kortsiktiga potentialen för vätgasproduktion utan import av el.

Restvärme, biogen CO₂ och vatten

Samtliga utvärderade länder har integrerade fjärrvärmesystem, vilket innebär att det finns potential att utnyttja restvärme från elektrolys. Tillgången till biogen CO₂ bedöms även vara aktuell i alla de studerade länder. Tillgången på vatten är generellt god i länderna, men precis som för restvärme och biogen CO₂ är förutsättningarna i hög grad lokala och beroende av den specifika regionen eller platsen.

Tekniska aspekter

De tekniska aspekterna utvärderar ländernas befintliga infrastruktur, både inom el och gas (för potentiell vätgasinfrastruktur), samt lagringsmöjligheter. Tillgången till naturgasnät medför, utöver erfarenhet, också möjligheter för konvertering till vätgasnät.

Vätgasinfrastruktur bedöms som fördelaktigt i analysen då det i Europa på många ställen finns det en geografisk och tidsmässig obalans mellan områden med hög potential för produktion och områden med hög efterfrågan på vätgas.¹²⁰

Elinfrastruktur

Vätgas kan delvis ersätta utbyggnaden av elnät genom att fungera som energilager och energibärare. Ett starkt elnät möjliggör kontinuerlig vätgasproduktion men samtidigt flexibilitet att exportera el, vilket kan påverka priset. Ett svagare elnät kan skapa "inlåsningseffekter" av intermitterent el med tidvis mycket låga eller negativa priser, men också med nackdelen av timmar med mycket höga elpriser.

¹¹⁸ <https://bisi.org.uk/reports/new-era-of-energy-independence-baltic-states-decoupling-from-the-russian-power-grid>, publicerad 2025-07-08, hämtad 2025-09-24

¹¹⁹ <https://stat.gov.lv/en/statistics-themes/business-sectors/energy/tables/enbo10m-electricity-production-imports-exports-and?themeCode=EN>, publicerad/senast uppdaterad 2025-09-26, hämtad 2025-10-01. Utan hänsyn till export - 13% nettoimport

¹²⁰ Hydrogen Europe, *Hydrogen Infrastructure – the recipe for a hydrogen grid plan*, 2024.

För länder med robusta elnät och hög andel förnybar elproduktion blir lokaliseringen av vätgasproduktionen mer flexibel. Produktionen kan förläggas i de elnätsområden med bäst prisförutsättningar, exempelvis Norge och norra Sverige. Länder som både måste ställa om sin elproduktion och stärka nätet för att möjliggöra förnybar elproduktion kan göra vätgasproduktion till en integrerad del av elsystemutbyggnaden där vätgasproduktionen ersätter en del av överföringsbehovet. Denna utveckling är mer trolig i Baltikum och Polen, där resan att dekarbonisera elproduktionen har kommit kortare.

Samtidigt ser man att även i mer mogna marknader, där majoriteten av elproduktionen redan ställts om till förnybar, kombineras ny vindkraft med vätgasproduktion för att säkerställa avsättning för elen men då främst utifrån ett ekonomiskt perspektiv.

Sammanfattningsvis utgör befintlig elnätskapacitet både möjligheter och utmaningar för utbyggnaden av vätgas. För de skandinaviska länderna, med välutbyggda elnät och elproduktion, är förutsättningarna redan goda för vätgasproduktion. På kontinenten krävs ett större mått av samplanering av vätgas- och elnätsutbyggnad för att optimera utvecklingen.

Gasinfrastruktur

Samtliga studerade länder, förutom Sverige och Finland, har idag väl utvecklade naturgasnät och därmed god tillgång till och erfarenhet av gasinfrastruktur. Tyskland bedöms ha goda tekniska förutsättningar sett till gasinfrastruktur till följd av sitt befintliga och omfattande naturgasnät. Tyskland planerar att en del det befintliga nätet ska konverteras till ett renodlat vätgasnät samt, som tidigare nämnt, ihop kopplingar med bland annat Danmark och Norge. Tyskland har också goda tillgångar till övrig gasinfrastruktur, som importterminaler samt flera existerande underjordiska gaslager – Tyskland har störst naturgaslager i EU.¹²¹

Även Danmark har ett väl utbyggt naturgasnät, drivet av Energinet. Nätet sträcker sig över Jylland, Fyn och Själland, och förbinds med Tyskland, Sverige och Polen. Det planeras att använda delar av detta nät för vätgas, t.ex. en dedikerad vätgasledning från Jylland till Nordtyskland.¹²² En teknisk tillgång för Danmark är förekomsten av saltkavernlager.¹²³

Norge, som är Västeuropas största naturgasleverantör, har en omfattande gasinfrastruktur genom kopplingar till Storbritannien och EU. Vätgas kan transporteras genom ombyggda gasrör eller exporteras via nya ledningar. Europipe II-gasledningen till norra Tyskland undersöks för vätgastransport efter 2030.¹²⁴ När det gäller lagring och distribution av vätgas

¹²¹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/gas-instruments-used-to-secure-gas-supply.html>, publicerad u.d, hämtad 2025-09-26

¹²² Energinet, *Feasibility study for hydrogen infrastructure in Jutland*, 2023.

¹²³ European Hydrogen Backbone, *European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*, 2022.

¹²⁴ <https://gassco.eu/wp-content/uploads/2024/09/CHE-pipeline-leaflet-Final-English.pdf>, senast uppdaterad 2024-05-30, hämtad 2025-10-05

inrikes finns ingen utbyggd pipeline för vätgas ännu. Norge har heller inga kända saltformationer för underjordisk vätgaslagring.

Polen har också ett omfattande och modernt naturgasnät på ca. 11 000 km. Gasoperatören Gaz-System planerar för vätgas genom att konvertera eller bygga om vissa gasledningar. Gaz-System utvärderar även möjligheten för låg inblandning av vätgas i naturgasnätet. Polen är även del av planerna för NBHC, som kopplar ihop Finland, Estland, Lettland, Litauen, Polen och Tyskland. NBHC har fått PCI och IPCEI-status inom EU och i juni 2025 signerades ett bidragsavtal för ekonomiskt stöd från EU för att utföra genomförbarhetsstudier, tillsammans med finansiering från CEF.¹²⁵ Polen har även underjordiska gaslager, både i tomma gasfält och saltformationer, vilka är viktiga för vinterlagring av naturgas. Man utvärderar tekniskt möjligheten att använda saltkaverner för vätgaslagring, vilket skulle ge Polen en buffert för att hantera säsongsvariationer i vätgasmarknaden.¹²⁶

Lettland har ett väl utbyggt gasnät som drivs av JSC Conexus Baltic Grid och är kopplat till Litauen och Estland. Lettland har som tidigare nämnt ingen strategi för vätgas, men nämns som del i NBHC planerna. Utöver detta innehar landet ett av Europas större underjordiska naturgaslager (porösa sandstensreservoarer) Inčukalns, som potentiellt skulle kunna användas för vätgaslagring.¹²⁷

Litauens naturgasnät är väl utbyggt och förbinder till grannländerna. På medellång sikt ser man framför sig att vätgas kan blandas in i naturgasen upp till en viss andel utan större ändringar. För ren vätgastransport skulle nya ledningar eller ombyggda segment krävas, t.ex. en sträcka Klaipėda–Kaunas–Vilnius om en inhemsk efterfrågan uppstår i dessa städer. I NBHC nämns även potential för att binda Lettland till Polen på längre sikt.¹²⁸ Litauen har ingen egen storskalig gaslagring utan man hyr kapacitet i Lettlands lager.¹²⁹

Gasnätet i Estland är sammankopplat med det finländska nätet (Balticconnector) och via Lettland till Litauen samt Polen och planeras också inkluderas i NBHC. Estland har ingen inhemsk gaslagerkapacitet utan förlitar sig bland annat på Lettlands lager för buffert.¹³⁰

Sverige och Finland saknar idag ett utbrett gasnätssystem till skillnad från de övriga länderna (naturgas finns bara i sydvästligaste Sverige och södra Finland), vilket innebär att dedikerade vätgasledningar behöver byggas för distribution om vätgas ska transporteras över längre avstånd. Ett samarbete mellan länderna pågår, där en pipeline kallad Nordic Hydrogen Route (NHR) planeras mellan norra Finland och Sverige till 2030 för att möjliggöra framtida

¹²⁵ <https://www.gaz-system.pl/en/hydrogen-market/projects/nordic-baltic-hydrogen-corridor.html>, publicerad 2024, hämtad 2025-10-06

¹²⁶ <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-03/HESTOR%20project.pdf>, publicerad u.d, hämtad 2025-10-05

¹²⁷ European Hydrogen Backbone, *European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*, 2022.

¹²⁸ European Hydrogen Backbone, *European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*, 2022.

¹²⁹ <https://ambergrid.it/en/for-clients/transmission-system/gas-transmission-system-of-lithuania/645>, publicerad u.d, hämtad 2025-10-06

¹³⁰ <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/gas-storage-capacity/> uppdaterad 2025-10-08, hämtad 2025-10-13

vätgasöverföring. Vidare förekommer ett samarbetsprojekt mellan Nordion Energi, Gasgrid Finland, Cascade och Copenhagen Infrastructure Partners för Baltic Sea Hydrogen Collector (BHC). Nordion Energi deltar i projektet som utvecklare av vätgasinfrastruktur. Projektet kommer i ett första skede att fokusera på en vätgasledning mellan Finland och Tyskland, för att sedan utreda potentiell koppling till Sverige och Danmark, och eventuellt Polen och Estland.

BILAGA 6. SWOT-ANALYS FÖR FÖRNYBAR VÄTGAS I SVERIGE

Tabell 6. SWOT analys för fossilfri vätgas i Sverige

STYRKOR	SVAGHETER
- Stark industriell bas och efterfrågan – Sverige har flera <i>“hard-to-abate”</i> industrier (stål, kemi, raffinaderier) som proaktivt efterfrågar vätgas för att ställa om. Detta driver projekt som HYBRIT, STEGRA m.fl. som sätter Sverige i framkant. - Nästan helt fossilfri elproduktionsmix – medför goda förutsättningar för konkurrenskraftig produktion av grön vätgas. - Generellt låga elpriser och ett elnät som är inte är direkt integrerat med det centraleuropeiska elsystemet, vilket medför lägre elpriser. Goda möjligheter till att bygga ut elproduktion till konkurrenskraftiga priser. - God tillgång till vatten för elektrolys samt mark för utbyggnad av vindkraft. - God tillgång till biogen CO₂ från bland annat fjärrvärme / pappermassa industri för produktion av e-bränslen. - Sverige har en stark innovationsmiljö med etablerade samarbeten mellan industri, akademi och institut, t.ex. testbäddar och kluster, vilket underlättar snabb teknikutveckling.	- Avsaknad av nationell strategi och styrning – Regeringen har (än så länge) inte antagit någon officiell vätgasstrategi, vilket ger otydlighet kring ansvar och riktning. Historiskt har Sverige haft en marknadsdriven ansats som lämnat luckor i koordinering. - Långa och oförutsägbara tillståndprocesser för nya energianläggningar (vindkraft, elnät, vätgas) vilket riskerar försena projekt jämfört med länder med snabbare processer. - Begränsad erfarenhet av gashantering och gasinfrastruktur – inget utbrett naturgasnät att konvertera. Utbyggnad av vätgasinfrastruktur från grunden, dyrare och mer tidskrävande än för länder som kan återanvända gasrör. - Begränsad nätkapacitet på många platser i landet, försvårar/förlänger processen för att få tillgång till el.
MÖJLIGHETER	HOT
- På lång sikt, med en accelererande vindkraftsutbyggnad, kan Sverige producera mer vätgas än som behövs nationellt. <i>Sverige skulle kunna bli en nettoexportör</i> av grön vätgas eller derivat som ammoniak/metanol till Europa, särskilt om grannländer har underskott (ex. Tyskland med stort importbehov av både vätgas och el). - Minskat importberoende och ökad energisäkerhet – egen vätgasproduktion från inhemsk el minskar beroende av importerade fossila bränslen, vilket ökar resiliens mot prischocker och geopolitisk osäkerhet. - Sverige kan dra stor nytta av EU:s satsningar (t.ex. IPCEI Hydrogen, European Hydrogen Bank) för att finansiera infrastruktur och forskning. Även <i>europaisk standardisering</i> och regelverk utformas nu – möjlighet för Sverige att påverka och få del av kunskapsutbyte. - Sektorkopplingar och systemintegration – vätgas möjliggör synergier i energisystemet, t.ex. kan restvärme från elektrolys nyttjas i fjärrvärmenäten. Vätgas kan även lagra överskottsel från vind etc. Dessa synergier kan öka effektiviteten och minska kostnaderna för klimatomställningen i stort.	- Svensk vätgassatsning hänger på att det finns rikligt med billig fossilfri el framöver. <i>Om elproduktion eller nätutbyggnad inte håller (och ökar) takten</i>, kan elbrist eller höga elpriser uppstå, vilket kan hota vätgasens konkurrenskraft. - Aktörer utanför EU (Mellanöstern, Australien, Nordafrika) planerar export av grön vätgas/ammoniak i stor skala. Om de lyckas producera billigare ökar konkurrensen på den svenska marknaden. Tekniska och säkerhetsmässiga risker: Vätgas är en lätt gas med speciella egenskaper (diffusion, brandfarlighet). <i>Olyckor eller tekniska bakslag</i> (t.ex. ineffektivitet, materialproblem i bränsleceller) kan skapa motstånd eller förseningar. Sverige har begränsad erfarenhet av att hantera vätgas i stor skala, så säkerhetsincidenter är en risk om kompetens inte byggs ut snabbt. - Investeringsosäkerhet vid volatilt politiskt landskap – om framtida regeringar ändrar inriktning eller om EU-regleringar blir ogynnsamma kan privata investeringar bromsa in. Vätgasomställningen kräver långsiktiga spelregler.

BILAGA 7. TILLVARATAGANDE AV RESTVÄRME FRÅN VÄTGASPRODUKTION

För att belysa restvärmens roll i energisystemet har modellanalyser genomförts inom ramen för denna studie. Arbetet bygger vidare på slutsatser från *Vätgas för ett balanserat elsystem- Analys ur energisystemperspektiv*¹⁴, där det konstaterades att restvärme från elektrolys kan minska både systemkostnader och vätgasens produktionskostnad genom ett högre samlat produktionsvärde.

Beräkningarna har utförts med energisystemmodellen EPOD, som optimerar drift av det nordeuropeiska elsystemet och svenska fjärrvärmenät för år 2035. Modellförutsättningar utgår från antaganden i Elmarknadsutredningen (2025)⁴⁰ om bland annat hög elanvändning i industri och transport, kraftig utbyggnad av vind och sol samt livstidsförlängning av kärnkraft. Elektrolysörerna antas i EPOD-modellen vara av PEM-typ, där 22 % av tillförd elenergi återvinns som värme som uppgraderas till fjärrvärmenivå med värmepumpar (COP = 4).

Två kontrasterande scenarier har analyserats:

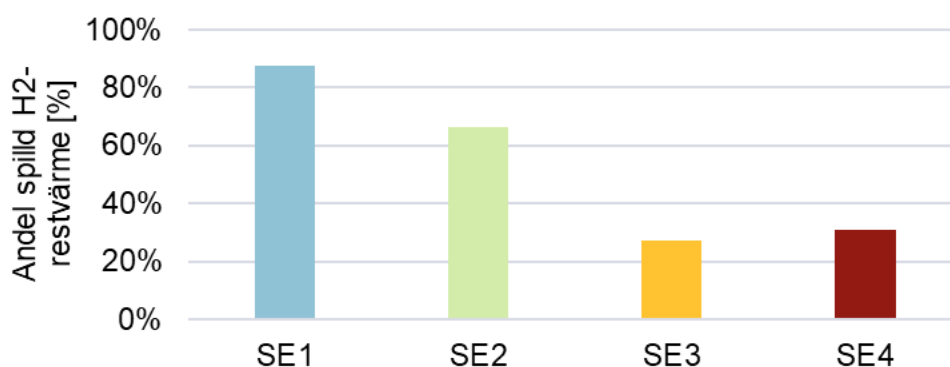
- **Storskaligt, centraliserat scenario (kvadrant 1–2):** ett fåtal stora elektrolysanläggningar lokaliserade utan hänsyn till värmebehov.
- **Decentraliserat scenario (kvadrant 3–4):** många mindre elektrolysanläggningar spridda geografiskt och kopplade till lokala fjärrvärmesystem, fördelade efter värmeunderlag och användning av skogsflis.

I båda scenarierna antas samma totala vätgasbehov (**35 TWh år 2035**; SE1: 18 TWh, SE2: 12 TWh, SE3: 6 TWh, SE4: 0,5 TWh).

Antaganden om elsystemet utgår från det centraliserade scenariot, och inga investeringar har därmed tillåtits för att anpassa energisystemet till den möjliga värmeåtervinningen i det decentraliserade scenariot. Resultaten är därför konservativa; ett system som optimerats med restvärme i åtanke skulle sannolikt generera större nytta.

Restvärme i energisystemet

I det centraliserade scenariot kyls nästan all restvärme bort. I det decentraliserade scenariot möjliggörs däremot återvinning av omkring 5 TWh restvärme i svenska fjärrvärmesystem – motsvarande ca 10 % av det nationella värmebehovet. Totalt produceras cirka 15 TWh restvärme, vilket innebär att två tredjedelar inte nyttiggörs, främst på grund av geografisk obalans mellan produktion (i norr) och värmebehov (i söder) samt fjärrvärmesystemens åtaganden om avfallsförbränning och CCS/CCU (se Figur 30). Resultaten är en direkt följd av modellens antagna fördelning av vätgasbehov per elområde och att vätgas i modellen inte kan transporteras mellan elområden.

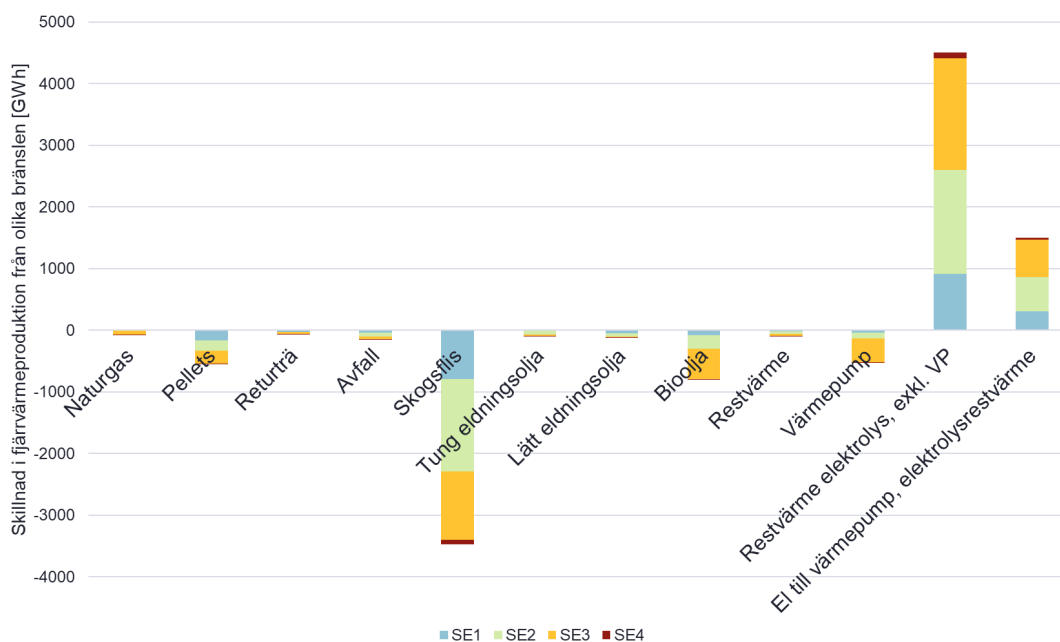


Figur 30. Andel tillgänglig restvärme som inte tillvaratas i lokala fjärrvärmesystem inom respektive elprisområde i det decentraliserade scenariot.

Resultaten indikerar att en viss omfördelning av vätgasproduktion eller värmeunderlag mellan elområden skulle kunna öka nyttjandegraden ytterligare. Samlokalisering av vätgasproduktion, CCS och elektrobränsleanläggningar kräver samtidigt tillräckligt stora värmeunderlag för att uppnå hög systemverkningsgrad. Många CCU-planer, tex för produktion av elektrobränslen, är beroende av koldioxid som kan fångas in vid värmeproduktionsanläggningar. Därmed behöver också tillräckligt med biobränslen och/eller avfall eldas i anläggningarna för att generera önskad mängd koldioxid. Restvärmeanvändning från elektrolys kan således konkurreras ut eftersom en viss förbränning behövs, ifall inte värmeunderlaget är tillräckligt stort och anläggningen dimensioneras för att klara förbränningsbehoven samtidigt som stora mängder restvärme kan absorberas.

Effekter på bränsleanvändning och kostnader

När restvärme tas tillvara minskar bränslebehovet i fjärrvärmeproduktionen, särskilt användningen av skogsflis, men även spetsbränslen som bioolja, pellets och naturgas minskar (se Figur 31). Även värmeproduktion från konventionella värmepumpar ersätts delvis.



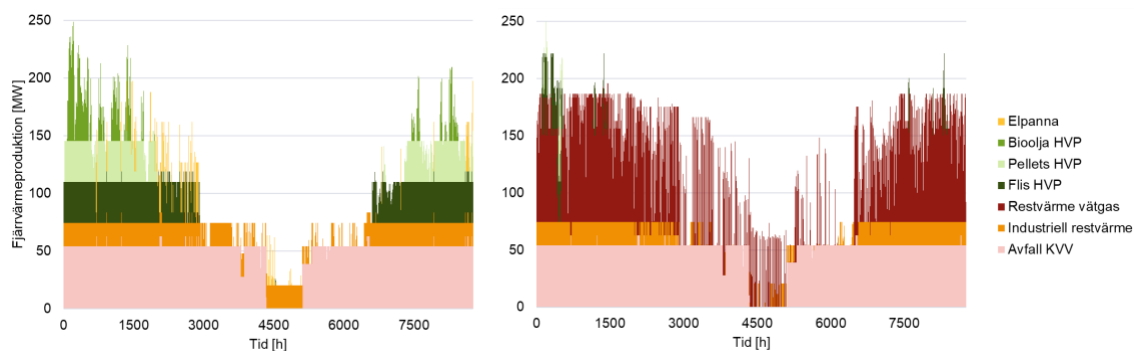
Figur 31. Skillnad i fjärrvärmeproduktion mellan scenarier med och utan restvärmeutnyttjande, uppdelat på bränslen och summerat per elprisområde. Total fjärrvärmeproduktion från vätgasrestvärme (inkl. el till värmepump) uppgår till cirka 6 TWh.

Bränsleanvändningen i el- och värmesektorn minskar totalt med 6,4 TWh, medan elbehovet för värmepumpar ökar med 1,5 TWh. Kraftvärmens elproduktion minskar med 0,4 TWh, motsvarande ca 5 % av total kraftvärmeproduktion i det centraliserade scenariot. Netto ökar elbehovet i Sverige med 1,9 TWh, vilket möts genom ökad produktion från vind, sol, vattenkraft och kärnkraft samt något minskad export. I det nordeuropeiska elsystemet ökar även naturgasbaserad elproduktion, samt i mindre grad kolkraft och förnybar variabel el.

Resultaten visar att de biogena växthusgasutsläppen minskar tydligt på grund av minskad flisförbränning. De fossila utsläpp ökar istället marginellt, till följd av minskad fossilfri kraftvärmeproduktion som behöver ersättas med annat. Då analysen är en dispatchstudie med omvärldsförutsättningar ansatta utifrån det centraliserade scenariot, och där inga nya investeringar i elsystemet tillåts, kan effekten ses som ett konservativt utfall. Om nya investeringar hade tillåtits när tillvaratagande av restvärme är möjligt så hade utfallet kunnat bli ett annat.

Energisystemeffekter på lokal nivå

På lokal nivå kan restvärmeåtervinning få stor betydelse för bränslemix, driftkostnader, kraftvärmeproduktion. För att illustrera lokal påverkan visas i Figur 32 produktionsmixen i ett medelstort fjärrvärmesystem i Mellansverige för de två scenarierna.



Figur 32. Fjärrvärmeproduktion i ett medelstort system i Mellansverige i det centraliserade scenariot (vänster) respektive det decentraliserade scenariot (höger). Årsproduktion: ca 900 GWh. Tillvaratagen restvärme från elektrolys: ca 300 GWh (exkl. el till värmepump) i det decentraliserade scenariot. HVP = Hetvattenpanna, KVV = Kraftvärmeverk.

Som visas i Figur 32 består fjärrvärmeproduktionsmixen i utgångsläget (vänstra diagrammet) av avfalls- och skogsflisförbränning, kompletterat med industriell restvärme. Under vintern används pellets, bioolja och elpannor som spetslast. Systemet inkluderar även en ackumulator för lastutjämning. Elproduktionen från kraftvärme uppgår till cirka 30 GWh/år, med en maxeffekt på 14 MW.

I det decentraliserade scenariot (högra diagrammet) tillgängliggörs nästan 700 GWh restvärme från elektrolys i närområdet, varav modellen visar att cirka 300 GWh kan återvinnas i det här fjärrvärmesystemet. Att inte mer restvärme nyttjas beror på att systemet har åtaganden om avfallsförbränning och koldioxidinfångning, exempelvis för CCU eller negativa utsläpp. Dessutom konkurrerar vätgasrestvärmen med annan industriell restvärme, där prioritering av restvärmeströmmar i verkligheten beror på bl.a. avtal, effektivitet och tekniska begränsningar.

Jämförelsen mellan de två produktionsdiagrammen i Figur 32 visar tydligt hur produktionsmixen kan förändras när ny restvärme nyttiggörs. Tidigare baskomponenter som skogsflis och pellets får rollen som spetslast vid kalla temperaturer, medan restvärme från elektrolys och avfallspannan bär upp huvuddelen av värmelasten. Bioolje- respektive elpannan nyttjas inte alls längre, medan ackumulatortanken nyttjas dubbelt så mycket som tidigare¹³¹. Avfallspannan körs ungefär lika mycket i båda scenarierna, men bidrar med något mindre värme- och något mer elproduktion när vätgasrestvärme finns tillgängligt.

I det lokala exemplet i Figur 32 påverkas kraftvärmeproduktionen marginellt, vilket ofta gäller i system där kraftvärmen är baserad på avfall, särskilt om CCS/CCU-åtaganden föreligger. I system som använder biomassa (t.ex. skogsflis) som huvudsakligt kraftvärmebränsle och där inga CCS/CCU-åtaganden föreligger är påverkan däremot större. I vissa modellerade system,

¹³¹ Antalet fulla cykler genom värmelagret (ackumulatortanken) dubblas i det decentraliserade scenariot. Det kan bl.a. ses på den spetsigare driften under större delen av året i det högra diagrammet i Figur 32.

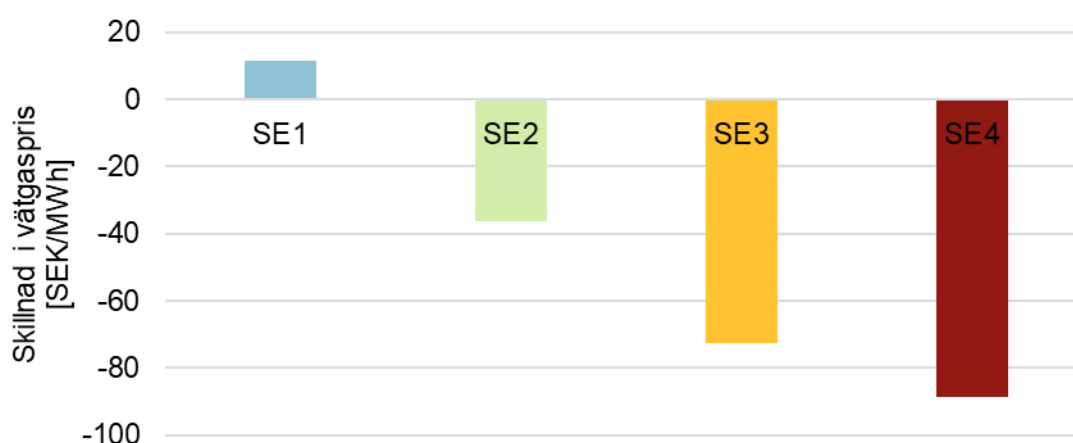
framför allt i norra Sverige, minskar kraftvärmeproduktionen med över 90 % när restvärme från vätgas tas tillvara.

Påverkan på priser och kostnader

Observera att alla kostnader som redovisas i detta avsnitt avser rörliga kostnader, alltså exklusive kapitalkostnader och fasta driftskostnader.

Den ökade elförbrukningen i scenariot med restvärmeutnyttjande leder till ett marginellt högre elpris, omkring 11 SEK/MWh, med relativt jämn påverkan i hela landet. Liknande effekter observeras även i övriga delar av det modellerade nordeuropeiska elsystemet.

Samtidigt sjunker det genomsnittliga marginalpriset för vätgas¹³² med cirka 46 SEK/MWh. Prissänkningen beror på att restvärmen ger ett ökat samlat värde av vätgasproduktionen när den kan ersätta annan värmeproduktion, främst skogsflis, i fjärrvärmesystemen. Modellresultaten i Figur 33 visar på tydliga regionala skillnader.



Figur 33. Skillnad i medelvätgaspris mellan scenarierna, per elprisområde. Medelpriset i Sverige: 1390 SEK/MWh i det centraliserade scenariot, 1330 SEK/MWh i det decentraliserade scenariot.

Som visas i Figur 33 är prisskillnaden i norra Sverige (särskilt SE1) liten. Det beror på flera faktorer: fjärrvärmesystemen har redan god tillgång till billig industriell restvärme, värmebehovet är relativt lågt, och framförallt att den modellerade vätgasproduktionen genererar så stora mängder restvärme att en betydande del redan inte kan tas tillvara. Ytterligare vätgasproduktion skulle därmed inte tillföra någon ytterligare systemnytta i regionens fjärrvärmesystem.

I södra Sverige (SE4) är förutsättningarna de omvända: värmeunderlaget är större och tillgången på billig restvärme från annan industri är mer begränsad i relation till

¹³² Med vätgaspris avses här det marginalpris på producerad vätgas som beräknas i modellen. Det är med andra ord inget marknadspris till kund utan syftar på marginalkostnaden för att producera vätgas i det modellerade elsystemet.

värmeefterfrågan. Det gör att restvärmen från vätgasproduktion kan få ett högre värde. Eftersom den modellerade mängden restvärme i södra Sverige är betydligt mindre än regionens värmebehov finns här potential för ytterligare vätgasproduktion att minska bränslekostnaderna i många fjärrvärmesystem.

Trots att 15 TWh restvärme från vätgasproduktion endast utgör en liten andel av det modellerade energisystemet, visar resultaten att effektiv återvinning kan minska energisystemets drift- och underhållskostnader med omkring 1,9 miljarder SEK per år. Eftersom två tredjedelar av restvärmen fortfarande inte nyttiggörs i det modellerade scenariot, såväl som att omvärldsförutsättningarna inte har optimerats för restvärmertilvaratagande, indikerar resultaten också att det finns ytterligare besparingsmöjligheter vid förbättrad integration.

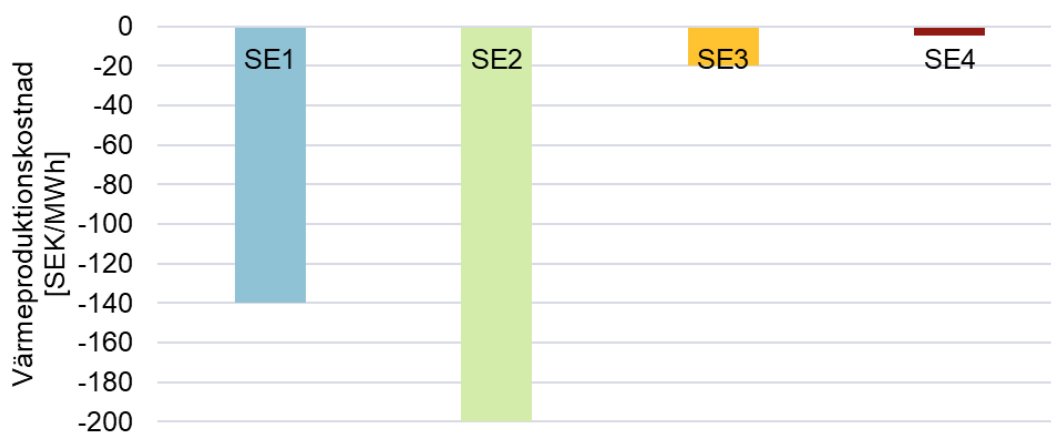
För fjärrvärmesystemen specifikt minskar värmeproduktionskostnaderna med omkring 2,1 miljarder SEK, främst genom lägre flisanvändning. Den största enskilda besparingen i ett modellerat verkligt fjärrvärmesystem uppgår till cirka 140 miljoner SEK per år.

Kostnadsminskningarna i absoluta tal är störst i SE2 och SE3, men även i SE1 finns betydande besparingspotential (se Figur 34). Det beror på att stora mängder biobränslen kan ersättas i dessa regioner; i norr då det finns god tillgång på vätgasrestvärme respektive i SE3 där fjärrvärmeproduktionen som kan ta vara på den vätgasrestvärme som finns tillgänglig är stor. I SE4 finns ett stort värmeunderlag men väldigt lite vätgasrestvärme, varför besparingspotentialen blir liten.



Figur 34. Skillnad i sammanlagd värmeproduktionskostnad för fjärrvärmeproduktion i respektive svenskt elprisområde mellan scenarierna. Sammanlagt minskar produktionskostnaderna i det decentraliserade scenariot med ca 2,1 miljarder SEK.

Genomsnittlig skillnad i värmeproduktionskostnad för Sverige som helhet uppgår samtidigt till ca 40 SEK/MWh, även här med stora regionala skillnader (se Figur 35).



Figur 35. Skillnad i värmeproduktionskostnad per megawattimme för fjärrvärmeproduktion i respektive svenskt elprisområde mellan scenarier med och utan restvärmeutnyttjande. Sammanlagt minskar produktionskostnaderna med cirka 2,1 miljarder SEK, respektive ca 40 SEK/MWh.

De största genomsnittliga kostnadsbesparingarna uppstår i SE2, med i snitt omkring 200 SEK/MWh, motsvarande cirka 50 % av produktionskostnaden. Även SE1 uppvisar betydande besparingspotential, vilket beror på att den stora mängden vätgasrestvärme i scenariot kan ersätta en stor del av den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen i området.

I SE3 och SE4 är den genomsnittliga besparingen i SEK/MWh betydligt mindre. Detta förklaras av modellförutsättningarna med relativt liten generering av vätgasrestvärme i förhållande till de stora fjärrvärmebehoven i dessa regioner. Därtill begränsar antaganden om koldioxidinfångning och avfallsförbränning i viss mån möjligheten att absorbera tillgänglig restvärme i flera av fjärrvärmesystemen. Resultaten för skillnader i marginalpris för vätgas (se ovan) indikerar att kostnadsbesparingarna i de sydligare regionerna hade kunnat bli avsevärt större om mer vätgasproduktion hade förlagts närmare fjärrvärmenäten i SE3 och SE4.

Resultaten drivs i stor utsträckning av relationen mellan priset på biobränsle¹³³ och el samt värmepumpens COP (= 4) – känslighetsanalyser är därför centrala för fortsatt analys.

Transportbehov och samhällsnytta med tillvaratagande av restvärme

Som helhet visar analysen att restvärme från elektrolys kan bidra till ökad resurseffektivitet, minskad bränsleanvändning och sänkta systemkostnader. Den praktiska nyttan beror dock i hög grad på lokalisering, skala och samarbetsformer.

Kvantifieringen av systemnyttan till omkring 2 miljarder SEK per år ger en indikation på värdet av att ta tillvara åtminstone 5 TWh restvärme från vätgasproduktion. Detta kan å ena sidan vara en konservativ uppskattning, eftersom ett energisystem som är optimerat för

¹³³ Priset på skogsflis är i modellen satt till ca 400 SEK/MWh. Jämför med priset på skogsflis eldningssäsongen 2024/2025 som var ca 400 SEK/MWh. Inför eldningssäsongen 2025/2026 har priset sjunkit något.

restvärmeutnyttjande sannolikt skulle kunna generera ett högre värde. Å andra sidan finns risk för överskattning då modellen tillåter något större flexibilitet i driften av flera lokala värmesystem än vad som är praktiskt möjligt. Sammantaget innebär detta att resultaten bör tolkas med försiktighet, men de ger ändå en användbar indikation för att diskutera hur stora kostnader för vätgastransport som kan motiveras om produktionssiter planeras med hänsyn till värmebehov snarare än enbart vätgasbehov.

Restvärme från elektrolys kan sammanfattningsvis ge betydande systemnytta genom att minska bränsleanvändning och därmed sänka bränslekostnader, liksom att öka resurseffektiviteten. Den största nyttan uppnås när vätgasproduktionen lokaliseras nära värmeanvändning och möjliggör lokal integration i fjärrvärmesystem. Något som kan vara enklare att åstadkomma i scenarier med många produktionssiter (kvadrant 3 och 4). I storskaliga, centraliserade produktionsscenarier (kvadrant 1 och 2) riskerar däremot stora mängder restvärme att gå till spillo på grund av geografiska obalanser och begränsat värmeunderlag.

Vätgasens roll i Sveriges energi- och klimatomställning – möjligheter, vägval och utmaningar

Vilken roll kan vätgas och vätgasbaserade elektrobränslen spela i Sveriges framtida energisystem? Den här rapporten ger en aktuell och nyanserad bild av vätgasens potential, utmaningar och möjliga utvecklingsvägar i omställningen mot ett fossilfritt samhälle. Genom omfattande scenarier, modellering och analys belyser projektet hur tekniska, ekonomiska och politiska vägval påverkar möjligheterna för vätgas i Sverige.

Rapporten fokuserar på vätgasens och elektrobränslenas möjliga bidrag till energi- och klimatomställningen, och analyserar vilka förutsättningar och konsekvenser olika utvecklingsvägar kan få för energisystemet och samhället. Rapporten utgör ett viktigt kunskapsunderlag för beslutsfattare, industri och andra aktörer som vill förstå vätgasens roll och potential i omställningen.

Rapporten visar att vätgas och elektrobränslen kan komplettera dagens energimix, minska trycket på bibränsleresurser och bredda verktygslådan för omställningen. Samtidigt kräver en storskalig användning en kraftig utbyggnad av elsystemet, långsiktiga politiska spelregler och effektivare tillståndspröcesser. Framtida vätgasbehov kan variera kraftigt beroende på utvecklingsväg och aktörernas val, och efterfrågan kan år 2050 uppgå till mellan 25 och 75 TWh, vilket motsvarar ett elbehov på 40–115 TWh.

Rapporten lyfter också vikten av strategisk flexibilitet: vätgaslager och gasturbiner kan stärka leveranssäkerheten i ett elsystem med hög andel förnybar energi, men kräver rätt incitament och samordning. Infrastruktur, lokalisering och affärsmodeller är avgörande för att investeringar ska bli verklighet och för att systemnytta ska uppstå. Samtidigt pekar rapporten på att nuvarande styrmedel inte räcker för att skapa tillräcklig efterfrågan på vätgas – kompletterande och långsiktiga politiska insatser behövs.

Slutligen visar rapporten att det finns goda förutsättningar för att storskaliga vätgassystem kan byggas och drivas säkert i Sverige, förutsatt rätt teknik, regelverk och säkerhetskultur. Vätgasens framtid avgörs av hur aktörer samverkar, hur risker delas och hur långsiktiga spelregler utformas. Den här rapporten ger beslutsfattare, industri och samhälle ett gediget kunskapsunderlag som kan stödja utformningen av långsiktiga riktlinjer och strategiska vägval för vätgasens roll i Sveriges energiomställning.



Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på www.energiforsk.se.