Underlagsrapport

Förslag till nationell strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak

ER 2021:36

Energimyndighetens publikationer kan laddas ner eller
beställas via www.energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, maj 2022

ER 2021:36
ISSN 1403-1892
ISBN (pdf) 978-91-7993-066-0

Tryck: Arkitektkopia AB, Bromma

Förord

Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att ta fram ett förslag till en nationell strategi för fossilfri vätgas och elektrobränslens roll i det svenska energisystemet, inklusive ammoniak. Denna rapport är en underlagsrapport och besvarar regeringsuppdragets frågeställningar. Den ligger också till grund för förslaget till nationell strategi. Avsikten är också att rapporten ska fungera som ett kunskapsunderlag för ett område som är under mycket snabb utveckling globalt.

Underlagsrapporten har tagits fram av en projektgrupp vid Energimyndigheten i dialog med ett stort antal privata och offentliga aktörer.

Robert Andrén
Generaldirektör

Innehåll

1 Inledning ... 4

1.1 Disposition ... 4

2 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad produktion, lagring, transport och användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak ... 5

2.1 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad produktion ... 5

2.2 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad lagring ... 23

2.3 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad transport och distribution av vätgas, elektrobränsle och ammoniak ... 31

2.4 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i industrin ... 39

2.5 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i transportsektorn ... 48

2.6 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i Jord- och skogsbruk ... 60

2.7 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning av vätgas för uppvärmning i Bostäder och service-sektorn ... 64

3 Analys av tekniska och ekonomiska förutsättningar för vätgas som flexibilitetsresurs i energisystemet ... 68

3.1 Behov av flexibel vätgasproduktion ... 68

3.2 Tekniska förutsättningar för flexibel vätgasproduktion ... 69

3.3 Ekonomiska förutsättningar för flexibel vätgasproduktion ... 74

3.4 Diskussion och slutsatser ... 80

4 Hinder och barriärer för en introduktion av vätgas som en del av det svenska energisystemet ... 81

4.1 Inledning ... 81

4.2 Organisatoriska hinder ... 81

4.3 Ekonomiska hinder ... 83

4.4 Styrmedelshinder ... 84

4.5 Regulatoriska hinder ... 85

4.6 Kunskapshinder ... 86

4.7 Tekniska hinder ... 87

4.8 Acceptanshinder ... 88

5 Möjligheter till samarbete med andra länder och aktörer i Europa 89

5.1 Andra länders vätgasstrategier 89

5.2 Internationella samarbeten 97

5.3 EU-instrument 98

6 Regelverk som påverkar utvecklingen av produktion, transport, lagring och användning av vätgas 100

6.1 Internationella regelverk 100

7 Relevanta samhällsekonomiska konsekvenser av de policyförslag som ingår i Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi 102

7.1 Område 1: Rätt förutsättningar för elsystemet – en knäckfråga för fossilfri vätgasproduktion 102

7.2 Område 2: Ny infrastruktur krävs för vätgasutveckling i hela landet 106

7.3 Område 3: Utveckling av regelverk av Miljöprövningsutredningen. 107

7.4 Område 4: Flera fossilfria vätgassatsningar i behov av finansieringslösningar 109

7.5 Område 5: Forskning, utveckling och kompetensförsörjning en nyckel för långsiktighet inom flera vätgasvärdekedjor 110

8 Begreppslista 112

Bilaga 1: Strategiska mål i de analyserade nationella strategier 113

Bilaga 2: Relevanta målsektorer i de analyserade nationella strategier 114

10 Referenser 115

1 Inledning

Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att ta fram *ett förslag till en övergripande strategi för vätgas, elektrobränslens roll i det svenska energisystemet, inklusive ammoniak. Denna rapport är en underlagsrapport och syftar till att besvara regeringsuppdragets frågeställningar.* Den *ligger* också tillgrund *för Energimyndighetens förslag till* nationell *strategi. I den senare lämnar myndigheten sitt förslag kring hur utvecklingen för fossilfri vätgas, elektrobränslen och ammoniak kan stimuleras för att bidra till att nå de av Riksdagen beslutade klimatmålen.* Avsikten är också att rapporten ska fungera som ett kunskapsunderlag för ett område som är under mycket snabb utveckling globalt.

De senaste åren har intresset för vätgas ökat markant globalt. Även inom EU har intresset för fossilfri vätgas vuxit sedan EU Kommissionen presenterade sin vätgasstrategi ”En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa” sommaren 2020. I denna ges vätgas en central roll för Europas omställning till ren energi och för att EU ska kunna uppnå en högre klimatambition. I ett framtida integrerat energisystem förväntas vätgas att spela en central roll, tillsammans med förnybar el och en effektivare och mer cirkulär resursanvändning. En storskalig och snabb utveckling för vätgas är därmed att förvänta. Samtidigt är det viktigt att komma ihåg att utgångsläget är att av de 70 miljoner ton vätgas som framställs globalt i vätgasproduktionsanläggningar produceras ca 75 procent av naturgas och 23 procent av kol. Förgasning av olja och elektrolys står tillsammans för ca 2 procent varav elektrolys av vatten utgjorde 2019 mindre än 0,1 procent av den globala vätgasproduktionen. Utmaningarna är därmed betydande för att åstadkomma skiftet till fossilfri vätgas globalt. Lika viktigt är det att ha en tydlig uppfattning om var fossilfri vätgas kan göra störst nytta för omställningen i syfte att använda resurserna effektivt, dvs var potentialen är som störst och var det finns bättre alternativ. Det bör också poängteras att förutsättningarna och var behovet är som störst skiljer sig åt i olika länder. Sammantaget betyder det att produktion, användning, distribution och lagring av fossilfri vätgas behöver utvecklas simultant utifrån ett systemperspektiv på ett klokt sätt för att klimatpotentialen i fossilfri vätgas ska kunna nyttiggöras.

1.1 Disposition

I kapitel 2 görs en analys och kvantifiering av potentialen för ökat produktion, lagring, transport och användning av vätgas elektrobränslen och ammoniak per sektor i Sverige.

I kapitel 3 görs en analys av tekniska och ekonomiska förutsättningar för vätgas som flexibilitetsresurs i energisystemet.

I kapitel 4 görs en analys av hinder mot en introduktion av vätgas som en del av det svenska energisystemet.

I kapitel 5 görs en översikt av möjligheter till samarbete med andra länder och aktörer i Europa.

I kapitel 6 ges en översikt av vilka EU regelverk som främst påverkar utvecklingen av produktion, transport, lagring och användning av vätgas.

I kapitel 7 beskrivs relevanta samhällsekonomiska konsekvenser av de policyförslag som ingår i Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi.

2 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad produktion, lagring, transport och användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak

2.1 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad produktion

I detta avsnitt analyseras potentialen för ökad produktion av vätgas, elektrobränslen och ammoniak på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv. Här beskrivs även de olika produktionsteknikerna för vätgas, elektrobränslen och ammoniak.

2.1.1 Begrepp för att beskriva vätgas

Det finns många olika tekniker och råvaror som kan användas för att producera vätgas. Däremot saknas välutvecklade regelverk och en etablerad nomenklatur på området. Utvecklingen har gått fort de senaste åren och det finns många begrepp som försöker fånga produktionstekniker och i viss mån även råvarors/energikällors egenskaper. Ett vanligt sätt att beteckna de olika typerna av vätgasframställning är ”grå” vätgas som är fossilbaserad och tillverkad av fossila bränslen som naturgas. ”Blå” vätgas är också fossilbaserad men Carbon Capture Usage and Storage (CCUS) används för att ta hand om den koldioxid som bildas vid produktion. ”Grön” vätgas produceras från vatten och förnybar el. I EU-kommissionens vätgasstrategi används istället begrepp som ”renewable hydrogen” och ”fossil-based hydrogen with carbon capture”.[1] Det är inte självklart vilken typ av begrepp och definitioner som kommer att användas i de EU-direktiv och förordningar som i skrivande stund är föremål för förhandlingar men definitionerna kommer att bli viktiga.

2.1.2 Produktion och användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak globalt

Globalt användes 2019 ca 1 210 TWh energi för produktion av vätgas vilket motsvarar 2 % av den totala primärenergianvändningen (IEA, 2019). Totalt produceras omkring 120 miljoner ton vätgas per år. Av denna vätgas kommer ca 70 miljoner ton från produktionsanläggningar för vätgas och 50 miljoner ton vätgas är biprodukter från kemisk industri. Om den vätgas som produceras idag med fossila bränslen skulle produceras genom elektrolys skulle det krävas omkring 4 000 TWh el per år (IEA, 2019) vilket motsvarar mer än hälften av den förnybara elproduktionen i världen (ca 7 000 TWh).

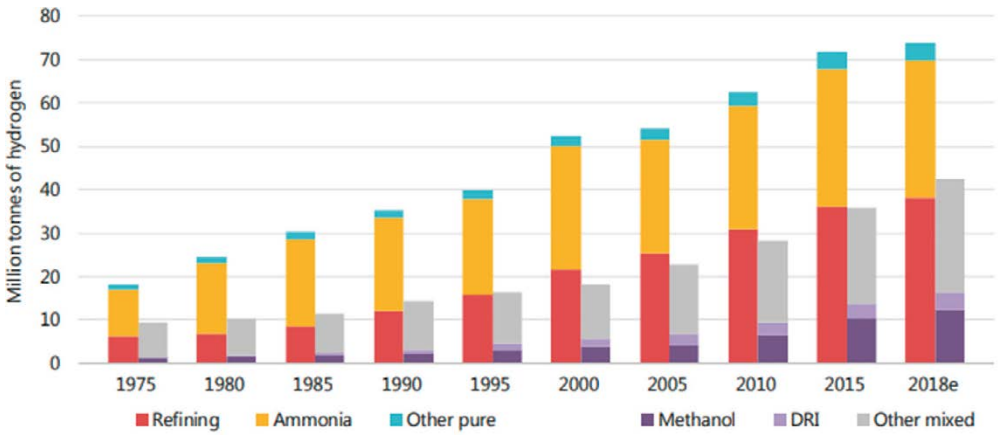
[1] Ytterligare begrepp presenteras i begreppslistan.

Den absolut största delen av vätgas som biprodukt uppkommer inom raffinaderiindustrin men den används också som råvara inom samma raffinaderier. På grund av det stora och ökande behovet av vätgas inom raffinaderiindustrin globalt så innebär denna vätgas inget reellt överskott som kan säljas till någon annan. Av den vätgas som bildas som en biprodukt kommer en liten del (2 % av den globala vätgasproduktionen) från så kallad klor-alkali elektrolys som används vid tillverkning av klor och natriumhydroxid.

Av de 70 miljoner ton vätgas som framställs i vätgasproduktions-anläggningar produceras ca 75 procent av naturgas. Kol används i vissa länder (framför allt i Kina) och står för omkring 23 procent av produktionen. Förgasning av olja och elektrolys står tillsammans för ca 2 procent varav elektrolys av vatten utgjorde 2019 mindre än 0,1 procent av den globala vätgasproduktionen.

Inom EU27 används ca 10 miljoner ton vätgas varav ca 6 miljoner ton kommer från särskilda vätgasproduktionsanläggningar och resterande 4 miljoner ton utgörs av biprodukter från raffinaderier men även annan kemisk industri (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021). Vätgasanvändningen i Europa domineras i dagsläget helt av kemisk och petrokemisk industri inklusive raffinaderier.

Även i ett globalt perspektiv är det raffinaderier och kemisk industri, framför allt ammoniak-produktion, som står för efterfrågan på vätgas. Figur 1 nedan visar hur vätgasanvändningen ökat under perioden 1975–2018. Ökningen beror på stigande efterfrågan på raffinaderi-produkter och handelsgödsel.

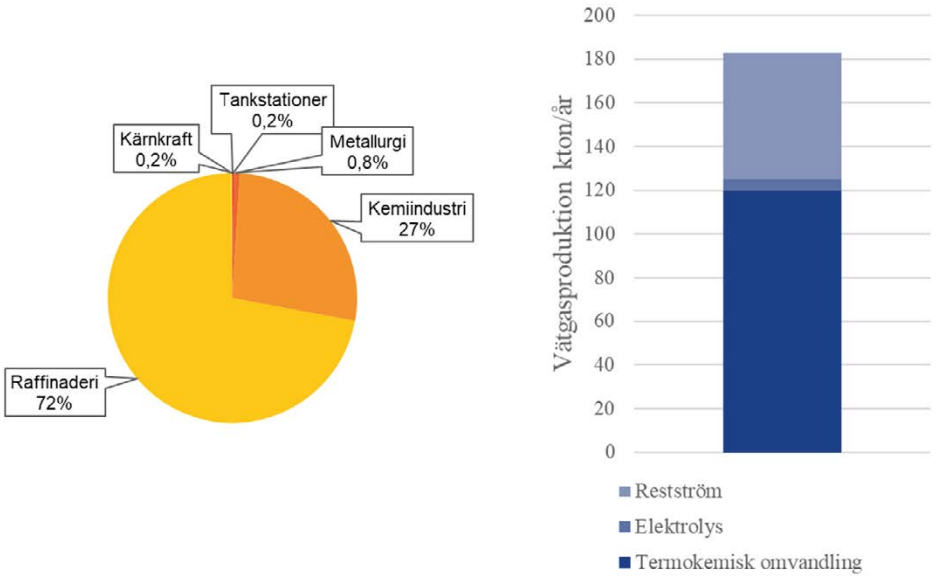


Figur 1. Global efterfrågan på vätgas till olika användningsområden. ”DRI” avser ”direct reduced iron” inom stålproduktion. ”Refining”, ”Ammonia” och ”Other pure” avser användningsområden där i huvudsak ren vätgas används. I fallet ”methanol”, ”DRI” och ”other mixed” avses användning där vätgas är en del av en gasmix. (IEA, 2019)

2.1.3 Produktion och användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i Sverige

I Sverige produceras och används omkring 180 000 ton vätgas per år, motsvarande ca 6 TWh (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021). Den största delen av vätgasen produceras genom ångreformering av naturgas, framför allt vid raffinaderier. Det finns en handfull små elektrolysörer som producerar vätgas exempelvis vid AAK i Karlshamn som tillverkar växtbaserade fetter till livsmedelsindustrin och Innovyn i Stenungsund som tillverkar PVC-plast.

Om all vätgas som används idag istället skulle produceras genom elektrolys skulle det kräva ungefär 9 TWh.[2] Jämfört med den globala situationen är utmaningen med att ställa om den befintliga vätgasproduktionen i Sverige mindre men det finns utmaningar lokalt, inte minst på västkusten p.g.a. kapacitetsbrist i elnäten. Den stora ökningen förväntas dock komma från tillkommande vätgasproduktion. Figur 2 beskriver vätgasanvändningen per sektor idag samt teknikerna som används för att producera vätgas i Sverige.



Figur 2. Till vänster en översikt av vätgasanvändningen och produktionen i Sverige idag. Till höger en sammanställning av total vätgasvolym som produceras och används i Sverige idag och dess fördelning mellan olika produktionstekniker. (Strategi för fossilfri konkurrens-kraft – Vätgas, 2021)

2.1.4 Produktionstekniker för vätgas och möjligheter att minska klimatpåverkan

Det finns flera sätt att producera vätgas från fossila bränslen, el eller biobränslen. Nedan följer en översikt över de tekniker som är vanligast idag och vilka möjligheter som finns att minska växthusgasutsläppen genom att exempelvis byta ut fossila råvaror mot förnybara eller att använda koldioxidinfångning.

Reformering och partiell oxidation

Den vanligaste metoden för att producera vätgas är reformering av naturgas. Samma tekniker kan även användas för biometan. Det finns i princip tre typer av reformering: ångreformering (SMR – Steam Methane Reforming), partiell oxidation (POX – Partial Oxidation) och en kombination av dessa två tekniker som kallas autoterm reformering (ATR – AutoThermal Reformation). Ångreformeringen är den vanligaste processen och används för reformering av naturgas och i vissa fall även nafta eller gasol (LPG – Liquid Petroleum Gas). Partiell oxidation används för vätgasproduktion från tunga eldningsoljor och kol.

[2] Antaget 65 % verkningsgrad för elektrolysörer. Tillvaratagande av värme ej inkluderat.

Vid ångreformering av naturgas får naturgasen reagera med vattenånga vid hög temperatur över en katalysator. I ångreformeringsprocessen används naturgasen både som energikälla och vätgaskälla (tillsammans med vattenångan). Vid reformeringen bildas syntesgas, en blandning av kolmonoxid och vätgas. I ett andra steg som kallas Water-Gas-Shift används ytterligare vattenånga för att få ut så mycket vätgas som möjligt ut processen och kolmonoxiden omvandlas till koldioxid. Slutligen renas och separeras gaserna för att åstadkomma en ren vätgasström.

Omkring 30–40 procent av naturgasen förbränns för att generera värme till processen medan den övriga naturgasen används i processen. Det betyder att koldioxid lämnar processen i två olika strömmar; en som kommer från förbränningen och är utspädd med kväve från förbränningsluften och en som separerats från produktvätgasen och är mer koncentrerad (IEA, 2019).

Möjligheter att minska klimatpåverkan hos reformering och partiell oxidation

Om CCS (Carbon Capture and Storage)-teknik används för att fånga in koldioxid från både förbrännings-och processutsläpp kan växthusgasutsläppen reduceras med upp till 90 % (IEA, 2019). CCS, samt CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage) och BECCUS (Bio-Energy Carbon Capture Utilisation and Storage) kräver dock energi och är fortfarande tekniker under utveckling. För de två senare teknikerna är tanken att kolet tas tillvara för t.ex. bränsleframställning (Durmaz, 2018).

Det är också möjligt att ersätta den naturgas som används i ångreformering med biogas. Hur stor klimatpåverkan blir från ångreformering av biogas beror till stor del på hur biogasen framställts.

Förgasning av kol

Vätgasproduktion genom förgasning av kol är en etablerad teknik som använts länge i stor skala för produktion av vätgas som råvara för ammoniakproduktion. Ammoniaken används i sin tur främst för produktion av konstgödsel och andra kemikalier. Kolförgasning är framför allt vanligt i Kina och mer än 80 % av världens kolförgasningsanläggningar ligger i Kina. Vätgasproduktion genom kolförgasning ger ungefär dubbelt så stora koldioxidutsläpp som vätgasproduktion från naturgas (IEA, 2019).

I förgasningsprocessen produceras syntesgas, en blandning av vätgas och kolmonoxid. På samma sätt som vid ångreformering av metan används Water-Gas-Shift för att maximera utbytet av vätgas och vätgasen separeras sedan från bland annat koldioxid för att åstadkomma en ren vätgasström.

Möjligheter att minska klimatpåverkan genom förgasning av kol

CCS-teknik kan användas på samma sätt som för ångreformering.

Liknande tekniker som används för att tillverka vätgas från kol kan även användas för att producera vätgas från biomassa (Rausch, 2018).

Elektrolys

Elektrolys av vatten är en elektrokemisk process som klyver vattenmolekylen så att vätgas och syrgas bildas. Det går åt ungefär 9 liter vatten för att producera 1 kg vätgas och som biprodukt bildas 8 kg syrgas samt värme. Spillvärme kan tillvaratas antingen

lokalt eller via fjärrvärmenät. Det finns ett flertal olika typer av elektrolysprocesser/tekniker med olika egenskaper. Vätgas som produceras via elektrolys ger i sig inte upphov till växthusgaser. Detta förutsätter att den el som används är fossilfri och har ett lågt växthusgasavtryck.

De två tekniker som dominerar marknaden idag är alkalisk elektrolys och PEM-elektrolys (Proton Exchange Membrane).

Alkalisk elektrolys är en mogen teknik som använts sedan tidigt 1900-tal för produktion av vätgas som råvara till bland annat konstgödselproduktion. I alkalisk elektrolys är det medium som överför laddning mellan elektroderna (elektrolyten) oftast en vattenlösning av kaliumhydroxid. Alkalisk elektrolys har en jämförelsevis låg kapitalkostnad jämfört med PEM-elektrolysörer, p.g.a. billigare komponentmaterial. Dock är korrosion och underhåll fortfarande en nackdel, jämför med PEM-elektrolysteknik.

De första PEM-elektrolysörerna introducerades under 1960-talet och har vissa fördelar jämfört med alkaliska elektrolysörer. I PEM-elektrolysörer separeras elektroderna av ett membran som består av en tunn film av en särskild sorts plast som kan leda protoner men inte elektroner. En fördel med PEM-elektrolysörer är att man använder rent vatten och slipper det system för att hantera och återcirkulera kaliumhydroxidlösning som behövs för en alkalisk elektrolysör. I en PEM-elektrolysör är det möjligt att producera vätgas vid relativt högt tryck vilket är en fördel i vissa tillämpningar, exempelvis vätgastankstationer. PEM-elektrolysörer är även mer flexibla till varierande last, såsom fallet kan vara vid förnyelsebar elproduktion. En nackdel med PEM-elektrolysörer är att de är dyrare än alkaliska elektrolysörer Bland annat för att de innehåller dyrare material, exempelvis membranmaterial och ädelmetaller (platina, iridium) som katalysatorer i elektroder.

För alkalisk elektrolys såväl som för PEM-elektrolys byggs i nuläget anläggningar för vätgasproduktion.

Effektiviteten hos själva elektrolysstacken ligger i dagsläget på 60–70 % och mellan 50–60 % för hela system, beroende på vilken teknik som avses. Det finns dock potential för förbättrad effektivitet, genom teknikutveckling och genom att ta tillvara spillvärme och syrgas. För högtemperaturelektrolys som är i utvecklingsstadiet är effektiviteten nära 100 % (N.A. Burton, 2021).

2.1.5 Produktionsteknik för elektrobränslen och ammoniak

Utöver att vätgas kan användas i olika tillämpningar kan den också användas som råvara för produktion av ett flertal produkter. Skäl till att omvandla vätgasen till en annan produkt istället för att använda den direkt kan handla om:

- Enklare distribution och lagring.
- Möjlighet till användning i tillämpningar där vätgas inte kan användas direkt, exempelvis i befintliga eller modifierade förbränningsmotorer.

Elektrobränslen

Elektrobränslen är en beteckning på ett flertal olika produkter som kan tillverkas av vätgas från elektrolys och en kolkälla i form av koldioxid. Några av de elektrobränslen som ägnats mest intresse de senaste åren är metan, metanol, dimetyleter (DME) och kolväten via Fischer-Tropsch processen. De olika kemiska processerna för elektrobränsleprodukter som kan produceras av vätgas och koldioxid beskrivs i ekvationerna nedan.

Metan: $CO_2 + 4\ H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2\ H_2O$

Metanol: $CO_2 + 3\ H_2 \leftrightarrow CH_3OH + H_2O$

DME: $2\ CO_2 + 6\ H_2 \leftrightarrow CH_3OCH_3 + 3\ H_2O$

FT-liquids: $CO + 2\ H_2 \leftrightarrow -CH_2- + H_2O$

Drivkrafterna för att intressera sig för elektrobränslen har varierat över åren och ser olika ut i olika länder. Utgångspunkten är att få möjlighet att lagra elektrisk energi i en gasformig eller flytande energibärare som enkelt kan lagras och sedan kan användas i olika tillämpningar, som bränsle eller råvara. Majoriteten av de demonstrationsprojekt som pågår globalt syftar till att producera metan och flest projekt finns i Tyskland (IEA, 2019).

För att kunna producera elektrobränslen behövs både tillgång till förnybar el, vatten och en lämplig koldioxidkälla. I Sverige ligger fokus på koldioxid från biogena källor, t.ex. förbränning av biomassa. Det har utförts ett flertal studier som undersöker möjliga lokaliseringar för elektrobränsleanläggningar där också möjligheter till avsättning för biprodukter som syrgas och värme inkluderas (Bokinge & Heyne, 2020) (Jannasch, Hjalmar, & Wolf, 2019) .

Alla produkterna i de kemiska processerna ovan tillverkas i olika former av katalytiska processer och även om mycket utvecklingsarbete pågår för att göra processerna mer effektiva och ekonomiskt gynnsamma så har omvandlingsprocesserna relativt stora energiförluster. Hur stora energiförlusterna är varierar beroende på vilken produkt som ska tillverkas men också i vilken utsträckning man kan integrera de olika processtegen, inklusive koldioxidinfångning, och t.ex. använda överskottsvärme från en del av processen till en annan del av processen där det finns ett värmebehov (Bokinge & Heyne, 2020).

Ammoniak

Det finns intresse för att producera fossilfri ammoniak av tre huvudsakliga skäl:

1. För att ersätta fossil ammoniak i olika industriella processer exempelvis vid produktion av konstgödsel.
2. För att använda den fossilfria ammoniaken som ett bränsle i till exempel fartyg.
3. För att använda den fossilfria ammoniaken som en form av vätgasbärare för långväga transporter där ammoniaken sedan återkonverteras till vätgas.

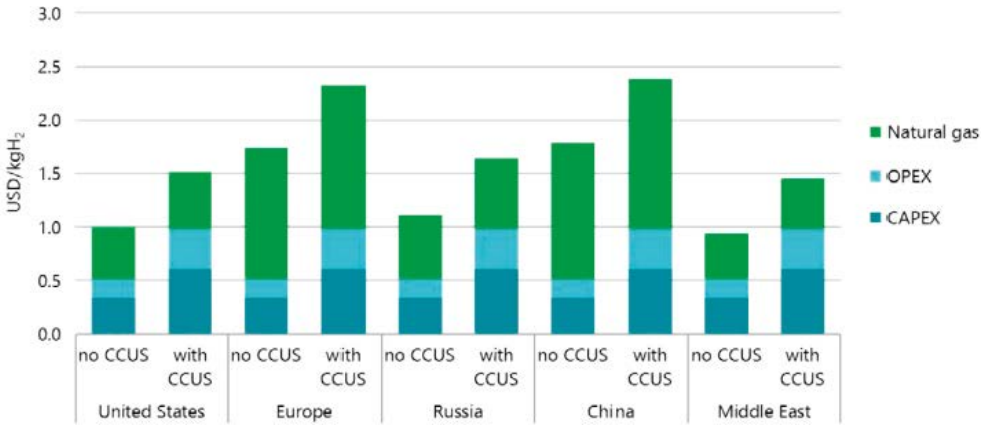
Den vanligaste processen för att producera ammoniak, som står för mer än 96 procent av världsproduktionen, kallas Haber-Bosch processen och utvecklades redan 1909.

Ammoniakproduktion som den ser ut idag är en integrerad process som syftar till att uppnå hög verkningsgrad och god ekonomi. Processen består av två steg. Först produceras vätgas av metan via ångreformering och ”water-gas-shift”. Vätgasen reagerar sedan med kvävgas från luft vid mycket högt tryck för att bilda ammoniak. Den fossila vätgas som används i processen skulle kunna ersättas med vätgas från elektrolys för att producera fossilfri ammoniak. Eftersom många steg i processen är integrerade på olika sätt skulle flera delar av processen se annorlunda ut i en ammoniakanläggning som använder el för att producera vätgasen (Smith, Hill, & Torrente-Murciano, 2020).

2.1.6 Produktionskostnader för vätgas

Ångreformering

Ångreformering av naturgas är den dominerande produktionsmetoden för vätgas globalt och den har använts under lång tid. Det betyder att kostnaderna för ångreformering är välkända och potentialen för ytterligare effektiviseringar är små. IEA har uppskattat kostnaden för vätgasproduktion via ångreformering på olika platser i världen och också beräknat kostnaden om CCUS används för avskiljning av koldioxiden. Resultatet från detta illustreras i Figur 3.



Figur 3. Kostnad för vätgasproduktion från naturgas i olika regioner (2018).
Källa: IEA, 2019

Det framgår tydligt att kostnaden i det europeiska fallet domineras av kostnaden för naturgas, som utgör ca 70 % av den totala produktionskostnaden. De kostnader som presenteras representerar en relativt stor ångreformeringsanläggning med hög nyttjandegrad. Om en anläggning är liten och har en lägre nyttjandegrad blir kapitalkostnadsdelen väsentligt större.

Enligt IEA:s beräkningar blir kapitalkostnaden cirka 50 procent högre och naturgaskostnaden cirka 10 procent högre om koldioxiden ska avskiljas och användas eller lagras. Det finns ett stort antal faktorer som gör att kostnaderna kan variera mycket beroende på var anläggningen lokaliseras, exempelvis tillgång till infrastruktur för naturgas, koldioxid m.m.

Det går också att använda biogas i en ångreformeringsprocess och på detta sätt producera förnybar vätgas. Kostnaden för biogasen är väsentligt högre än för naturgas men det kan eventuellt uppvägas av att man slipper kostnaden för utsläppsrätter, beroende på marknadspriset på biogas respektive utsläppsrätter.

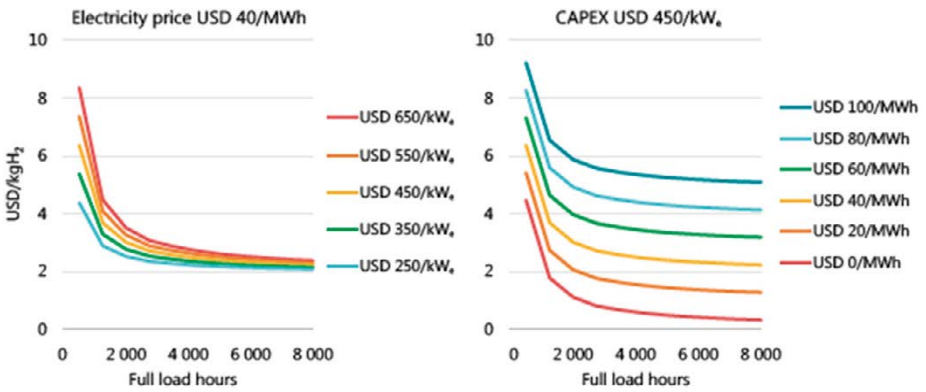
Vattenelektrolys

Kostnaden för att producera vätgas består av två huvudkomponenter: 1) Investeringskostnaden/kapitalkostnaden för själva elektrolysanläggningen inklusive kringsystem för hantering av vatten och producerad gas. 2) Kostnaden för el som förbrukas.

Kapitalkostnader för elektrolysörer

Produktionskostnaden för vätgas beror på flera faktorer, men det viktigaste är elkostnad, kapitalkostnad, verkningsgrad, och antal drifttimmar per år. Elektrolysörstacken – elektrolysörens hjärta – utgör 40–50 procent av kapitalkostnaden för en elektrolysör och av olika typer av kringsystem som kraftelektronik, gashantering, vattenhantering etc. Det finns möjlighet att minska kostnaderna både i själva elektrolysörstacken och genom att kombinera flera stackar i en anläggning vilket ger möjlighet till effektiviseringar och besparingar i de gemensamma kringsystemen (IEA, 2019).

Det finns också potential till kostnadsminskningar då produktionsvolymerna för elektrolysanläggningar blir större och det uppstår skalfördelar i produktionen med mer automatiserad produktion. Det sker även en utveckling beträffande tekniken som sådan genom förbättrade stackmaterial och förlängd livslängd på ingående komponenter. Figur 4 visar beräkningar från IEA hur produktionskostnaden för vätgas beror på några viktiga faktorer.



Figur 4. Uppskattning av framtida vätgasproduktionskostnader beroende på elpris (vänster) och kapitalkostnad (höger), vid olika antal fullasttimmar

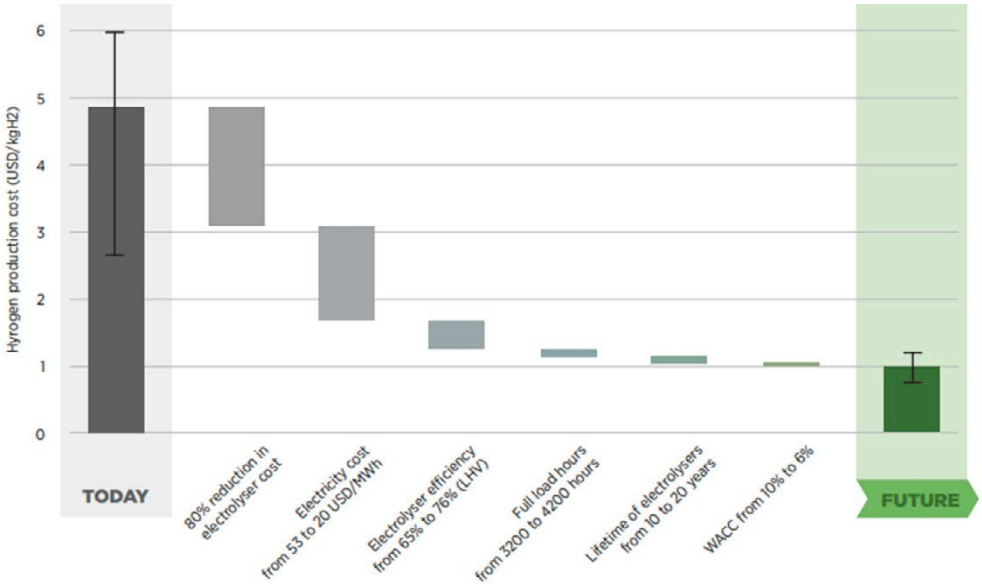
Källa: IEA, 2019

Beräkningarna indikerar att det krävs att elektrolysören används en relativt stor del av tiden (> 3 000 h/år) för att få låga vätgasproduktionskostnader. Det är inte ekonomiskt attraktivt att använda vätgasproduktion för att ta vara på de mycket låga eller negativa elpriser som bara finns ett fåtal timmar per år men att det ändå finns stora möjligheter med att vara flexibel i sin produktion.

IRENA gör bedömningen att produktionskostnaden för vätgas kan reduceras med 80 % fram till 2050. Ungefär hälften av potentialen för att minska produktionskostnaderna är relaterade till investeringskostnaden och den andra halvan till minskade kostnader för el (IRENA, 2020). Figur 5 beskriver potentialen att minska olika kostnadsposter i vätgasproduktion enligt IRENA.

Om man sätter IRENA:s analys i ett svenskt perspektiv så har de svenska elpriserna de senaste åren i snitt varit något lägre än i IRENA:s beräkning (se elpris och eltillgång nedan). Om en elektrolysör används i en industriell tillämpning med ett kontinuerligt behov av vätgas bör antalet fullasttimmar kunna vara betydligt högre än de siffror som IRENA använder.

Det är svårt att bedöma i vilken takt investeringskostnaderna kommer att minska men på lång sikt så tyder allt på att kostnaden för el utgör en allt större del av produktionskostnaden för vätgas, förutsatt att elektrolysören är i drift en stor del av årets timmar.



Figur 5. Potential att minska olika kostnadsposter i vätgasproduktion.
Källa: IRENA, 2020

Elpris och tillgång på el

Elpriset sätts enligt utbud och efterfrågan, och sätts i Sverige i fyra olika elområden. Tillgång och efterfrågan på el i respektive elområde där produktion inom elområdet samt importmöjligheter via möjliga överföringsförbindelser sätter priset i respektive elområde. Elpriset har historiskt varit högst på vintern, då elanvändning för uppvärmning varit drivande, men de senaste åren har elpriset varierat stort över året. Det beror på revisioner inom kärnkraften på sommaren, begränsningar i överföringskapacitet mellan elområden och på prisutvecklingen i våra grannländer och på kontinenten. Nya kopplingar mellan Storbritannien och Norge skapar också en påverkan från den brittiska marknaden.

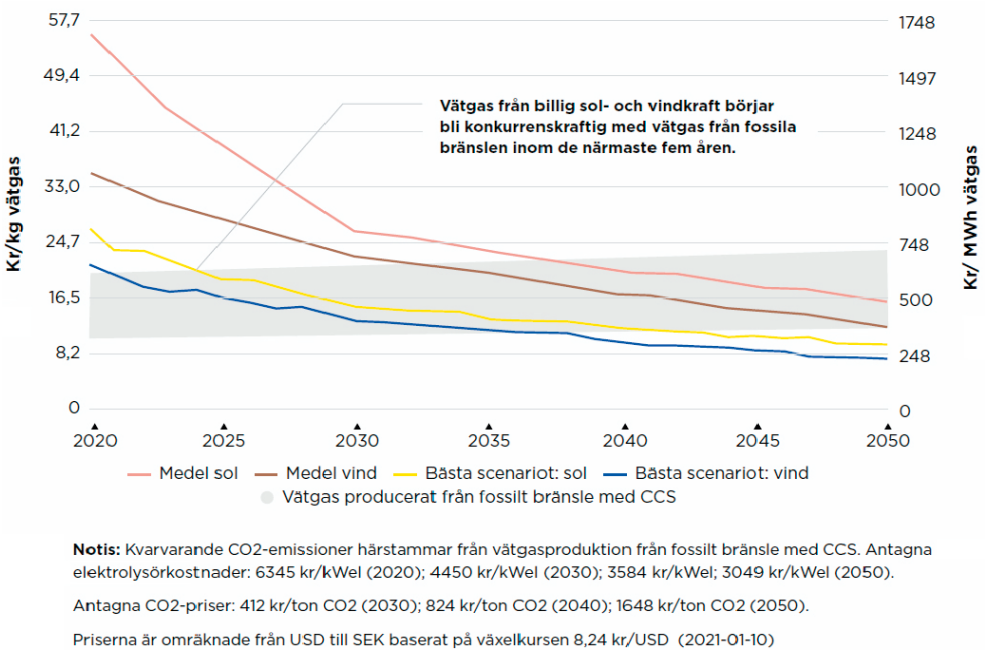
Av Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts långsiktiga scenarier framgår att användningen av el ökar främst inom industri och transport, för att nå uppsatta miljö-mål, men också att produktionen som tillkommer främst väntas från förnybara variabla produktionskällor. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier tillkommer även ny kärnkraft. Produktionskostnaderna för förnybar el går ner, vilket är en drivkraft för ett sänkt elpris, dock drivs elpriserna upp i scenarierna. På ett generellt plan drivs prisutvecklingen av stigande utsläpps- och bränslepriser. Ökad sammankoppling mot kontinenten genom större överföringskapacitet innebär att prisutvecklingen i Norden påverkas mer av utvecklingen av marginalkostnaden i fossileldade kraftverk som finns i grannländerna under de timmar när inte de förnybara källorna producerar. Det finns också många timmar med mycket låga priser när vi har överskott av elproduktion, detta illustreras i ett elektrifieringsscenario för 2050 längre ner.

Prognoser och scenarier för framtida elpriser kan variera stort, och beror på vilka förutsättningar som antas för utbyggnad av elproduktion och användning. Ett nedslag i tre scenariostudier görs i avsnitt 2.1.7.

Ett annat sätt att analysera hur produktion av vätgas påverkas av elpriser är att titta på priser för utbyggnad och produktion av förnybar el. Dessa priser har sjunkit kraftigt de senaste åren och förväntas fortsätta sjunka. Om denna produktionskostnad antas som ett elpris kan en analys av när vätgasproduktion blir konkurrenskraftigt genomföras.

Hur konkurrenskraftiga är de olika produktionsmetoderna och mot fossila alternativ med CCUS? Vad kan förändras till 2030 respektive 2045?

I fossilfritt Sveriges vätgasstrategi finns en jämförelse av produktionskostnader för vätgas-produktion via elektrolys från förnybar vätgas (grön vätgas) och vätgas producerad via ångreformering av naturgas och CCS (blå vätgas), se Figur 6. Figuren är baserad på data från IRENA (International Renewable Energy Agency) och den slutsats som dras är att vätgas från sol-och vindkraft börjar bli konkurrenskraftig med vätgas från fossila bränslen (med CCS) inom de närmaste 5 åren. Utgångspunkten för den analysen är att elkostnaden för elen motsvarar den faktiska produktionskostnaden för elen, vilket föregående stycke visar inte alltid är fallet.



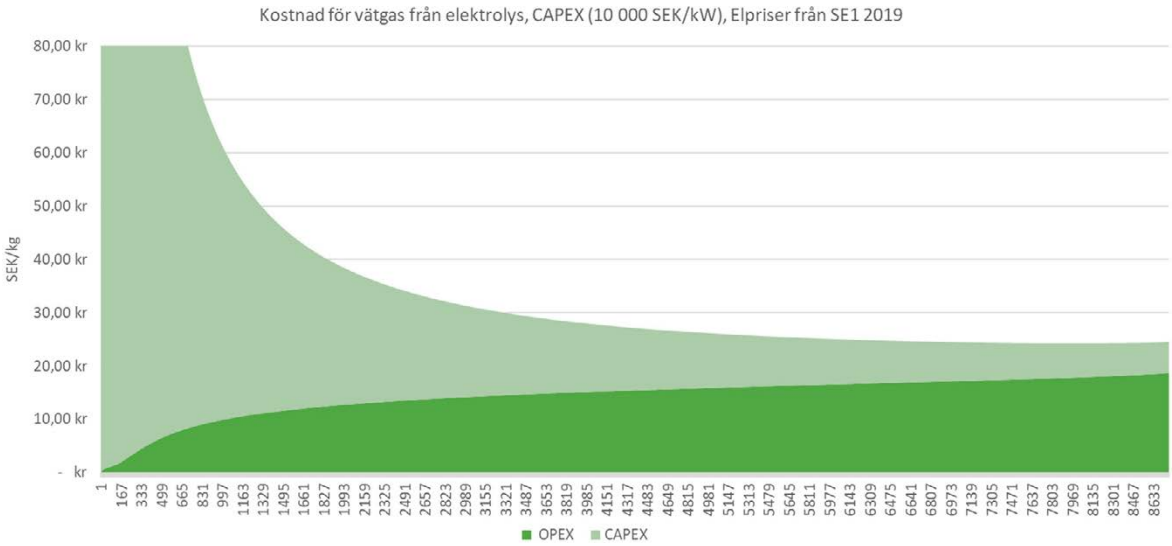
Notis: Kvarvarande CO2-emissioner härstammar från vätgasproduktion från fossilt bränsle med CCS. Antagna elektrolysörkostnader: 6345 kr/kWel (2020); 4450 kr/kWel (2030); 3584 kr/kWel; 3049 kr/kWel (2050).

Antagna CO2-priser: 412 kr/ton CO2 (2030); 824 kr/ton CO2 (2040); 1648 kr/ton CO2 (2050).

Priserna är omräknade från USD till SEK baserat på växelkursen 8,24 kr/USD (2021-01-10)

Figur 6. Kostnader för vätgas producerat från elektrolys med olika antaganden för elpris. (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021)

Fossilfri vätgas från elektrolys kostar enligt EU:s vätgasstrategi ca 2–4 gånger mer än fossilbaserad vätgas. Flera prognoser indikerar dock att priset på grön vätgas kommer att fortsätta falla (IRENA, 2020; ETC, 2021). De underlag som finns tillgängligt tyder på att fossilfri vätgas via elektrolys kommer att kunna konkurrera med grå vätgas men att det är osäkert när den brytpunkten infaller. De största osäkerheterna är prisutvecklingen för utsläppsrätter och el. I Figur 7 har elpriser i SE3 år 2019 använts tillsammans med en avräkning av kapitalkostnaden för elektrolysörer. Om en hög kapacitetsfaktor utnyttjas blir de löpande kostnaderna för el drivande för priset på vätgas. Vid en mycket hög andel lågpristimmar kan prisoptimum för vätgas förflyttas åt vänster på kurvan. X axeln representerar hur många av årets timmar elektrolysörerna producerar, och OPEX bestäms av främst elpris. Skatter och avgifter är inte inkluderade, och priset ska ej ses som en prognos.



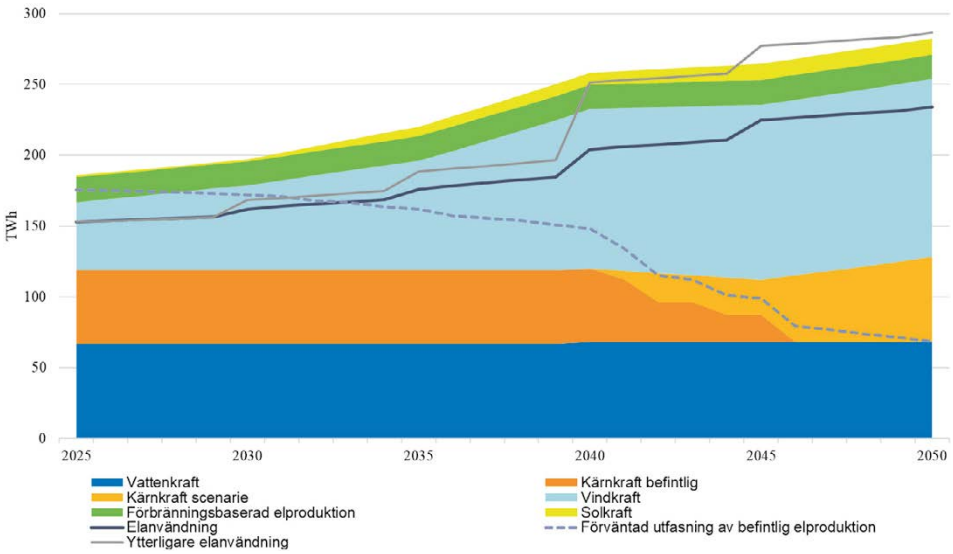
Figur 7 Bedömning av kostnad från förnybar vätgas från elektrolys utifrån hur många timmar på ett år (kapacitetsfaktor) som elektrolysören producerar vätgas. Elpriser från SE1 2019.

2.1.7 Scenariostudier för el- och vätgasproduktion

Det ligger inte inom detta regeringsuppdrag att göra egna scenarier om hur en elmarknad med en ökad mängd vätgasproduktion ser ut. Däremot finns det ett antal andra studier som undersöker hur utökad vätgasproduktion kan påverka elpriserna och elproduktion. I detta avsnitt görs tre nedslag i olika scenariostudier.

Hållbar Elektrifiering – Energimyndigheten

Energimyndighetens senaste scenarioarbete utgår ifrån myndighetens senaste långsiktiga prognosarbete, som inkluderade ett elektrifieringsscenario. I arbetet har effekter av en mer eller mindre aktiv användarsida undersökts, där flexibel vätgasproduktion blir en viktig del. Sammansättningen av elanvändningen i scenariot presenteras i Figur 8. De stora förändringarna i elanvändningen är främst kopplade industrin vilket orsakas av en ökad elförbrukning för vätgasproduktion.



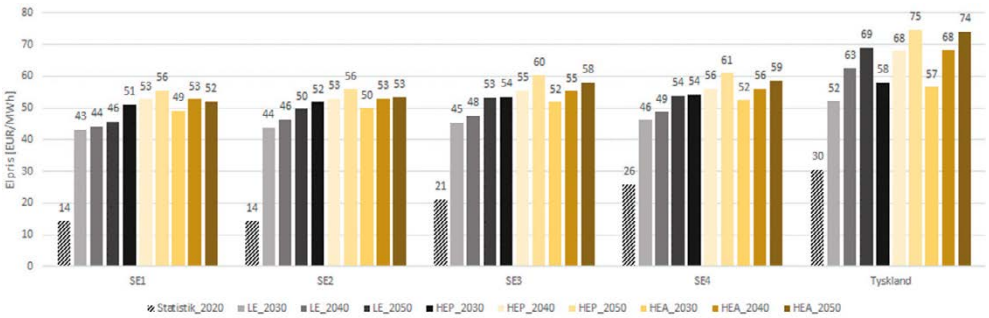
Figur 8. Sammanställning av Elektrifieringsscenariot i arbetet Hållbar elektrifiering.

Tabell 1 visar mer detaljerat förväntad elproduktion i TWh från olika kraftslag för de olika åren i elektrifieringsscenariot.

Tabell 1 Sammansättning av elektrifieringsscenariot med aktiva användare i rapporten hållbar elektrifiering TWh per år.

	2020	2030	2040	2050
Vattenkraft	71,2	67,1	68,1	68,6
Vindkraft land	27,6	62,7	114,84	127,36
Vindkraft hav [1]		0,8	0,7	0,7
Solkraft	0,8	1,2	8,7	11,4
Kärnkraft	47,3	44,8	44,0	53,3
Kraftvärme	11,7	17,0	18,2	18,6
Kondens	1,0	0,0	0,0	0,0
Gasturbiner	0,0	0,0	0,2	0,2
Batterier	0,0	0,0	0,0	0,0
Övrigt	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	159,6	193,7	254,7	280,1
Efterfrågan	134,6	162,3	204,4	234,5

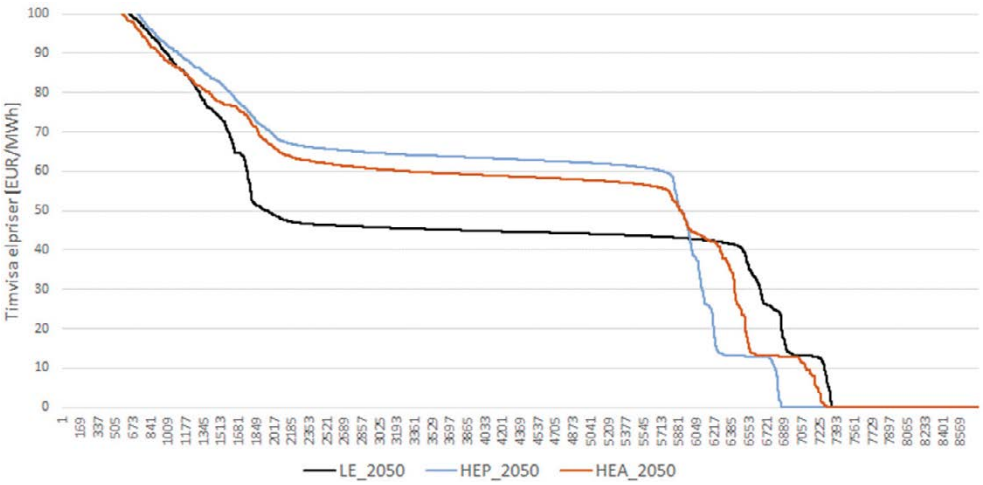
Vätgasproduktion genom elektrolys uppgår i arbetet till 0 GW 2030, 1,5 GW 2040 och ungefär 3 GW till 2050. Detta arbete antar inte att det byggs så mycket vätgasproduktion som Fossilfritt Sveriges planeringsmål. I Figur 9 redovisas faktiska elpriser för 2020 för de svenska elområdena och Tyskland samt simulerade priser från hållbar elektrifiering för år 2030, 2040 samt 2050 i de olika scenarierna för ett normalt väderår. Elpriserna 2020 var både ovanligt låga och uppvisade större prisskillnader mellan elområden än tidigare år.



Figur 9. Elpriser från modelleringsresultat utifrån Energimyndighetens arbete hållbar elektrifiering.

Elpriserna ökar över tid i alla scenarier förutom i SE1 i *Högre elektrifiering med aktiva användare* (HEA_2050) där priset sjunker marginellt 2050 jämfört med 2040. Den här utvecklingen sammanfaller med en ökad utbyggnad av flexibel vätgasproduktion i SE1. På ett generellt plan drivs prisutvecklingen av ökade utsläppsrättspriser och ökade bränslepriser. Ökad uppkoppling mot kontinenten genom större överföringskapacitet innebär att prisutvecklingen i Norden påverkas av utvecklingen av marginalkostnaden i fossileldade kraftverk som finns i grannländerna.

I rapporten Hållbar elektrifiering ser vi även ett marginellt lägre elpris för scenariot med aktiva användare än med passiva användare. Flexibel vätgasproduktion som tillkommer uppgår till 3 GW och uthålligheten för dess flexibilitet[3] är 48 h, årsanvändningen för vätgasproduktion är ungefär 35 TWh (HYBRIT + 15 TWh för produktion av vätgas till elektrobränslen). Figur 10 visar en timvis varaktighetskurva för elpriserna för de olika undersökta scenarierna.



Figur 10. Timvis varaktighetskurva för SE3 år 2050, trunkerad skala upp till 100 EUR/MWh, 2018-års elpriser.

Källa: Simuleringar i TheMA

Svenska kraftnäts Långsiktiga marknadsanalys

I svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys (LMA) så har en fördjupningsdel gjorts kring vätgas och sektorsintegration med elsystemet. Fördjupningsdelen fokuserar på att modellera ett system med en stor integration mellan el och vätgas där analyserna utgår ifrån SvK:s framtidsscenario ”Elektrifiering förnybart”. Detta motsvarar scenario ”EF” i Tabell 2 och Tabell 3 som beskriver en sammansättning av elproduktion och hur stor elanvändning som går till vätgasproduktion år 2035 och 2045.

Tabell 2 Produktionsmix till scenarierna från SvK:s LMA. SF = Småskaligt Förnybart, FM = Färdplaner Mixat, EP = Elektrifiering Planerbart, EF = Elektrifiering Förnybart

Kraftslag, GW	2025	Scenarierna 2035				Scenarierna 2045			
		SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
Vattenkraft	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Kärnkraft	6,9	5,9	5,9	6,9	6,9	0,0	2,6	8,4	0,0
Vindkraft	16,0	17,1	19,3	23,6	28,8	22,6	31,5	33,8	55,3
• Landbaserad	15,6	16,7	17,6	20,1	20,3	21,2	24,3	23,7	26,8
• Havsbaserad	0,4	0,4	1,7	3,5	8,5	1,4	7,3	10,1	28,5
Solkraft	3,3	15,9	7,1	7,9	11,5	29,1	8,9	11,0	19,1
Övrig termiskt	5,0	4,4	4,3	4,8	4,3	4,5	4,2	5,2	4,2
Planerbar, %	59	45	50	47	41	29	36	40	22
Förnybar, %	85	90	89	88	90	100	96	89	100

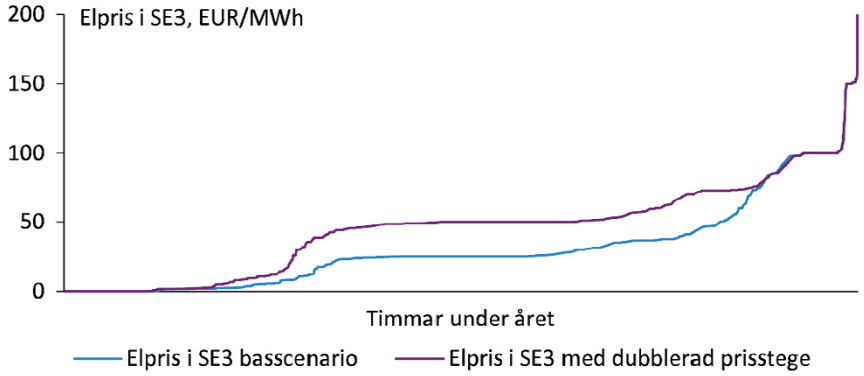
[3] Produktionen förväntas kombineras med vätgaslager, vid höga elpriser använder sig vätgasproducenten av lagrad vätgas. I rapporten väntas lagret räcka 48h.

Tabell 3 Beskrivning av årselbehovet för vätgas, tillgänglig batterikapacitet och flex från elbilar för de olika scenarierna.

		Årselbehov för vätgas, TWh		Batterikapacitet, GWh		Andel flex laddning elbilar, %	
Land	**Scenario**	**2035**	**2045**	**2035**	**2045**	**2035**	**2045**
Sverige	SF	5	11	5	12	15	50
	FM	8	16	1	2	15	30
	EP	24	64	1	3	15	40
	EF	34	84	1	2	15	40
Övriga Norden	SF	0	0	8	20	15	50
	FM	0	0	2	4	15	30
	EP	7	14	2	4	15	30
	EF	30	40	2	5	15	40
Övriga Europa	SF	302	512	123	272	15	30
	FM	0	0	65	156	15	30
	EP	90	156	55	115	15	30
	EF	302	512	55	269	15	30

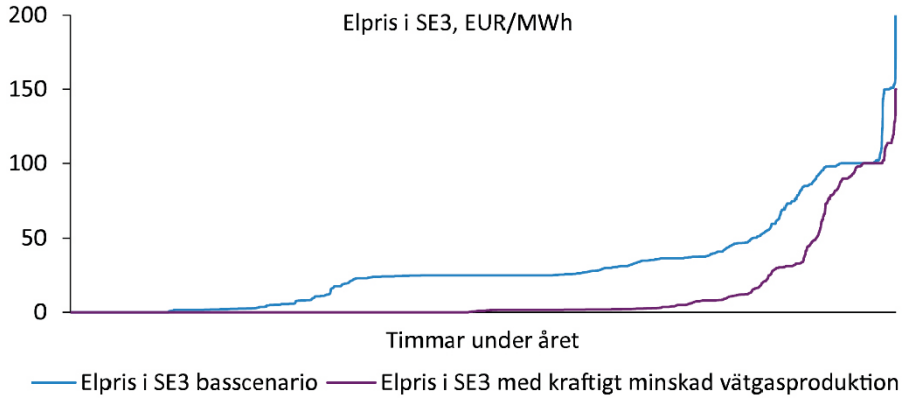
Scenariot ”Elektrifiering Förnybart” innebär en mycket kraftig ökning av elanvändningen där förnybar produktion byggs i stor utsträckning medan termisk produktion minskar. Centralt i detta scenario är sektorsintegration kombinerat med framväxten av en vätgasekonomi där vätgasen har en betydande roll i omställningen till ett fossilfritt samhälle och även bidrar som en källa till flexibilitet. Antaganden för förnybar vätgas och förnybar elproduktion är i nivå med EU:s strategi för vätgas, och möter Fossilfritt Sveriges uppsatta planeringsmål. Vätgasproduktionen antas ske främst då elpriserna är 25 EUR/MWh eller lägre. Denna avtar sedan exponentiellt vid stigande elpriser för att helt upphöra vid 50 EUR/MWh då andra sätt än elektrolys för att producera vätgas, utnyttjande av lager eller import antas. Det traditionella dygnsmönstret med högre elpriser på dagen och lägre på natten uppstår inte i detta scenario utan istället kan dessa vara relativt oförändrade över ett dygn under vissa perioder för att ibland variera väldigt mycket. Faktorer som påverkar detta är vindkraftsproduktion och icke priskänslig elanvändning (Svenska kraftnät, 2021).

Basscenariot ”Elektrifiering förnybart” jämförs sedan med ett scenario med en dubblerad prisstege för vätgasproduktion. Det innebär alltså att vätgasproduktion sker upp till 50 EUR/MWh för att sedan avta och upphöra vid 100 EUR/MWh. Från resultaten framkommer att de genomsnittliga elpriserna blir nästan 50 % högre till följd av att efterfrågan på el blir större vid högre elpriser och den totala elanvändningen i Sverige ökar med 4 TWh i jämförelse med basscenariot. Detta leder till minskad export av el och ökad vattenkraftsproduktion och eftersom elanvändningen för vätgasproduktion blir mindre priskänslig så förstärks det förändrade dygnsmönstret ytterligare. Figur 11 visar varaktighetskurvor för elpriset det simulerade året för basscenariot och för scenariot med dubblerad prisstege. Från detta framkommer också hur stor påverkan elanvändningen för vätgasproduktion har på elpriset under en stor del av året då det sätts efter antaget pris för vätgasproduktionen (Svenska kraftnät, 2021).



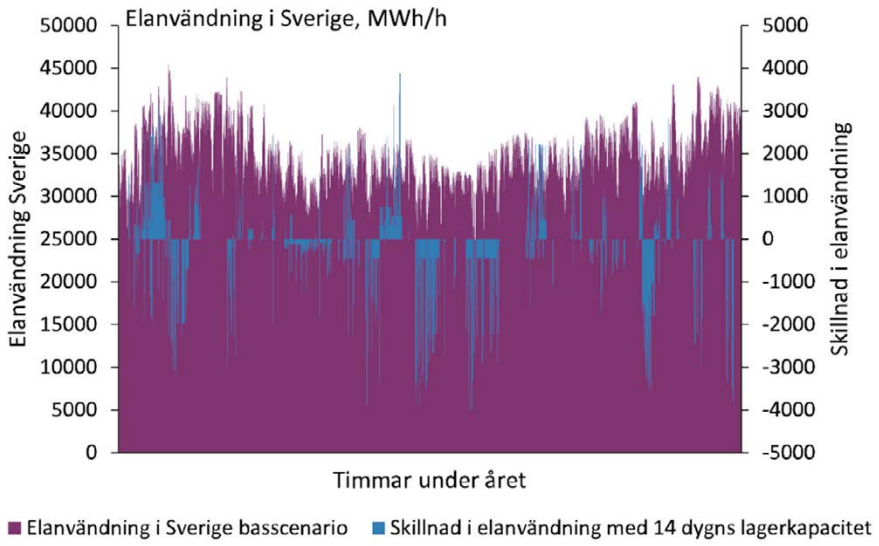
Figur 11. Basscenario och dubblerad prisstege. (Svenska kraftnät, 2021)

Analysen studerar också hur resultaten påverkas om ingen vätgasproduktion antas. I detta scenario så bibehålls produktionen för järn- och stålindustrin på samma nivå som i basscenariot men all annan produktion exkluderas, vilket motsvarar cirka 30 TWh el per år i Sverige. Resultaten från detta visar att med det minskade elbehovet från vätgasproduktion så minskar elpriserna kraftigt vilket i sin tur leder till en minskad utbyggnad av storskalig vind- och solkraft. Detta scenario ska inte betraktas som realistiskt i framtiden utan simuleras just för att visa hur en storskalig utbyggnad av vätgasproduktion genom elektrolys möjliggör en storskalig utbyggnad av vind- och solkraft. Detta beror på att vätgasproduktion efterfrågar el vid överskott vilket ökar lönsamheten. Utan vätgasproduktionen så hamnar elpriserna i det här scenariot på under 3 EUR/MWh drygt 70 % av tiden vilket är för lågt för att det ska vara lönsamt att bygga ut elproduktionen som i basscenariot (Svenska kraftnät, 2021). Figur 12 illustrerar elpriserna.



Figur 12. Elpris i SE3 basscenario + ingen vätgasproduktion. (Svenska kraftnät, 2021)

Slutligen så studeras simuleringsresultaten för om lagerkapaciteten för järn- och stålindustrin höjs till 14 dagar istället för 7 dagar, som antagits i basscenariot ”Elektrifiering förnybart”, vilket ökar flexibilitetsförmågan. Den ökade lagerkapaciteten medför att elanvändningen blir lägre vid högre elpriser och vice versa vilket medför att de genomsnittliga elpriserna i de svenska elområdena minskar något jämfört med basscenariot. Figur 13 visar skillnaden i den timvisa elanvändningen mellan basscenariot Elektrifiering förnybart och scenariot med 14 dygns lager (Svenska kraftnät, 2021).



Figur 13. En jämförelse av elanvändning mellan scenarier. (Svenska kraftnät, 2021)

Från Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys så framkommer det att framtida vätgasproduktion har en betydande roll när det gäller påverkan på elpris och utbyggnad av förnybar variabel elproduktion, vind- och solkraft. Eftersom elpriserna är den drivande kostnaden för vätgasproduktion så är elprisnivåerna avgörande för utbyggandet av elektrolysöranläggningar för vätgasproduktion. Däremot förväntas vätgasproducenter bli en så stor elanvändare att elpriset till viss del styrs av dessa och håller sig på den nivå som anses acceptabel för att producera vätgas en stor del av året, som Figur 11 visade.

Det betyder att om den högsta acceptabla elprisnivån för vätgasproducenter ökar, till följd av till exempel minskade elektrolysörkostnader eller mer effektiv produktion, så ökar också elpriset. Det framkommer också att vätgasproduktion kan vara en möjliggörare till utbyggnad av storskalig vind- och solkraft då det skapar lönsamhet. Slutligen har lagerkapaciteten betydelse för elpriserna då en ökad lagerkapacitet ger en större flexibilitet och kan därmed sänka elpriserna.

Guidehouse och Energiforsk:s studie om rollen för gas och gasinfrastruktur i Sverige 2020–2045

På uppdrag av Energiforsk har Guidehouse i studien ”The role of gas and gas infrastructure in Swedish decarbonization pathways 2020–2045” undersökt gas och gasinfrastrukturens roll i ett klimatneutralt svenskt energisystem (Lara, 2021). I studien så har de använt sig av två huvudscenarion som grund för analysen. Det centrala scenariot är ”Major Role for Gas” med en hög efterfrågan på förnybar och koldioxidsnål gas. Det andra scenariot är ”Limited Role for Gas” med en betydligt lägre efterfrågan på förnybar och koldioxidsnål gas. I båda fallen så ökar efterfrågan på el kraftigt, från ca 130 TWh till mellan 241 TWh (Limited Role for Gas) och 253 TWh (Major Role for Gas) år 2045. Den ökade efterfrågan är till stor del en följd av ökad vätgasproduktion och största delen av ny kapacitet kommer från vindkraft. Detta illustreras i Figur 14.

Figur 14. Beskrivning av ”Major role for gas” och ”Limited role for gas”-scenarierna. (Lara, 2021)

Till följd av den ökade efterfrågan förväntas elnäten behöva byggas ut väsentligt, framförallt mellan SE2 och Danmark för att transportera el till efterfrågekluster i SE3 och SE4. Ju mer integrerade el- och vätgassystemen blir, desto mer kommer det traditionella flödet av vattenkraftsel från SE1 och SE2 till SE3 att förändras. Med en låg efterfrågan på el, ingen vätgasproduktion men en hög elproduktion i SE2 så kommer det finnas ett överskott på el i detta område. I SE3 förväntas en hög efterfrågan på el och vätgas och i SE1 förväntas en hög efterfrågan på vätgas. Det betyder att SE2 kommer att fortsätta överföra el till SE3 men också använda el till att producera vätgas för att tillgodose behovet i SE1 och SE3. På detta sätt kan vätgasinfrastruktur bli ett komplement till elnätet. Alla känslighetsanalyser och scenarier i studien visar att 40–70 procent av elektrolyskapaciteten byggs i SE2 vilket är ett resultat av att utbyggnaden av el-och vätgasnäten kan komplettera varandra. Genom att lokalisera dem i SE2 kan elektrolysörerna både utnyttja billig el och avlasta flaskhalsar i elnätet. (Lara, 2021)

Denna studie drar alltså slutsatsen att en stor del av vätgasen kommer produceras där det finns tillgång till el (SE2) för att sedan transporteras dit där den ska utnyttjas eller lagras.

2.1.8 Slutsatser och resonemang inkl. potential

Mycket talar för att vätgasanvändningen i industrin kommer att stå för den största delen av efterfrågan på vätgas i Sverige, även om det troligen kommer att finnas viss efterfrågan till transporter och andra tillämpningar. I kapitel 2.4.3 finns en sammanställning av kända vätgasinitiativ inom industrin och en uppskattning av behovet av vätgas för dessa initiativ baserad huvudsakligen på data från Fossilfritt Sveriges kartläggning i deras vätgasstrategi (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021). Kartläggningen tyder på att det kan finnas ett elbehov i storleksordningen 20 TWh till vätgasproduktion 2030 och att behovet kan öka till omkring 80 TWh 2045.

Möjligheten att möta den efterfrågan som Fossilfritt Sverige antar i sin rapport beror till stor del på hur utbyggnaden av fossilfri elproduktion ser ut. I Energimyndighetens rapport Hållbar elektrifiering uppgår vätgasproduktionen till 35 TWh per år, främst i SE1 och SE3. Elpriserna i SE3 befinner sig på en platå mellan 60 och 70 öre/kWh. I ett sådant investeringsklimat kan det vara svårt att få igenom större investeringar i vätgasproduktion på grund av höga elpriskostnader. I detta arbete har dock en uthållighet på 48h antagits för vätgasproduktionens flexibilitet, om vätgasproducenterna kunnat minska sin efterfrågan på högpristimmar och öka sin användning på lågpristimmar skulle antagligen prisskillnaderna jämnas ut, och detta även stimulera fler investeringar i förnybar elproduktion vilket kan sänka elpriset ytterligare. Denna växelverkan mellan vätgasproduktion och utbyggnad av elproduktion kommer att påverka elpriset.

Effekten kan urskiljas i Svenska Kraftnäts långsiktiga marknadsanalys, där uthålligheten för vätgasproduktionens flexibilitet är 1 vecka. I Figur 12 gick det att urskilja hur vätgasproduktionen påverkar elpriset. I basscenariot slutar vätgasproduktionen producera vätgas vid 25 öre/kWh, och platån för hur elpriset utvecklats ligger runt 25 öre, men med extrempriser på båda sidor när det är liten, respektive stor produktion från förnybara kraftkällor. Om vätgasen skulle fortsätta producera tills elpriserna var 50 öre/kWh dras elpriserna upp och platån befinner sig runt 50 öre/kWh, årsförbrukningen av el ökar med 4 TWh i det här scenariot jämfört med basscenariot (efterfrågan ökar, och elpriset därmed också).

Om vätgasproduktionen tas bort från scenariot får vi nollpriser under en stor del av året. En situation som inte skulle uppstå naturligt, då det inte skulle finnas incitament att investera i förnybar elproduktion vid så låga elpriser.

Det finns alltså naturliga marknadsincitament för att förnybar el och vätgas ska byggas ut tillsammans. Men det finns flera utmaningar med att utbyggnaden av både elproduktionen och elen ska kunna genomföras. Häribland inkluderas lokal-, regional- och transmissionsnätens kapacitet att ansluta produktions- och konsumtionsanläggningar. Utbyggnaden av distributionen och produktionen hänger också på att det finns acceptans för denna utbyggnad. Detta är mycket komplexa frågor som behöver hanteras med respekt mot alla parter, och erfarenheter samt forskning kring lokal acceptans för förnybar elproduktion behöver tas i beaktande.

Hur kan då potentialen för vätgasproduktion i Sverige bedömas?

Vi har sett i underlag från scenariostudier att elpriser och vätgasproduktion kan samverka och det kan finnas scenarier med högt elpris och relativt låg vätgasproduktion, och andra scenarier där elpriset är konkurrenskraftigt samtidigt som det är storskalig produktion av gas.

I dagsläget är det industrin som väntas driva användningen av fossilfri vätgas framöver, främst för att nå de svenska klimatmålen. Att täcka detta behov kommer bli nödvändigt om klimatmålen ska nås. För att föra resonemang om potential kan vi måla upp tre framtida scenarion.

- Det finns inte förutsättningar att bygga ut tillräcklig elproduktion och vätgasproduktion i Sverige, och vätgas måste importeras för att industrin ska kunna ställa om till fossilfrihet.
- Industrin har möjlighet att möta sitt eget vätgasbehov, fossilfri elproduktion som motsvarar det ökade behovet har kunnat byggas ut, och elpriserna är konkurrenskraftiga, men övriga miljömål och acceptans hindrar ytterligare utbyggnad.

- Fossilfri elproduktion fortsätter att byggas ut, och elpriserna hålls så låga att vätgas kan produceras till ett pris som är konkurrenskraftigt på en europeisk marknad.

Möjligheten att nå dessa olika scenarion kommer bero på vilka möjligheter vätgas och dess derivat har att produceras till ett konkurrenskraftigt pris, samt hur dyra fossila bränslen blir i jämförelse för att fossilfria alternativ ska kunna ta marknadsandelar.

Vätgas som energibärare är i sin natur sektoröverskridande och erbjuder ett komplement till direkt elektrifiering inom många sektorer, vilket skapar flexibilitet.

Produktion av fossilfri vätgas ligger i fas med EU:s klimatmål som ett av stegen mot fossilfrihet. För att kostnaderna för produktion av fossilfri vätgas ska minska behövs en storskalig produktion, stimulering av efterfrågan, skapande av nya marknadsområden och ytterligare teknisk utveckling. Synergier mellan olika sektorers utbyggnad kommer sannolikt att ytterligare påverka kostnaden positivt. Dock krävs en bred sammanslutning mellan aktörer från hela värdekedjan för att möjliggöra detta.

Det kommer sannolikt att finnas en global efterfrågan på fossilfri vätgas där globala import- och exportrutter redan börjat definieras. Även om vi fortfarande befinner oss i ett tidigt skede så finns potentialen att på sikt vara självförsörjande av fossilfri vätgas. Dock kvarstår fortfarande en rad utmaningar (såsom marknad, styrmedel, tillstånds-processer, utbyggnad av elproduktion etc.) och även balanseringen mellan produktion och användning (”hönan och ägget”-problematik) där olika sektorer står inför olika utmaningar.

2.2 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad lagring

I detta avsnitt analyseras och kvantifieras potentialen för ökad lagring av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i olika sektorer på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

2.2.1 Förutsättningar för lagring

Vätgaslagring är en viktig del i vätgasekonomin. I kombination med transport och distribution spelar lagring en viktig funktion i hantering av utbudet och efterfrågan inom användarsektorer, men processen är komplex och utmanande. Utmaningarna och komplexiteten beror på flera faktorer som kräver energikrävande processer plus avancerade tekniker och material vilket tillsammans driver kostnaderna för lagringen. De främsta faktorer som orsakar komplexiteten är vätgasens mycket låga volyms-densitet (ca 0.082 kg/Nm3 vid atmosfärstryck och rumstemperatur) vilket resulterar i extremt stora lagringskärl om den lagras under normala förhållanden[4], låg antändnings-energi, vilket innebär att den antänds lätt (lättare än bensin och naturgas), samt inter-aktion med flera typer av lagringskärlmaterial som resulterar i materialförsprödning.

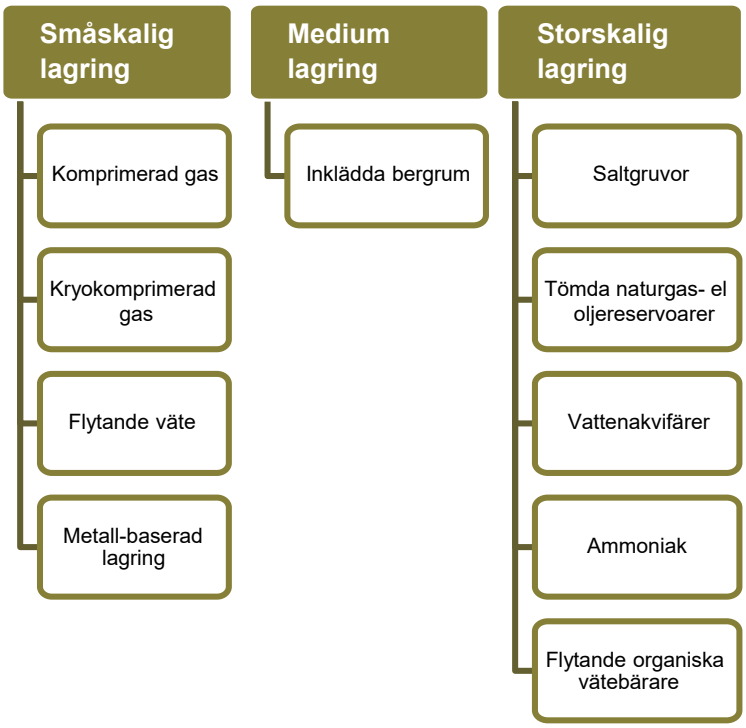
Vätgas kan lagras i olika fysikaliska tillstånd (gas, vätska, fast) som ren vätgas eller flytande väte, men också som bunden till andra ämnen med svaga krafter (adsorption i en struktur) och starka krafter (kemiska bindningar). Vätgaslagring kategoriseras på olika sätt, bland annat baserat på lagringstid (kortsiktig och långsiktig lagring), lagrings-kvantitet (småskalig och storskalig lagring), lagring ovan eller under jorden, samt användningsområden.

[4] Energiinnehållet per volym för vätgas i dessa förhållanden är lågt jämfört med fossila, men vätgas per vikt har mycket högt energiinnehåll.

Användningsområden består av:

A. Vätgaslagring i stationära applikationer
   I. i anslutning till vätgasanvändning
   II. i anslutning till vätgasproduktion
   III. i anslutning till kraftproduktion
B. Vätgaslagring i mobila applikationer
   I. Vätgaslagring i bränslecellsfordon
   II. Vätgastransport och distribution

Figur 15 visar en sammanställning över de olika vätgaslagringsteknikerna.



Figur 15. Olika lagringstekniker för vätgas.

Småskalig lagring

Komprimerad gas

I detta fall komprimeras vätgasen och lagras i högtryckskärl av varierande storlekar. I nästan alla mobila applikationer som är kommersiellt tillgängliga och de som kommer att introduceras på marknaden under den närmaste tiden sker vätgaslagringen i högtycks-behållarsystem med en trycknivå på upp till 700 bar. Högtryckslagringskärlen för vätgas som finns på marknaden eller är under utveckling har i princip samma huvud-komponenter (en ventil, ett tankskal tillverkat av olika material för att motstå högt tryck, och gastätningsskick för att undvika läckage). Högtryckskärl för gaslagring brukar vara cylindriska eller sfäriska eftersom dessa formar är mest lämpade för att hantera de krafter som uppstår på grund av höga spänningar inuti tankskalet på ett effektivt sätt.

Högtrycksbehållare för vätelagring är typiskt uppdelade i fyra olika typer (Ramin Moradi, Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis, 2019).

Typ I vätgastank är den mest konventionella, billigaste men också tyngsta typen (cirka 1 360 kg/m^3). De är normalt tillverkade av aluminium eller stål och kan innehålla tryck upp till 500 bar.

Typ II tank är gjord av stål i kombination med kolfiberförstärkt plast lindad runt cylindern. Denna designmetod gör lagringstanken ca 30–40 % lättare jämfört med typ I och tål högre tryck och därmed högre energitäthet än typ I tank. Tillverkning av typ II kärl kostar cirka 50 % mer än typ I.

Typ III tank är en cylinder gjord av starka material som kolfiberförstärkt polymer eller glasfiberförstärkt polymer. Inuti lagringstanken finns ett tunt foder av stål och/eller aluminium för att garantera gastätheten. Typ III tryckkärl klarar arbetstryck upp till 450 bar och har en vikt på ca 340 kg/m^3, vilket är ungefär hälften av typ II men deras kostnad är dubbelt så mycket som kostnaden för typ II.

Typ IV tank är helt komposit (vanligtvis högdensitetspolyeten). Den liknar tankar av typ III, men fodret inuti tanken är gjort av polymer och tankskalet är tillverkat av kolfiberförstärktpolymer. Typ IV tankar är lättare än andra tanktyper och tål tryck på 700–1 000 bar. Det används således i moderna fordon. Priset för den typen är fortfarande mycket högt relativt priset för de andra typer.

Kryokomprimerad vätgaslagring

Vätgas i denna metod både komprimeras under högt tryck (350–700 bar) och kyls ner till något högre än kondenseringstemperatur. Kryokomprimerad lagring ger hög lagringstäthet (80 kg/m^3, vilket är cirka 10 kg/m^3 högre kapacitet jämfört med kryogenlagring). Metoden är snabb och ger effektiv tankning, men för användning i stor utsträckning behövs mer forsknings- och utvecklingsarbete. Utmaningarna med denna teknik är liknande de för kryogenlagring när det gäller energibehov för vätgaskylning och designen av lagringssystemet för förvaring under extrem isolering, men i kryogenlagring tillkommer ytterligare krav på designen av förvaringskärlen för att klara påfrestningarna från de höga arbetstrycken som tillämpas i den metoden (Ramin Moradi, Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis, 2019)

Lagring av väte i flytande form

Ett annat alternativ till vätelagring är att kondensera den till flytande form genom kylning till –253 grader Celsius. På det sättet höjs energitätheten till 71 kg/m^3, vilket är nästan dubbelt så mycket som densiteten för vätgas vid ett tryck på 700 bar i rumstemperatur. Den stora nedkylningen förbrukar dock ca en tredjedel av energiinnehållet i väte (Jesus Ochoa Robles, 2021) och det krävs dessutom en välisolerad tank för att eliminera den annars mycket snabba förångningen av vätet. En liten mängd väte förångas trots isoleringen så systemet utrustas med andra komponenter såsom ventiler, värmeväxlare, säkerhetsfunktioner och mätinstrument för att hantera förångat väte på ett säkert och effektivt sätt.

Nackdelarna i form av högt energibehov för kondenseringsprocessen och systemkomplexiteten begränsar tillämpningen av denna lagringsmetod förutom i de fall där systemkostnaden är av lägre prioritet (Ramin Moradi, Hydrogen storage and delivery:

Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis, 2019). Fördelen med metoden är den höga lagringskapaciteten (upp till 5 000 kg i en enskild tank). Metoden tillämpas ofta för långväga transport av väte via lastbil eller lastfartyg (Abdin, 2020).

Metallbaserad lagring

Metallbaserad lagring omfattar de metoder där vätgas lagras i ett värdmaterial genom fysiska eller kemiska interaktioner genom ”sorption” (samlat namn för adsorption och absorption) som sker under lägre tryck och med högre densitet jämfört med komprimerad gas och flytande väte (Yanxing et al. 2019). Egenskaper för ideala material för vätgaslagring är hög vikt- och volymdensitet, god reversibilitet och inte alltför svåruppnåeligt tryck och temperatur vid reaktionsjämvikt. Inget av de olika ämnen och legeringar som anses vara möjliga material för vätgaslagring uppfyller alla dessa villkor (Gangu et al. 2019; Zhang et al. 2016).

Vätgaslagring i adsorptionsbaserade metoder sker när vätgasmolekyler fäster reversibelt på värdmaterialet genom svaga bindningar (Zainul Abdin, 2020) och frigörs från materialet genom termisk aktivering eller genom annan lämplig process. Även om dessa reaktioner har snabb kinetik vid normalt tryck och temperatur är lagringskapaciteten låg, Hittills har adsorptionsmaterialen inte kunnat uppnå mer än 1 viktprocent vätgas vid normalt tryck (Zhao Yanxing, 2019). För högre lagringskapacitet sänks temperaturen för adsorptionen kraftigt, vilket komplicerar processen.

Olika organiska material med varierande nanostrukturer har uppmärksammats baserat på deras låga vikt, stora fästyta och sin kemiska stabilitet. Också metallorganiska ramverk med hög porositet anses intressanta material för adsorptionsbaserad lagring av väte (Abdin, 2020).

I absorptionsbaserad vätgaslagring i atomär form i material såsom organiska föreningar, metaller eller legeringar (Ramin Moradi, Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis, 2019). Väteatomerna binds genom reversibla kemiska reaktioner till lagringsmaterialen och bildar olika typer av hydrider såsom joniska eller saltlösnings hydrider med alkalimetaller och jordalkalimetaller och metallhydrider med övergångsmetaller. Några av de för närvarande mest lovande materialen för metallhydrider är natriumalanat (NaAlH4) och litiumborhydrid – magnesiumhydrid (LiBH4-MgH2). Dessa material har teoretiskt hög vätelagringskapacitet motsvarande 19 viktsprocent, men uppmät lagringskapacitet på labb har varit kring 10 viktsprocent.

Bildning av metallhydrider (vätelagring) genererar värme, medan vätgasdesorptionen (urladdningen) är energikrävande. Detta innebär att metallhydrid-laddningstanken måste kylas under laddning och värmas upp under urladdningen. I mobila applikationer används värmen från bränslecellssystemet för att värma laddningstanken, men för system med PEM-bränslecell som arbetar vid temperaturer runt 100 ° C eller lägre behövs en ytterligare uppvärmningsanordning till exempel en del av den elektricitet som produceras av bränslecellen; detta sänker den totala lagringseffektiviteten.

Metallhydridslagringstankar kännetecknas av en relativt hög volymenergitäthet och en mycket kompakt konstruktion. Beroende på vilket material som används så kan vätgaslagring i dessa system fungera vid omgivande tryck och temperatur. Nackdelar med denna typ av lagringsmaterial är den låga gravimetriska energitätheten, vilket leder till en mycket tung lagringstank och en relativt långsam tankpåfyllningen.

Metallhydrider används för vätgaslagring i några applikationer till exempel i ubåtar, där en bränslecell är integrerad i framdrivningssystemet. För att frigöra vätgas från lagring värms det upp med kylvätskan i bränslecellssystemet. Den höga volymetriska energitätheten i de lagringssystemen är fördelaktig, eftersom utrymme i ubåtar är begränsat. Metallhydridstankar finns också kommersiellt tillgängliga i en del skotrar.

För övrigt är de allra flesta materialbaserade vätelagringsalternativen under utvecklingsfasen. Några av dem finns i demonstrationsfaser eller i små pilotapplikationer, medan andra är i tidig labbskala.

2.2.2 Storskalig och långsiktig lagring – lagring under jord

Det finns många fördelar med att lagra vätgas under jord. Temperaturen är jämnare, trycket är högre än ovan jord och ett eventuellt gasläckage kan upptäckas lättare i och med att gasen måste passera omgivande bergmassa innan det når luften. För att vätgas ska kunna lagras under jord måste utrymmet den lagras i vara tätt så att inget läckage kan ske och formationen i fråga måste tätas.

Saltgruvor är den mest ideala formationen att använda för vätgaslagring under jord. Salt har en naturlig förmåga att sluta tätt mot läckage och reagerar inte heller med vätgasen. En saltgrotta skapas genom så kallad ”solution mining” där saltet löses upp i exempelvis vatten som sprutas in, och sedan töms det saltmättade vattnet ut igen och lämnar en formation.

Saltgruvor har använts för vätgaslagring i Storbritannien sedan 1970-talet och i USA sedan 1980-talet. I saltgruvor finns låg risk för kontamination och innebär en kostnad på mindre än 0,6 USD/kg vätgas. I USA finns världens största vätgaslager system, som kan lagra i 10–20 kton vätgas i 30 dagar. Storbritannien har tre saltgruvor som kan lagra 1 kton vätgas. Tyskland planerar (2023) för ett demoprojekt som ska kunna lagra 3 kton vätgas.

Tömda naturgas- eller oljereservoarer kan också användas. Dessa håligheter är oftast större än saltgruvor men mer permeabla och har större risk för kontaminering som sedan måste tas bort innan användning i bränsleceller.

Lagring i vattenakvifärer är den minst mogna av teknikerna och bevisen för dess lämplighet är inte entydiga men har använts för stadsgas. Reaktioner med mikroorganismer, vätskor och berggrund kan leda till förluster av vätgas. Kostnader och möjligheter för lagring i reservoarer och akvifärer måste undersökas vidare (IEA, 2019).

Ammoniak: Ammoniak ses som ett potentiellt medium för vätgaslagring, då den innehåller väte som en av dess huvudkomponenter (17,8 viktprocent). Ammoniak är lätt att komprimera till vätska vid rumstemperatur. Det innehåller inte kol och har redan en egen etablerad roll som bränsle. Vidare finns en rad säkerhetsfördelar vid hantering av ammoniak jämfört med vätgas. Ammoniak ses ofta som ett relativt billigt alternativ till andra bränslen. Då flytande ammoniak jämförs med flytande väte kan slutsatsen dras att ammoniak kan lagra väte i upp till 1.7 ggr större volym än flytande väte (121 kg_{H2}/m^3 jämfört med 70,8 kg_{H2}/m^3 för flytande väte). Dock har flytande ammoniak en högre densitet vilket leder till tyngre transporter. Dessutom kräver omvandlingsstegen (vätgas till ammoniak till vätgas) energi (Lamb K., 2019).

Flytande organiska vätebärare: Flytande organiska vätebärare, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) är ett lovande alternativ för vätgaslagring. I LOHC-lagringssystem lagras väte genom kemisk bindning med bärarmolekyler (organiska cykliska komponenter) i en katalytisk process som kallas hydrogenering och det frigörs genom en annan katalytisk process som kallas dehydrering. Under både Hydrogenering (vätelagring) och dehydrogenering (vätefrigöring) stannar kolatomer kvar i bärarmolekylen vilket gör metoden attraktiv. Bärarmaterialen är inte giftiga eller frätande och förbrukas inte och kan därför användas upprepade gånger. Däremot, är vätelagringskapaciteten i dessa material ganska låg (ca 7,2 w%).

En del elektrobränslen, exempelvis metanol kan ses som en kandidat för vätgaslagring. Metanol har en hög energidensitet men innehåller en lägre volym väte jämfört med ammoniak och frigör CO_2 vid användning. Metanol har även nackdelen att spår av kolmonoxid stannar i vätgasen vilket är ett problem om applikationen kräver ren vätgas (t.ex. bränsleceller) (Aziz M., 2020).

2.2.3 Lagring på medellångsikt

Inklädda bergrum (LRC:Lined rock cavern) är metallinkapslade bergrum. Det kan röra sig om ett nyskapat bergrum eller nedlagda gruvor och gamla gas- och oljefält. För att förhindra läckage av gasen används stål som det innersta lagret mot gasen, och sedan ett glidskikt för att skydda mot friktion mellan stållagret och ett ytterligare lager av betong innan det yttersta lagret som är själva bergmassan. Denna teknik finns idag tillgänglig för lagring av naturgas och andra kolvätebaserade gaser (Blomstrand 2019).

Lagret mellan gasen och bergmassan måste vara duktilt nog att inte spricka upp vid de tryckskillnader som kan uppstå i gasen vid olika lägen i påfyllnad/uttömningscykeln. Stål riskerar också, vid närvaro av vätgas, att bli mer sprött, ett fenomen som kallas vätgasförsprödning. Väteatomerna diffunderar in i stålet och stör dislokationsrörligheten, vilket gör materialet mindre duktilt och skulle kunna vara en risk för hela strukturen (Kirchheim, 2014). Till sist, för att sluta bergrummet, kan ett “lock” av bergmassa läggas över öppningen till bergrummet. Detta “lock” behöver kunna stå emot trycket från vätgasen, för att förhindra läckage. Massan och formen av locket behöver alltså dimensioneras för detta. Någon typ av säkerhetssystem för att upptäcka läckage av vätgas bör också finnas i konstruktionen, både vid produktion i elektrolysören och vid lagring av vätgas (Blomstrand 2019).

2.2.4 Lagringsmöjligheter i Sverige

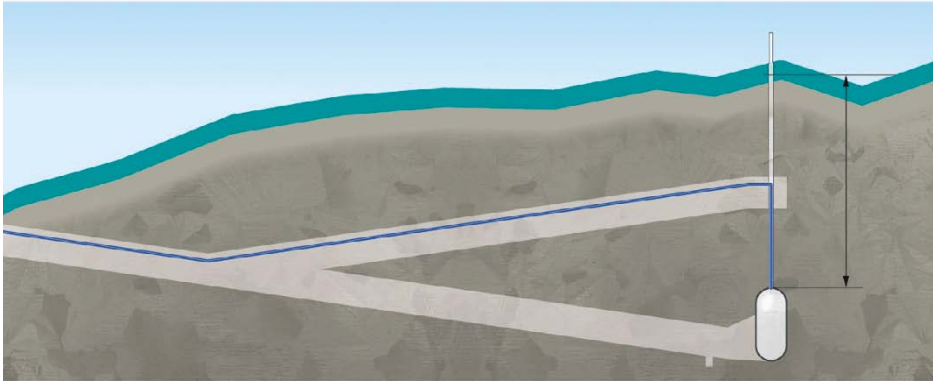
För svenska geologiska förhållanden, primärt kristallint berg, är LRC-tekniken det mest lovande alternativet. LRC-tekniken har demonstrerats i Sverige för naturgas, i gaslagret Skallen på västkusten som har en volym på 40 000 m^3. Det finns dock signifikanta kunskapsluckor kring storskalig berglagring av vätgas, avseende till exempel vätgasförsprödning, konstruktion, livslängd och termodynamiska variationer som uppstår vid hastiga tryckförändringar.

Sverige som gruvnation har tillgång till flertalet tomma gruvor, exakt var och vilka som är lämpliga behöver undersökas. Bergrum kan även skapas för ändamålet men är en dyrare lösning än att använda redan existerande bergrum. En stor fördel är om vätgaslagret ligger nära användaren då rörledningar behöver anläggas för att transportera vätgasen mellan tillverkningsplatsen, lagret och slutanvändaren.

Att bygga lager med hjälp av LRC-teknik är avsevärt dyrare än att använda saltgruvor och har större tekniska utmaningar. Frågor om hur stort behovet av denna typ av lagring är och var i Sverige behovet finns bör undersökas ytterligare. Genomförbarheten för vätgaslager av denna typ är kritiska för möjligheten att på ett storskaligt sätt kunna reglera elektrolysörers uttag av el från elnätet, och därmed bidra med lastbalansering.

Pågående initiativ

HYBRIT har genom Industriklivet fått finansiering att bygga ett 100 m^3 stort vätgaslager i en nedlagd gruva i Svartsöberget i närheten av deras pilotanläggning för tillverkning av fossilfri järnsvamp i Luleå. Syftet med projektet är att testa tekniken i pilotskala för att säkerställa förutsättningarna för att lagra energi i form av trycksatt vätgas. Man kommer i projektet ta fram underlag för val av stål för vätgaslagrets liner för att särskilt undersöka väteförsprödning. I anslutning till lagret ska Hybrit även bygga en kompressorstation och gräva ut för en rörledning under mark för att transportera gasen till lagret från pilotanläggningen där vätgasen tillverkas. Målet är att till december 2024 ha utvecklat teknik och kunskap som stöd för beslut om att uppföra en demonstrations- och fullskaligt vätgaslager baserat på LRC-teknologi. Ett fullskaligt vätgaslager kan vara av storleksordningen 1 000 gånger större än piloten. En konceptskiss av lagret visas i Figur 16.



Figur 16. En konceptskiss av Hybrits pilotvätgaslager.
Källa: LKAB

2.2.5 Lagringsmöjligheter internationellt

Vattenfall undersöker möjligheten för att bygga en havsbaserad vindkraftpark (Kattegatt syd) i ett område på ca 177 m^2 som ligger ca 25 km utanför Falkenberg. Vätgasproduktion och lagring kan bli aktuellt i detta projekt. Det finns också tankar om vätgaslagring utanför landets gränser exempelvis i saltgruvor som gemensamt lager för flera nordiska länder.

De geografiskt specifika platser som har lämpliga förutsättningar för vätgaslagring, så som saltgruvor, bör utnyttjas. Att lokalisering och geografiska förutsättningar, i kombination med att produktion av vätgas är väldigt beroende av låga elpriser gör att både produktion och lagring kan behöva ha skilda lokaliseringar för att uppnå kostnadsoptimum. Detta är en drivkraft för ökad utbyggnad av vätgasinfrastruktur där produktion, lagring och användning kopplas genom vätgastransportsystem.

Det finns också fördelar av att ha produktionen och lagringen nära varandra, då det förenklar överföringen av vätgasen mellan produktion och lagret.

2.2.6 Lagringskostnader

Bloombergs bedömning av lagringskostnader för vätgas framgår av Tabell 4. Som framgår av tabellen förväntas framtida utjämnade lagringskostnader (LCOS) för samtliga lagringstekniker bli betydligt lägre än nuvarande LOCS. En LOCS sänkning för LRC som är den mest lovande tekniken för Sverige från 0,71 $\$/kg_{H2}$ till 0.23 $\$/kg_{H2}$ kommer att vara en avgörande faktor som inte bara påverkar prisutveckling i positiv inriktning utan kan även driva utvecklingen mot större eller flera LRC lager. På samma sätt har de lägre framtida LCOS för småskaliga lagringstekniker positiv påverkan på de applikationer som behöver mindre vätgaslager, exempelvis lagring vid vätgas-tankstationer och vätgasfordon.

Tabell 4. Benchmark och framtidskostnader för gas och vätskebaserad vätgas.

	Gaseous state				Liquid state			Solid state
	Salt caverns	Depleted gas fields	Rock caverns	Pressurized containers	Liquid hydrogen	Ammonia	LOHCs	Metal hydrides
Main usage (volume and cycling)	Large volumes, months-weeks	Large volumes, seasonal	Medium volumes, months-weeks	Small volumes, daily	Small - medium volumes, days-weeks	Large volumes, months-weeks	Large volumes, months-weeks	Small volumes, days-weeks
Benchmark LCOS ($/kg)[1]	$0.23	$1.90	$0.71	$0.19	$4.57	$2.83	$4.50	Not evaluated
Possible future LCOS[1]	$0.11	$1.07	$0.23	$0.17	$0.95	$0.87	$1.86	Not evaluated
Geographical availability	Limited	Limited	Limited	Not limited	Not limited	Not limited	Not limited	Not limited

Källa: (BloobergNEF, 2020)

2.2.7 Diskussion och slutsatser

Potential på kort/medel och lång sikt:

2024 – Hybrits pilotlager är utvärderat, men sannolikt behövs mer teknisk forskning när det gäller LRC teknik för vätgaslagring. Internationella samarbeten spelar stor roll för teknikutveckling och utredning om gemensamma vätgaslager för flera länder inom begränsade geografiska områden pågår exempelvis gemensam vätgaslager inom Norden.

2030 – Beroende på resultat från Hybrits pilot, kan en eller flera LRC lager vara under uppbyggnad för vätgaslagring. Om den tillkommande stålindustrin i elområde 1 (SE1) etableras kommer det finnas stora behov av vätgaslager för att kunna balansera deras uttag från elnätet. Andra industrier kan etableras i andra delar av landet och kan komma att behöva vätgaslager på plats och/eller gemensamma lager exempelvis inom kluster.

Utvecklingen inom ammoniaklagring är starkt kopplad till dess användning som bränsle för fartyg. Behovet av styrs till stor del av utvecklingen när det gäller lagkrav på sjö-fartens växthusgasutsläpp, men också av teknikutveckling för ammoniak motorer och turbiner. Ammoniakproduktion kan vara igång i Sverige till 2030, men det kan vara inom applikationer där lagring inte behövs i stor omfattning utan producerad ammoniak används direkt exempelvis för produktion av gödsel, eller fraktas direkt till annan användning någon annanstans.

Produktion av elektrobränsle, exempelvis e-metanol kan vara igång och kommer att behöva kortidslagring vid produktion och eller vid hamnar för vidare användning och frakt.

2050 – Beroende på tidigare faser skulle ett eller flera större underjordiska vätgaslager kunna vara i drift. Det är också möjligt att Sverige använder sig av underjordiska vätgaslager, exempelvis saltgruvor utanför landetsgränser.

Ammoniaklagring får egen infrastruktur beroende på hur stor ammoniakproduktionen blir och till vilka applikationer. Ammoniaklagring i hamnar är sannolik som fartygsbränsle.

Aktörer och roller

En omställning av svensk järn- och stålframställning från att använda kol och koks till att använda vätgas framställd genom elektrolys kommer att ha väsentlig påverkan på både elsystem och elmarknad och ökar behovet av storskalig lagring. Genom att producera och lagra vätgas när elproduktionen är hög (och elpriserna lägre) och nyttja vätgas från ett större lager när elproduktionen är låg (och elpriserna högre) kan kostnaden för anskaffning av el för produktion av vätgas minskas jämfört med konstant elkonsumtion utan vätgaslager. Aktörerna har därmed ett incitament att investera i vätgaslager. Den här typen av lager kan vara nödvändig för att investeringarna ska kunna bli verklighet.

Nya aktörer kan komma att driva vätgaslager och distribution, och det är inte säkert att de är samma aktör som använder vätgasen som är den som producerar den. I nuläget planerar en del aktörer att ha egna vätgaslager nära användningen medan andra aktörer undersöker möjligheten till gemensamma lager. Eftersom vätgaslagring är en kostnadsintensiv process kommer många aktörer att titta på lagringsmöjligheter som erbjuder lägre kostnader än enskilda lager på plats nära användning. Detta kan leda till olika lösningar och affärsmodeller. Det kan bli så att en eller flera aktörer går ihop och delar på större lager som de bygger själva. Det kan också bli en aktör som bygger och driver vätgaslager i nära anslutning till storskalig produktion. Det kan också bli internationella samarbeten för gemensamma lager där tillgång till storskalig lagring är stor. I nuläget är det svårt att veta vilka vägval som är mest kostnadseffektiva och genomförbara varför det är viktigt att olika alternativ undersöks och jämförs.

Energibolag, gasleverantörer, TSO (Transmission System Operator) och DSO (Distribution System Operator) kommer att vara bland dem som kommer att ha intresse och agera för utveckling och uppbyggnad av vätgastransmission, distribution och lagringssystem.

2.3 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad transport och distribution av vätgas, elektrobränsle och ammoniak

I detta avsnitt beskrivs olika sätt att distribuera vätgas, ammoniak och elektrobränslen. Här analyseras och kvantifieras även potentialen för ökad distribution av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i olika sektorer på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

Vätgas, elektrobränsle och ammoniak har olika kemiska och fysikaliska egenskaper vilket gör att metoder och tekniker som används för transport och distribution av dessa komponenter varierar beroende på komponent som transporteras och distribueras. Elektrobränsle, som beskrivit i 2.1.5, är en beteckning på ett flertal olika produkter som kan tillverkas av vätgas från elektrolys av vatten och en kolkälla i form av koldioxid. Olika typer av elektrobränslen transporteras och distribueras på olika sätt också beroende på deras kemiska och fysikaliska egenskaper. Andra faktorer som påverkar val av transport- och distributionsmetoder är mängder och volymer av vätgas, elektrobränsle och ammoniak

som behöver transporteras och distribueras, transportdistanser, geografiska och marknadsmässiga förutsättningar såsom marknadspenetration, efterfrågan, vägarnas tillstånd och infrastruktur samt tillgänglighet i de zoner där transporten och distributionen sker.

2.3.1 Transportmetoder

Vätgas

Via gastuber på lastbilar

Detta är en relativt enkel metod med avseende på infrastrukturs behov. I den metoden transporteras komprimerad vätgas i gastuber som buntas ihop i en container på en lastbil. Mängden av lagrad vätgas i gastuberna varierar beroende på lagringstryck (ca 400 kg vätgas vid 200 bar och ca 1 000 kg vätgas vid 500 bar) och tubmaterial och prestanda. Metoden är effektiv vid korta distanser upp till ca 200 km, men längre transportsträckor på upp till 500 km förekommer (vid höga nyttolaster).

Det finns säkerhetsföreskrifter för tankning av vätgas i gastuber samt hur tuber lastas i container på lastbilar. Också lastfordonen genomgår olika typer av säkerhetstester såsom hydrostatisk sprängning, penetrationstest, läckage före sprängning, tryck- och temperaturcykeltester.

Fördelen med den metoden är låga vätgasförluster under lagring och transporttiden. Metoden har några begränsningar, bland annat problem med tubfoderskador som uppstår på grund av mättnad och dekompression och fortfarande låg lagringskapacitet och höga tillverkningskostnader för en del tubtyper till exempel kompositöverdragna tryckkärl.

Transport av flytande väte via tankbilar

Flytande väte (vätgas som kondenseras till flytande form genom kraftig kylning till –253°C) transporteras från kondenseringsenheter på produktionsanläggningar med superisolerade, kryogena tankbilar. Dessa tankbilar kan transportera relativt stora mängder flytande väte och nå marknader i stora geografiska områden jämfört med transport av vätgas via tuber på lastbilar. Transporten av flytande väte begränsas av volym men inte av vikt. Till exempel kan fyrtio tons lastbilar endast bära 3,5 ton flytande väte på grund av volymbegränsningen. När tankbilen har nått distributionsstället sker en förångning av det kondenserade vätet vid distributionsstället till komprimerad vätgas.

En utmaning med transport av kondenserat väte är högt energibehov för kylning till kondenseringstemperatur (–253 °C) samt risk för väteförångning under leverans. Problemet hanteras idag genom användning av behållare med dubbla väggar och värmeisoleringsmedium mellan väggarna, som hålls under vakuum för att minska ledande och konvektiva värmeströmmarna, men det går inte att undvika problemet helt.

Transport via rörledningar

Transport via rörledningar används för transport av stora gasvolymer över längre distanser. Gasrörledningssystem består av transmissionsrörledningar som ofta är utformade som ett stamledningssystem bestående av ledningar med breda diametrar som förflyttar stora volymer gas från en insamlings-, eller lagringsanläggningar till distributionssystem som också består av gasledningar men med andra rördiametrar och flödestryck. Gasöverföring från transmissionsnätet kan gå direkt till storvolymkunder, eller andra bearbetnings-/lagringsanläggningar. Förutom rören består gasledningstransmissionssystemet av kompressionsstationer, mätstationer och ventiler längs rören. Antal och placering av ventiler

beror på plats, men mellanrummen varierar vanligtvis från 8–30 km. Systemen har huvudventiler som fungerar som öppna portar under drift för att låta gasen flöda fritt, men de används också för att stoppa gasflödet vid behov. Övriga ventiler används för att separera rörsektioner och minimera gasförlust vid problem. Kompressionsstationerna kontrollerar tryckfall och ser till att gasen (tex. naturgas, vätgas) som strömmar genom rörledningarna förblir under tryck. Mätstationer placeras vid inlopps-, utgångs- och gränsöverskridande platser för att möjliggöra för transmissionssystemoperatörer att övervaka, hantera och redovisa gasen i sina rör.

I naturgas transmissionsrörledningar överförs naturgas till ett kraftverk vid en punkt som vanligtvis kallas ”stadsporten”, och därifrån levereras gasen till enskilda kunder via ett nätverk av distributionsrör med rördiametrar och flödestryck baserat på volymer gas som distribueras.

Vätgastransmission och distributionssystem är mycket begränsade i dagsläget globalt jämfört med naturgastransmission och distributionssystem, men kan expandera vid en stor utbredning av vätgasanvändning samtidigt som behovet för naturgastransmissionen minskar. De existerande vätgasrörledningssystem har under många år använts bland annat för leverans av vätgas till raffinaderier och kemiska anläggningar.

Vätgastransport och distribution via gasledningar är ytterst begränsat i Sverige. Däremot har Sverige ett ca 600 km naturgasstamnät från Trelleborg till Stenungssund som ägs av Swedegas och ett distributionsnät på ca 2 000 km ägd av Weum som distribuerar naturgas till ca 100 orter och 25 kommuner, se Figur 17. Det finns också ett mindre gasnät som består av ca 50 mil gasrör i Stockholmsområdet som ägs av Gasnätet Stockholm AB och som används idag för naturgasdistribution.

Figur 17. Sveriges existerande naturgasnät, både stamnät och distributionsnät.

Rörledningar för vätgastransmission och distribution har mycket låga driftskostnader men höga kapitalkostnader, som beror på det högkvalitativa materialet som måste användas i konstruktionen för att undvika sprödhetsproblem som orsakas av vätgas. Studier visar att dedikerade vätgasledningar inte skiljer sig väsentligt från naturgasledningarna. Kostnaden för en nybyggd dedikerad vätgasrörledning blir 10–50 % dyrare än dess motsvarighet till naturgas, beroende på en del områdesspecifika faktorer såsom rördimensionering, etc. (European Hydrogen Backbone, 2021)

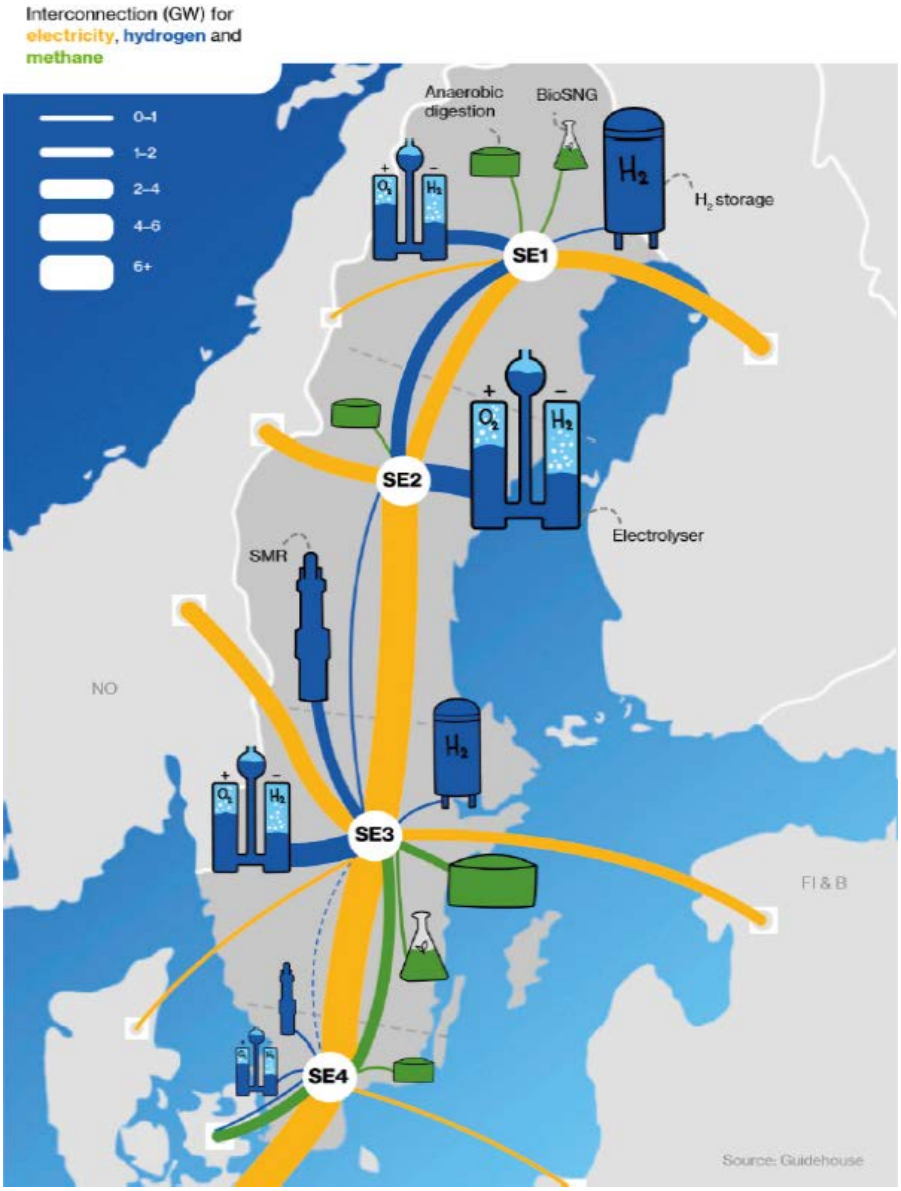
Befintliga naturgasledningar kan användas för vätgastransmission, men måste modifieras för att göra rörmaterialet motståndskraftig mot nedbrytningar som orsakas av vätgas. Initiala kostnadsuppskattningar som tillverkningsföretag tagit fram tyder på att kapitalkostnaden för återanvändning av befintliga rörledningar utgör 10–25 % av kostnaden för byggnation av nya dedikerade vätgasledningar.

European Hydrogen Backbone (EHB) initiativet har tagit fram en vision för ett gasnät på 39 700 km för vätgastransmission som sammanbinder 21 länder i Europa till år 2040. Visionen går ut på att återanvända två tredje delar av befintliga naturgasledningar medan resten är tänkt att bestå av nybyggda rörledningar. Utbyggnaden med nya gasledningar behövs för att ansluta nya användare och bygga ut gasnätet i länder som har små gasnät idag (som Sverige) och som har ett förväntat framtida behov och utbud av vätgas.

För Sveriges del handlar EHB:s vision om ombyggnad av de två befintliga, ej ihopkopplade, gasnäten för transmission av naturgas i Västsverige och i Stockholm till ett gemensamt stamnät för vätgas. Utvecklingen är tänkt att ske under flera faser enligt nedan:

1. Vätgasbehovet i kemi- och petrokemiindustrin i sydvästra delen av Sverige kan leda till att det svenska gasstamnätet växer fram i kustområdet i sydvästra delen av landet i slutet av 2020-talet med en koppling till det danska gasnätet.
2. Vätgas och det totala energibehovet i industrin förväntas öka fram till 2030 vilket leder till växande behov av fossilfri elproduktion över hela landet. Gasstamnätet från södra Sverige till Stockholmsregionen knyter samman städer och industrier i södra och mellersta Sverige och i de nordligaste delarna av Sverige bildas ett gasstamnät som är kopplat till det finska stamnätet.
3. Fram till 2035 blir det möjligt att koppla ihop det södra gasstamnätet med det norra gasstamnätet och bilda en vätgaskorridor över hela landet som även förbinder till vätgasstamnäten i Danmark, Finland och övriga Europa. En annan möjlighet som nämns i visionen är en havsbaserad förbindelse över Bottenviken via en ”energiö” för sammankoppling mellan Sverige och Finland och en havsbaserad sammankoppling till Danmark via Kattegatt några år efter som skulle bli den fjärde möjliga sammankopplingen mot Sverige.

I Guidehouse och Energiforsk studien (beskrivet i 2.1.7) visar modellen i samtliga scenarier ett transmissionssystem för vätgas som växer fram på sträckan SE3-SE1 där en storskalig vätgasproduktion sker i SE2 och förser SE1 och SE3 med vätgas genom gasledningar (blåa ledningar i Figur 18). Vätgasproduktion sker även i SE1, SE3 och SE4 som också kopplas till transmissionsnätet. Vätgasöverföringskapaciteten varierar mellan dessa områden beroende på behov av de olika industrier i de olika elprisområden. Som det syns från Figur 18 så är detta en modell för ett integrerat energisystem som består av el, vätgas och biogas. Tillskillnad mot EHB visionen så finns befintlig naturgasnätet kvar i den modellen och används för biogas, medan ett nytt gastransmissionssystem byggs för vätgas.



Figur 18. Modell för energiinfrastruktur över hela Sverige 2045.
Källa: Lara, 2021

Vätgasditribution via tåg

I dagsläget sker ingen vätgasdistribution via tåg i Sverige, men Inlandsbanan tillsammans med Statkraft har undersökt genomförbarheten för att använda denna för vätgasdistribution i containersystem till och från industriella användare i elområde 1 och 2.

Ammoniak

Ammoniak används idag stort sätt för produktion av gödsel och inom vissa industriella applikationer vilket i de flesta fall innebär att ammoniaken används där den produceras och därmed finns inte stort transportbehov för ammoniak i nuläget. I framtiden kommer ammoniak att användas för andra applikationer, till exempel som bränsle för sjöfart och kraftproduktion vilket innebär att stora volymer kommer att behöva transporteras mellan produktion och användning. Ammoniaktransport genom sjöfart är under utveckling. Det krävs en del säkerhetsåtgärder eftersom ammoniak är ett giftigt ämne. Vidare är kraven

på transportkärl och tankar är enklare jämför med kraven på flytande väte som har mycket lägre kondenseringstemperatur (–253°C för väte och –33°C för ammoniak)

Elektrobränsle

Elektrobränslen, både gasformiga och flytande, har samma egenskaper som motsvarande fossila bränslen och kommer därför inte behöva några särskilda transport- och distributionsmetoder, Befintlig infrastruktur för transport och distribution av fossila bränslen kan användas för transport och distribution av elektrobränslen.

En storskalig produktion av vätgas resulterar i storskalig produktion av sidoströmmar som spillvärme och syrgas. Beroende på var produktionen sker så finns behov för användning av syrgasen i nära anslutning till produktionen eller i andra användningsområden på olika ställen i olika långa distanser från produktion vilket kräver olika transportlösningar. Spillvärme som inte används på plats, kan användas i fjärrvärmesystem (se kapitel 2.4). Olika användningsmöjligheter har identifierats för syrgasen, till exempel för sjukhus och vattenbruk för fiskodling. En större användning av elektrolyssyrgas nämns i en forskning som pågår sedan några år tillbaka på institutionen för marina vetenskaper på Göteborgs universitet om restaurering av Östersjön (Stigebrandt, 2020). Studien visar att genom syresättning av djupvatten med syrgas från vätgasproduktion från vattenelektrolys, finns möjlighet att lösa problemen som orsakades av övergödningen av Östersjön. Mängden syrgas som behövs för den behandlingen motsvarar volymer av syrgas som fås från produktion av 400 000 ton vätgas under ett år. Hur syrgasen transporteras till de olika identifierade områden i Östersjön i den studien är inte givet, men sjöfarttransport kan vara tänkbart.

2.3.2 Jämförelse och kostnader

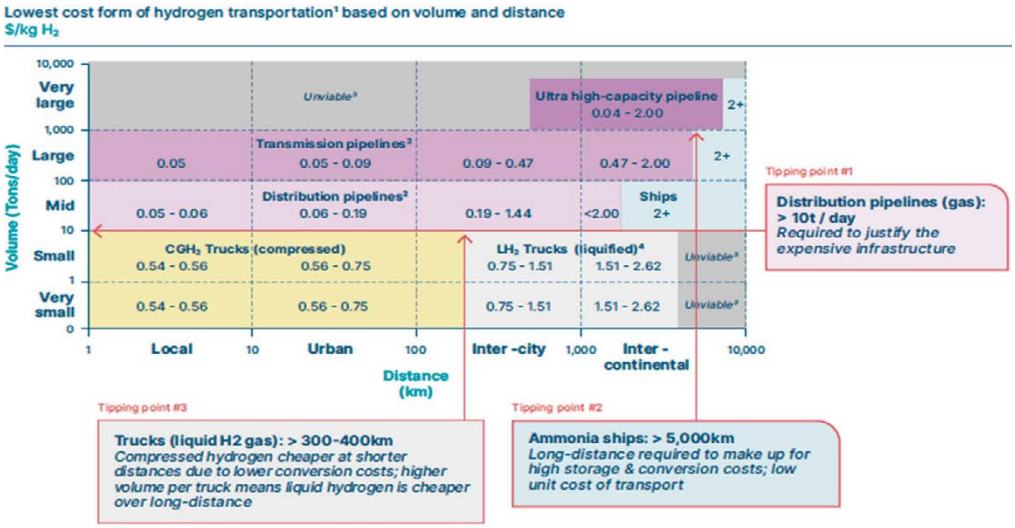
I dagsläget producerar de stora vätgasanvändarna, raffinaderier och kemiindustrin sitt behov av vätgas i nära anslutning till användningen från naturgas som transporteras via gasledningar till vätgasproduktionsanläggningarna. Mindre mängder vätgas transporteras från vätgasleverantörsanläggningar till kunder via gastuber på lastvagnar och i flytande form via tankbilar. Produktion och användning av vätgas i Sverige idag uppgår till omkring 180 000 ton. Detta väntas dock öka och för att jämföra med industrins tillkommande behov väntas LKAB och Hybrits satsning på fossilfritt järn och stål använda ungefär 1,2 miljoner ton vätgas per år. H2 Green Steel har annonserat en utökning av sitt förväntade elbehov och kommer också kräva elektrolysörer för produktion av vätgas på 760 MW vilket motsvarar ungefär 127 000 ton vätgas på ett år.[5] Behov för vätgasproduktion, transport och distribution kommer att mångdubblas, och det kommer sannolikt att påverka nuvarande gastransport och distributionssystemen.

Infrastrukturen för vätgastransport och distribution styrs av hur vätgasproduktion från fossilfri el kommer att se ut i framtiden. Ett utbrett vätgastransportsystem kommer att behövas om centraliserad produktion sker på någon/några få ställen i landet och överförs till andra delar där vätgasen efterfrågas och inte kan produceras i tillräckliga volymer på grund av olika begränsningar exempelvis tillgång till fossilfri el. Ett scenario är en stor fossilfri vätgasproduktion byggs i SE2 (såsom Guidehouse modellen visar) och från SE2 transporteras den fossilfria vätgasen till andra områden. Vätgas kan också produceras i anslutning till havsbaserad vindelproduktion och beroende på var dessa havsbaserade

[5] Konversation från Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi.

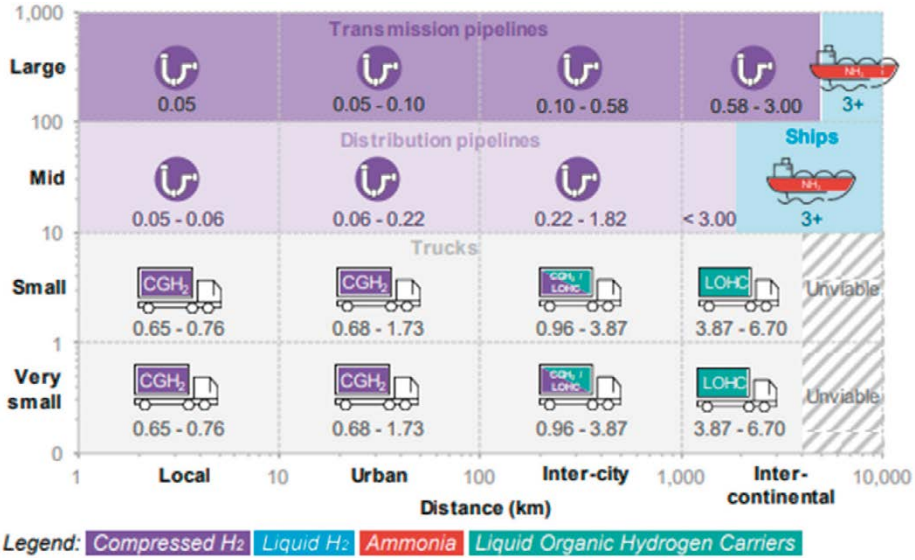
vindanläggningar sker, avgörs hur vätgasen kan överföras vidare till användningsområden. Mängder vätgas som behöver transporteras och transportsträckor mellan produktion och användning är också avgörande faktorer för val av infrastrukturlösningar inte minst med avseende på kostnader. Nedan finns två figurer, Figur 19 från Energy Transmissions Commissions (ETC) rapport ”Making the Hydrogen Economy Possible” (Commission, 2021) och Figur 20 från Bloomberg NEF ”Hydrogen Economy Outlook” (BloobergNEF, 2020) som visar kostnader för vätgastransport med olika transportmedel för olika volymer och distanser. Det finns skillnader i kostnader som dessa källor (ETC och BloombergNEF) visar, men skillnaderna är inte så stora i ETC-figuren presenterat några volym/distans tippunkter för vätgastransport- och distribution där olika lägen och/eller tillstånd blir mer konkurrenskraftiga. Det som framgår från den analysen är följande:

- För vätgasvolymer mindre än10 ton/dag och distanser mindre än 200 km är det troligen mer lönsamt att transportera vätgasen i komprimerad form via lastvagnar och i flytande form via tankbilar för längre avstånd och upp till ca 5 000 km. Kostnaderna stiger i takt med transportsträckor som figuren visar.
- För vätgasvolymer över 10 ton/dag är rörledningar det billigaste transportalternativet i de flesta fall. För transport av volymer lägre än 100 ton/dag föredras lågkapacitet ledningar för lokala nät och avstånd upp till hundratals kilometer. För volymer större än 100 ton/dag är högkapacitetsrörledningar mest lönsamma ekonomiskt. Rörledningskostnader kan variera från 0,05 USD/kg för kortare distanser till 0,5–3 USD/kg för interkontinentala avstånd (1 000 km till 5 000 km)
- För transport av ammoniak med volymer högre än 100 ton/dag för interkontinentala distanser längre än 5 000 km blir sannolikt fartygstransport mest ekonomiskt fördelaktigt. Transport av vätgas som ammoniak för slutanvändning som ammoniak kan också vara ekonomiskt för kortare distanser så som det är i nuvarande internationella handeln av ammoniak.



Figur 19. Kostnadsjämförelse mellan olika distributionssätt.
Källa: Commission, 2021

Från Figur 19 kan vi utläsa att vätgasledningar blir lönsamma för volymer större än 10 ton/dag ända upp till 1 000 ton/dag (distributionsledningar för upp till 100 ton/dag och transmissionsledningar för 100–1 000 ton/dag) och transportsträckor till under 5 000 km



Figur 20. Vätgas transportkostnader i $/kgH2 baserat på transportavstånd och volym för 2019.
Källa: BloobergNEF, 2020

2.3.3 *Diskussion och slutsatser*

Potential på kort medel och lång sikt

- 2024 – Vätgasdistribution via lastbilar fortsätter och eventuellt ökar i omfattning i distribution till små användare. Efterfrågan och produktion börjar tillkomma i norra Sverige, elpriser förväntas fortsatt vara konkurrenskraftiga i norra Sverige, produktion och användning bör kunna samlokaliseras. Lokala distributionslösningar kan tillkomma mellan dessa industrier.

  Elektrobränsle och ammoniakproduktion är sannolikt ganska begränsat och har därför inte den efterfrågan på större transport och distributionssystem

- 2030 – Vätgasproduktionen ökar främst i norra delen av landet. Vätgastransport via tåg kan bli möjligt givet att investeringar i den infrastrukturen sker åren innan och tekniken demonstreras och verifieras. I västkusten kan gasledningar byggas för vätgasöverföring mellan Lysekil-Stenungssund-Göteborg. Initiala byggnationer av gasledningssystem kan komma igång om förutsättningar finns

  Elektrobränsle- och ammoniakproduktion kan växa och beroende på var i Sverige produktionen sker och var efterfrågan finns så kommer det att finnas behov av transport och distribution av både ammoniak och elektrobränsle till slutanvändare, exempelvis hamnar.

- 2050 – Mycket förväntas hända under åren mellan 2030–2050, inte minst med avseende på energi- och klimatmålen. Det förväntas att ett fullskaligt vätgastransport och distributionssystem finns på plats från till 2050. Hur det systemet kommer att se ut och vilka transport och distributionstekniker som kommer att ingå i det systemet är svårt att förutse i dagsläget. Det kommer att behövas analyser och utredningar för att se vad som passar bäst.

  För elektrobränsle är situationen annorlunda då samma infrastruktur för fossila bränslen kan användas för elektrobränsle. När det gäller ammoniaktransport så är det fortfarande lättare än vätgastransport, men det kommer att behövas investeringar i ammoniaköverföringssystem exempelvis från produktionsområden till hamnar.

Aktörer och roller

För naturgastransmission och distribution finns idag aktörer som bedriver de verksamheterna. Dessa aktörer, dvs naturgas TSOer och DSOer. kan ha intresse att agera för utveckling och uppbyggnad av vätgastransmission, distributionssystem. På samma sätt som med vätgaslager kan nya aktörer visa intresse för detta affärsområde. Det centrala här är vilka aktörer som kommer att vilja/kunna göra den investeringen och vad kommer de att vilja se hända innan de gör de stora investeringarna. Detta blir också lite av ”hönan-och-ägget-problematik”. Det är inte sannolikt att en aktör investerar i gastransmissions- och distributionssystem om efterfrågan inte finns eller är svag. Det kan också vara fallet att lönsamheten inte finns innan en storskalig produktion finns och då blir kostnaderna för stora för den/de aktörer som tar initiativet. Tillståndsprocesser och regelverk påverkar den utvecklingen. Detta är inte unikt för just denna del av värdekedjan, utan gäller även produktion och lagring. Dock är gasledningssystem mer tidskrävande och kan bli mer kapitalkrävande beroende på omfattningen av system som byggs.

I vissa länder är gas-TSOer statliga myndigheter, men i Sverige är så inte fallet. Aktörer som kommer att ta sig an utvecklingen av den värdekedjan kommer att behöva vara med och även utveckla Sveriges koppling till Europas vätgasnätsystem och detta kommer att ställa stora krav på kompetens, förmåga och erfarenhet av gastransmission och distributionssystem samt kunskap och kompetens om hantering av vätgas.

2.4 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i industrin

I detta avsnitt analyseras och kvantifieras potentialen för användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i industrin på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

2.4.1 Mål och styrmedel för sektorn

Internationella styrmedel

Det viktigaste styrmedlet för att minska industrins växthusgasutsläpp är EU:s system för handel med utsläppsrätter, EU ETS. EU-ETS är ett handelssystem för utsläppsrätter och sätter ett pris på växthusgasutsläpp. Kostnaden för att köpa utsläppsrätter om man t.ex. använder fossila bränslen eller råvaror gör att det blir mer attraktivt att fasa ut dessa till fördel för förnybara alternativ.

Nationella mål

Industrin står för ungefär en tredjedel av Sveriges utsläpp av växthusgaser och för att nå målet om att inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären 2045 krävs att industrin ställer om sina processer och minskar sina utsläpp. Det finns inget särskilt mål för vätgas inom industrin men vätgas kan var ett viktigt verktyg för att nå det övergripande målet.

Nationella styrmedel

Industriklivet är en långsiktig satsning från den svenska regeringen för att stödja industrins omställning och bidra till att Sverige når målet om att inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären 2045 och därefter uppnå negativa utsläpp. Industriklivet

kan ge stöd till för olika typer av teknikskiften som leder till minskade växthusgasutsläpp i industrin och bidra till klimatomställningen i samhället genom sina produkter. Vätgas har pekats ut av regeringen som ett exempel på ett strategiskt viktigt område där det kan finnas behov av stöd för att utveckla och kommersialisera ny teknik.

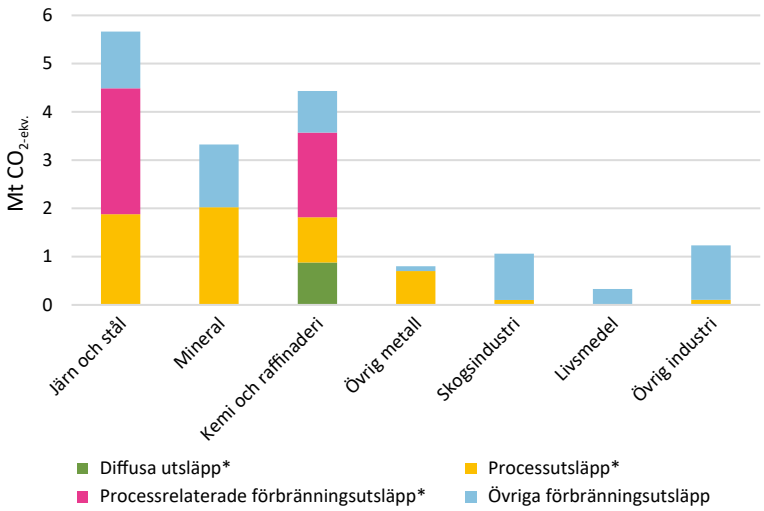
För järn-och stålindustrin finns en potentiell efterfrågan på fossilfritt stål från bland annat fordonsindustrin som skulle kunna bidra till en högre betalningsvilja för fossilfritt stål än stål tillverkat med fossila bränslen och reduktionsmedel. I en sådan situation kan olika styrmedel som rör fordonens klimatprestanda bidra till omställningen av järn- och stålbranschen. Motsvarande styrmedel som ställer krav på minskat växthusgasavtryck för olika produkter kan ge större incitament för att ställa om olika industriprocesser.

2.4.2 Nuläge i sektorn

Den svenska industrin släppte 2019 ut 16,3 miljoner ton koldioxidekvivalenter till atmosfären vilket motsvarar en knapp tredjedel av Sveriges totala fossila växthusgas-utsläpp.

Vätgas är sedan länge en viktig råvara inom delar av processindustrin, framför allt inom kemisk industri och raffinaderier. Mer än 99,6 procent av den vätgas som används idag i Sverige, ca 6 TWh, används inom industrin.

Det finns idag ingen produktion av elektrobränslen i Sverige. Det finns ingen produktion av ammoniak i Sverige. Yara Sverige i Köping använder importerad ammoniak för till-verkning av civila sprängmedel till gruvdrift, vägbyggen m.m. Figur 21 visar växthusgas-utsläppen från olika svenska industrigrenar 2019 uppdelat på olika typer av utsläpp. De färdplaner[6] som tagits fram inom ramen för Fossilfritt Sverige för bland annat stål-industrin, gruv-och mineralbranschen, petroleum-och drivmedelsbranschen m.fl. ger en bild av vilka möjligheter som industrin ser för att minska sina utsläpp. De alternativt som lyfts i flera av färdplanerna är direkt elektrifiering, biobränslen, vätgas och CCS/CCU.



Figur 21. Växthusgasutsläpp från svensk industri 2019.

[6] https://fossilfrittsverige.se/fardplaner/

I Energimyndighetens rapport ”Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning” (Energimyndigheten, Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning. ER 2021:27, 2021) finns en översikt över industrins utsläpp med fokus på branscher med stora fossila processutsläpp.

Något som kännetecknar både järn- och stålindustrin och kemi-och raffinaderiindustrin, som står för omkring 60 procent av industrins utsläpp, är att stora delar av växthusgas-utsläppen inte går att få bort genom direkt elektrifiering utan det behövs en fossilfri energibärare eller insatsvara.

Raffinaderier

Vätgas har använts länge inom raffinaderier. I regel sker vätgasproduktionen på plats och i dagsläget till stor del genom reformering av naturgas. Vätgas används primärt i två huvudprocesser i raffinaderier: vätebehandling och hydrokrackning.

Vätebehandling är en process där vätgas används för att avlägsna oönskade atomer från molekylerna. Inom raffinaderierna är det främst svavel som avlägsnas genom väte-avsvavling HDS (Hydrogen desulfurization). HDS är en kemisk process som används för att avlägsna svavel från naturgas och raffinerade petroleumprodukter, som bensin, jetbränsle, fotogen, dieselbränsle och eldningsoljor. Syftet med att avlägsna svavlet och skapa produkter som ultra-lågsvavlig diesel är att minska utsläpp av svaveldioxiden (SO_2) som bildas när bränslena förbränns. En annan viktig anledning för att avlägsna svavel från nafta i ett petroleumraffinaderi är att svavel, även i extremt låga koncentrationer, förstör ädelmetallkatalysatorerna (till exempel platina och rhenium) som används för att uppgradera oktantalet[7] i naftan. (Marquez & Tian, 2016)

I de oljeraffinaderier som använder biomassa används vätgas för behandling av bio-baserade bränslen. Vid drivmedelsproduktion av biomassa används generellt 3–4 gånger mer vätgas, än då fossil råvara används. Biobaserade bränslen har fler syreatomer i kol-kedjorna som behöver avlägsnas för att uppfylla specificerade bränslekrav. Idag sker avskiljningen av syreatomerna med grå vätgas. Den högre syrehalten i raffinaderiets råvara bidrar också till korrosion inom anläggningen, vilket förkortar dess livstid. (Marquez & Tian, 2016)

Ett annat användningsområde för vätgas i raffinaderier är Hydrokrackning, en process där tunga gasoljor, tunga rester eller liknande kokdestillat reagerar med väte i närvaro av en katalysator vid hög temperatur och tryck för att producera lättare molekyler ämnade till diesel, flyg och bensinbränsle. De tunga råvarorna bryts till mindre delar – till exempel nafta, fotogen och diesel. Hydrocrackerenheten är den största vätekonsumenten i raffinaderierna. I Hydrokrackningsprocessen avlägsnas även oönskade atomer från molekylerna, precis som i en vätebehandling. (Sciencedirect, 2019)

Andra användningsområden för vätgas i raffinaderier är isomerisering, alkylering och restgasbehandling. Vätgasförbrukning i dessa processer är små i förhållande till avsvavling och hydrokrackning.

[7] Oktantal är ett mått på förmågan hos ett bränsle att motstå temperatur och tryck utan att antändas.

Kemisk industri

Inom kemisk industri ingår vätgas som råvara vid produktion av främst ammoniak och metanol men också väteperoxid, polymerer och lösningsmedel.

Haber-Bosch-processen är det viktigaste industriella metoden för produktion av ammoniak idag och involverar en direkt kombination av väte och kväve under tryck och temperatur i närvaro av en metallkatalysator. Ammoniak (NH3) används för att producera ammoniumnitrat, ett gödningsmedel, och är en del av många hushållsrengöringsprodukter. (Brown, 2019)

Förfarandet kräver kväve och väte, blandade i ett förhållande 1:3, för att placeras under tryck och temperatur i ett kärl innehållande en katalysator. Reaktionerna äger vanligtvis rum vid 15–25 MPa (150–250 bar) och mellan 400–500°C. De blandade gaserna passeras vanligtvis över fyra katalysatorbäddar, med kylning mellan varje bädd. Vid varje bädd omvandlas endast cirka 15 % av gasen till ammoniak: den flytande ammoniaken avlägsnas och de gaser som inte omvandlats återvinns via en kompressor. I moderna anläggningar kan den totala omvandlingsgraden överstiga 97 %. (Brown, 2019)

Metanol kan framställas från syntesgas (kolmonoxid och väte) i en reaktor över en katalysator som till exempel aluminiumoxidpellets belagda med koppar och zinkoxider.

2.4.3 Pågående initiativ

Det finns flera planerade och pågående vätgasprojekt inom industrin. Dessa kan kategoriseras i fyra grupper:

- Järn- och stålproduktion och mineralindustri
- Produktion av biobränslen
- Produktion av elektrobränslen
- Övrig kemisk industri

Inom järn- och stålproduktion är projekten främst kopplade till produktion av fossilfritt järn och till användning av vätgas som bränngas. Produktionen av biobränslen sker främst i raffinaderier och där är projekten kopplade till att kunna följa reduktionsplikten och efterfrågan av biodrivmedel. Produktionen av elektrobränslen är däremot inte kopplad till en särskild bransch, utan alla aktörer som kan ta tillvara på större flöden av koldioxid är potentiella producenter.

Nedan följer en sammanställning av planer/initiativ som är kända och på något sätt annonserade av respektive företag. Det är viktigt att poängtera att många av aktiviteterna ligger långt fram i tiden och det kommer att ske mycket analys och utvecklingsarbete hos de olika företagen de kommande åren för att senare kunna göra olika vägval, både mellan att fossilfri vätgas och andra alternativ för omställning och mellan olika tekniker för produktion, lagring och användning av vätgas. De siffror som anges för olika projekt ska därför ses som indikationer om ungefär hur stora olika satsningar kan bli och vad det i så fall kan innebära för det svenska energisystemet som helhet.

Järn, stål och mineral

- Hybrit (Hybrit, 2021): SSAB, LKAB och Vattenfall startade 2016 projektet HYBRIT (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) för att tillsammans utveckla en fossilfri värdekedja för järn- och stålproduktion med fossilfri el och vätgas och på så sätt minimera koldioxidutsläppen i hela värdekedjan. HYBRIT-tekniken innebär att masugnsprocessen, som använder kol och koks för att ta bort syret ur järnmalmen ersätts med en direktreduktionsprocess där fossilfri vätgas används.
- I slutet av 2020 presenterade LKAB en långsiktig strategisk plan med målet att tillverka järnsvamp genom vätgasreduktion och exportera den mer vidareförädlade järnprodukten istället för järnmalmspellets. Det finns skillnader i LKAB:s satsning och HYBRIT:s satsning. HYBRIT innefattar det stål som SSAB producerar medan LKAB:s satsning innefattar all järnmalm som LKAB säljer. LKAB uppger att de behöver 55 TWh el för att driva hela sin planerade process, varav ca 48 TWh är till elektrolysörerna.
- Höganäs undersöker möjligheterna för att ersätta sin nuvarande vätgasproduktion från naturgas (som används i metallpulverproduktion) med vätgasproduktion genom biogasreformering, förgasning av biomassa samt elektrolys. Arbetet planeras i två steg: år 2024 vätgas motsvarande 6 MWel om elektrolys och 2030 motsvarande 13 MWel för elektrolys. Undersökningen sker i samarbete med Cortus Energy och RISE. På sikt uppges vätgasanvändningen kunna bli 50 MW el om vätgasproduktion genom elektrolys blir tillräckligt billig.
- Stålföretaget Ovako har 2021 fattat beslut om att investera i en vätgasanläggning för stålvärmning i Hofors (Ovako, 2021). Kopplat till investeringen har Ovako inlett ett samarbete med Volvokoncernen, Hitachi ABB Powergrids Sverige, H2 Green Steel och Nel Hydrogen. Projektet förväntas kosta ca 180 miljoner kronor och i juni 2021 beviljades Ovako 71 miljoner kronor i stöd från Energimyndigheten inom ramen för Industriklivet (Energimyndigheten, 2021). Vätgasanläggningen planeras ha en effekt på 17 MW och kommer att generera 3 500 kubikmeter fossilfri vätgas i timmen. Ovako har ambitionen att använda samma vätgasteknik på sina tre andra anläggningar i Sverige under förutsättning att fossilfri el finns tillgänglig.
- H2 Green Steel har under våren 2021 lanserat en plan för att bygga en anläggning för produktion av fossilfritt stål i Svartbyn utanför Boden. Anläggningen ska byggas i flera steg och när anläggningen är fullt utbyggd runt 2030 förväntas elektrolysörkapaciteten vara över 1 800 MW. 2030 förväntas anläggningen använda 13–14 TWh el (Montel Kraft Affärer, 2021).

Vätgas till biodrivmedelsproduktion/raffinaderi

- **Preem Lysekil och Göteborg:** Preem har under de senaste åren undersökt möjligheterna att ersätta den vätgas man idag producerar av naturgas med fossilfri vätgas. Att ersätta hela Preems vätgasbehov skulle kräva en elektrolysöreffekt på omkring 600 MW. Det pågår just nu en studie i samarbete med Vattenfall kring möjligheterna att bygga en 50 MW elektrolysör i Lysekil (Ny teknik, 2021). Preem bedömer att man också kommer att behöva använda blå vätgas.
- **St1 Göteborg:** St1 undersöker möjligheten att ersätta produktion av vätgas från naturgas med vätgas via elektrolys (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021).

Elektrobränslen

- **Liquid Wind:** Liquid Wind planerar att etablera en anläggning för produktion av elektro-metanol i Örnsköldsvik, i anslutning till Övik Energis Hörneborgsverket. Anläggningen planeras ha en elektrolysöreffekt på 68 MW och producera 50 000 ton metanol/år. Investeringsbeslut planeras under 2022. Liquid Winds ambition är att etablera tre ytterligare anläggningar i Sverige och totalt 10 anläggningar i Skandinavien till år 2030.
- **Jämtkraft:** Jämtkraft har i samarbete med IVL genomfört en förstudie med stöd av Energimyndigheten där man undersökte förutsättningarna för produktion av elektro-flygbränsle integrerat med ett kraftvärmeverk i Östersund (Fagerström, 2021).

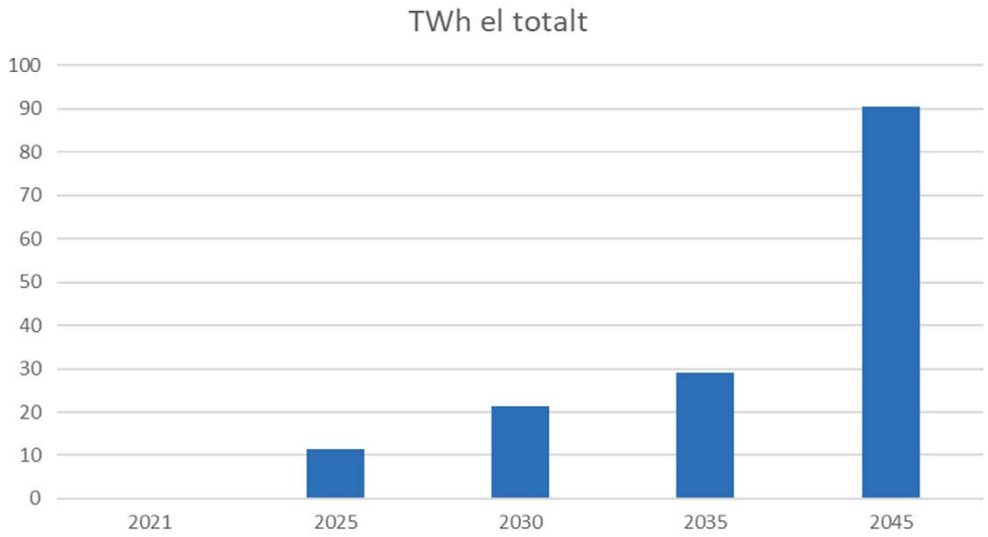
Övrig kemisk industri

- **Perstorps:** Perstorp planerar ett projekt i Stenungsund kallat ”Project Air” (Project Air, 2021) som omfattar metanoltillverkning genom användning av biogas, olika industriella restströmmar som innehåller kolväten och koldioxid samt vätgas från elektrolys. Avsikten är att ersätta de 200 000 ton fossil metanol som Perstorp idag importerar. Projektet är ett samarbete med Fortum, Uniper och den danska biogasleverantören Nature Energy. Anläggningen innefattar bland annat en 25 MW elektrolysör och avsikten är att anläggningen ska vara i drift 2025. Energimyndighetens har beviljat projektet strax under 295 miljoner kronor i stöd men den totala budgeten är över 2 miljarder. Bolagen söker stöd för projektet inom EU:s innovationsfond. Besked från fonden väntas under sista kvartalet 2021 (Energimyndigheten, Investering i klimatneutral metanolproduktion hos Perstorp stöds av Energimyndigheten, 2021).
- **Borealis:** Borealis i Stenungsund har ambitioner att minska sina växthusgasutsläpp och undersöker olika möjligheter att använda vätgas i kombination med andra lösningar. Ett alternativ som undersökts i samarbete med Vattenfall är att använda vätgas från elektrolys som krackerbränsle. Detta skulle öka anläggningens effektbehov med 300–500 MW (Jannasch, Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster´s process industries, 2020). Energimyndigheten känner inte till några konkreta planer på investeringar som har offentliggjorts.
- **Nouryon:** Kemiföretaget Nouryon undersöker förutsättningar för övergång från fossil vätgas till vätgas från elektrolys för sina produktionsanläggningar för väteperoxid i Ånge och Bohus.

Summering och diskussion

- Det finns osäkerheter kring de projekt som planeras men det är ändå intressant att försöka få en samlad bild av ungefär hur mycket el som behövs om alla de projekt som annonserats genomförs enligt plan. Energimyndigheten har utgått från de data som Fossilfritt Sverige presenterade i sin vätgasstrategi (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021). De företag som inkluderats i summeringen baserat på data från Fossilfritt Sverige är: Hybrit/LKAB, Höganäs, Ovako, Liquid Wind, Preem, Nouryon och Perstorp.

Utöver detta har en uppskattning av elanvändning för elektrolys för H2Green Steel har lagts till. Figur 22 visar den totala förväntade vätgasproduktionen från de projekt som listas ovan.



Figur 22. Totalt uppskattat elbehov för vätgasproduktion i de beskrivna initiativen.

Det uppskattade elbehovet bygger ett antagande om 65 procent verkningsgrad för elektrolysören och 8 400 timmar drifttid per år om inte annat är angivet av industri. Figuren visar en förenklad bild och det framgår inte att:

- I flera fall kommer projektens totala utfall inte ske vid en och samma tidpunkt (till exempel LKAB och SSAB:s omställningar) utan istället ske i steg. Tidplanen för detta är dock inte offentliggjord.
- Preem och Höganäs har inte fattat beslut om ifall de kommer att producera fossilfri vätgas via elektrolys i framtiden. Vidare är det för Preems del inte bestämt hur deras vätgasbalans ska förses 2030. Det är möjligt att förse behovet med en blandning av elektrolytisk vätgas, vätgas från biogas och blå vätgas. För Preem har ett eventuellt större elektrolysprojekt inkluderats från 2035 då Preem uttalat att man kommer att satsa på blå vätgas åtminstone fram till 2030.

De planerade projekten kommer att leda till minskade utsläpp av växthusgaser både direkt i anslutning till processerna i industrin och då produkter från de olika projekten används, i Sverige eller i andra länder. När det gäller projekt som handlar om etableringar av nya industrier så uppkommer utsläppsminskningarna där industriernas produkter används och ersätter produkter med större växthusgasavtryck på marknaden.

De projekt som har direkt påverkan på utsläpp från industrin uppskattas leda till direkta utsläppsminskningar på omkring 400 000 ton CO_{2ekv} till 2030 och cirka 7 miljoner ton till 2045. Det finns två huvudskäl till att siffran för 2030 blir så låg trots att ett flertal projekt förväntas ha kommit igång till 2030:

- Flera av projekten som planeras före 2030 ger främst utsläppsminskningar utanför industrisektorn eller i vissa fall utanför Sverige. Det gäller bland annat Perstorps och Preems projekt där de produkter som produceras kan användas i Sverige men också i andra länder. Det gäller också etableringar av nya industrier som Liquid Wind eller H2Green Steel, där projekten inte är kopplade till några befintliga industriutsläpp.

- I fallet med omställningen av SSAB och LKAB:s verksamheter så vet vi att den består av ett flertal olika investeringar och att det finns en uppskattning av vilka utsläppsminskningar hela omställningen kan bidra till. I praktiken kommer de olika investeringarna att ske under perioden fram till 2045 men det är svårt att bedöma vilka utsläppsminskningar som kan uppkomma till 2030.

2.4.4 Potential för vätgas, elektrobränslen och ammoniak att bidra till målen i industrin

Fossilfri vätgas kan fylla tre funktioner i den svenska industrins klimatomställning:

1. Ersätta fossil vätgasen som används idag i industrin vilket är ca 6 TWh i dagsläget. Varav mindre än 1procent är fossilfri. Vätgasanvändningen i dessa industriella processer är mogna teknologier vilket innebär att en snabb övergång till fossilfri vätgas inte begränsas av tekniska problem och att industrin inom kort tid kan ersätta den fossila vätgasen mot fossilfri vätgas eller blå vätgas när dessa alternativ blir kostnadseffektiva.
2. Ersätta fossila bränslen exempelvis naturgas, kol eller olja i industriprocesser där avfossilisering genom direkt elektrifiering inte är möjlig.
3. Användas i nya industrier i produktion av olika typer av produkter exempelvis elektrobränslen och kemikalier. Möjligheten för ökad produktion av fossilfri vätgas i kombination med en positiv utveckling av möjligheter till finansiering kan driva etablering av nya industrier. Till exempel, produktion av gödningsmedel där vätgas är en insatsråvara. Ammoniak och metanol pekas ut som intressanta bränslen för minskade utsläpp av växthusgaser inom sjöfarten och efterfrågan på dessa fossilfria bränslen förväntas vara stor i framtiden, Sverige har goda förutsättningar att producera dessa bränslen med fossilfri vätgas för inhemsk användning och export.

Baserat på de kända projekten, är en stor ökning i vätgasanvändning i industrisektorn inte trolig på kort sikt (fram till 2024), men industrin förbereder för fossil fri vätgasanvändning. Det finns dock flera hinder som behöver undanröjas och det krävs fortsatt stöd för att möjliggöra detta.

På medellång sikt, fram till 2030, förväntas flera av de annonserade projekten vara i gång. Potentialen för ökad vätgasanvändning är stor om rätt stödmekanismer finns på plats och styr utvecklingen mot sänkta produktionspriser för fossilfri vätgas. Satsningar i vätgastransport och distribution infrastruktur är också en viktig faktor som påverkar potentialen för användning av fossilfri vätgas. Industrins användning ökar när möjligheten finns för distribution av fossilfri vätgas från produktionsställen till industriella slutanvändare som saknar möjlighet för egen fossilfri vätgasproduktion.

Industrikluster som etableras ger nya möjligheter

Industrikluster för vätgas som koncept kommer att innebära att potential skapas. Denna potential kommer att finnas tillgänglig genom att en möjlig överkapacitet i vätgasproduktionen kan spridas till infrastruktur och transport. Dessutom kommer de flöden som är en biprodukt av vätgasproduktionen såsom syrgas och värmeproduktion att skapa potential för samhällsfunktioner och ny industri.

Uppskattandet av potential hanteras nedan i tre grupper, dess sammanlagda potential bör täcka hela industrin potential.

Järn och stål

Potentialen för vätgas inom produktion av järn begränsas till den mängd järnmalm som produceras i Sveriges närområde. Det är förutsatt att transportkostnaderna för att frakta järnmalm blir för höga för att kunna konkurrera med järnmalm i närområdet. Inom järn och stålindustrin kan även vätgas användas som bränngas och kan ersätta gasol. Potentialen för vätgas som bränngas begränsas inte av mängden järnmalm utan mängden stål som produceras innanför Sveriges gränser.

Elektrobränslen

För att kunna producera elektrobränslen behövs det primärt tre komponenter; koldioxid, vatten och el. För att elektrobränslet ska vara fossilfritt behöver kolatomerna i bränslet vara biogena och elen behöver vara fossilfri. De troliga aktörerna för att producera elektrobränslen blir därför de anläggningar som förbränner större mängder biobränsle.

Sveriges största massabruk har stora biogena koldioxidflöden som kan nyttjas till att producera metanol eller biometan. En studie (Jannasch, Hjalmar, & Wolf, Slutrapport – Integrering av elektrobränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans, 2019) visar på att de 10–15 största anläggningarna har tillräckliga koldioxidströmmar att tillgodose 100–115 TWh metanol eller metan. Vilket är nästan dubbelt så mycket som de fossila delarna i Sveriges transportsektor.

Flera aktörer inom kemi- och raffinaderiindustrin har planer eller initiala aktiviteter inom CCS och elektrobränslesatsningar (Jannasch, Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster´s process industries, 2020). Drivkraften är de nationella målen (”Klimatneutral processindustri 2045” och ”Nettoutsläpp för hela värdekedjan 2045”), ökande efterfråga på klimatneutrala råvaror och produkter och intresse för cirkulär ekonomi. För raffinaderierna är den svenska utsläppsminskningsplikten särskilt viktigt vilket driver raffinaderierna till att hitta alternativa lösningar så som CCS/CCU och biomassa i stället för fossila råvaror.

Barriärer som nämns av aktörer som ingick i analysen som Rise genomförde (Jannasch, Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster´s process industries, 2020) är: låga mognadsnivå för flera tekniker; höga kostnader; osäkerheter gällande systemintegration; tillgång till koldioxid, vatten och el; och sist men inte minst el-kapacitet till konkurrenskraftiga priser och problem med de långa ledtider för tillståndsprocesser och utbyggnad av elnätet. Det är oklart varför dessa aktörer ser tillgången till koldioxid som en barriär. Det kan möjligen ha koppling till svårigheter med frakt från de utspridda anläggningarna till potentiella elektrobränsle tillverkare. Aktörerna ser inte EU-ETS för CO_2 eller möjligheten att vara en aktiv aktör på en allt mer flexibel elmarknad som betydande incitament för elektrifiering i västsvenska processindustrier.

2.4.5 Kompletterande åtgärder

Vätgas är en av flera lösningar som bidrar till minskning av koldioxidutsläppen. Andra metoder och tekniker som komplettera vätgasen och som kan passa olika bra i olika processer för minskning av industrins utsläpp är ökad cirkularitet (återanvändning, återvinning eller byte av produkter) samt energieffektivitetsåtgärder exempelvis genom anpassning av produktionsutrustning och användning av bästa tillgängliga teknik för

att minska energianvändningen per produktionsvolym. När det är tekniskt genomförbart och prisvärt, kan elektrifiering vara en lösning exempelvis genom att ersätta fossila bränslen med förnybar elvärme. Biomassa om finns i tillräckliga mängder kan användas i stället för fossila bränslen, men även CCS som med dagens teknik kan avskilja mer än 90 % av koldioxidutsläppen, men den behöver lagringsinfrastruktur

2.4.6 Diskussion och slutsatser

Industriell verksamhet kan vara en katalysator för utvecklingen av vätgasanvändning i andra sektorer. Av den anledningen sätter en del ekonomier kick-startning av den industriella vätgasekonomin som en prioritet (Raksha, 2020). I några nationella strategier (Kanada, UK) framgår tydligt hur industrin har engagerats i framtagning av långsiktiga och holistiska vätgasfärdplaner för att avfossilisera industrin och bidra till den ekonomiska tillväxten.

För att förbli konkurrenskraftig och positionerad för att fånga nya möjligheter väljer en del industrier att satsa och investera i vätgas. Och bränslecellsteknik, många gånger med långsiktigt perspektiv på vätgas och avfossilisering. Industriella företag också ser allians och samutveckling som strategiska sätt att övervinna hinder. En rekommendation från FCH (FCH, 2019) till industrin är att samarbeta med tillsynsmyndigheter för att utveckla en stark hemmamarknad och värdekedjor. Likaså utveckla industriella samarbeten med aktörer på de snabbt accelererande vätgas- och bränslecellsmarknaderna för att säkra marknadsrisker.

2.5 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i transportsektorn

I detta avsnitt analyseras och kvantifieras potentialen för användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i transportsektorn på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

2.5.1 Mål och styrmedel för sektorn

Internationella mål

Inom EU finns en målsättning om andel förnybar energi inom transportsektorn till 2030 om 14 %. Den internationella sjöfartsorganisationen IMO[8] har antagit en strategi om att minska den internationella sjöfartens utsläpp med 50 % till 2050 jämfört med 2008 och inom den internationella luftfartsorganisationen ICAO[9] finns ett mål om klimatneutral utveckling från 2020 och framåt.

Internationella styrmedel

Inom EU finns utsläppskrav på nya lätta och tunga fordon för fordonstillverkarna som måste minska de genomsnittliga utsläppen från de fordon de sätter på marknaden. I detta styrmedel finns mekanismer som premierar nollemissionsfordon som både kan vara batterielektriska och bränslecellsfordon.

[8] International maritime organization.

[9] International civil aviation organization.

Det finns också ett antal ekonomiska stödsystem som innefattar vätgasanvändning för transportsektorn via EU. Från EU kan stöd till tankinfrastruktur fås genom Connecting Europe Facility (CEF) som medfinansierat tankstationer inom Nordic Hydrogen Corridor och samarbetet Important Projects with Common European Interest (IPCEI).

För sjöfarten, luftfarten och bantrafiken är styrmedlen svagare än för vägtrafiken men det pågår arbete inom EU att lägga förslag till internationella sjöfartsorganisationen (IMO) om att intensifiera arbetet med vätgas och påbörja ett arbete för ammoniak som fartygsbränsle. Inom den internationella luftfartsorganisationen (ICAO) utvecklas just nu klimatstyrmedlet CORSIA som kan komma att innefatta elektrobränslen och likaså pågår arbete inom EU som kan komma att innefatta inblandningsmandat för flyget där elektrobränslen kan inkluderas.

Nationella mål

Nationellt har riksdagen beslutat om 70 procents minskning av växthusgasutsläppen för inrikes transporter exklusive inrikes flyget, till 2030 (basår 2010) och senast 2045 ska Sverige ha uppnått nettonollutsläpp av växthusgaser.

Nationella styrmedel

Framdrivning av fordon och farkoster med hjälp av vätgas är i dag generellt sett dyrare än framdrivning med hjälp av konventionella drivmedel eller elektrifiering. Det finns dock styrmedel som kan verka för att minska dessa skillnader och potentiellt stödja vätgasen. För lätta fordon finns det nationella stödsystemet bonus-malus där nya nollemissionsfordon (exempelvis bränslecellsfordon) erhåller en bonus om 70 000 kronor vid inköpstillfället. Den svenska reduktionsplikten för bensin, diesel och flygfotogen ställer krav på drivmedelsleverantörerna att minska sina genomsnittliga utsläpp jämfört med fossila motsvarigheter. I detta styrmedel ges möjligheten att uppfylla reduktionsnivåerna med hjälp av flytande elektrobränslen (men ej gasformiga bränslen så som vätgas).

Nationella ekonomiska styrmedel som kopplar till vätgasområdet inom transportsektorn är följande: Klimatklivet, Elbusspremien, Klimatpremien för tunga lastbilar och arbetsmaskiner, Industriklivet, Pilot- och demonstrationsprogrammet och Fordonsstrategisk forskning och innovation (FFI) samt regionala elektrifieringspiloter.

2.5.2 Nuläge i sektorn

Transportsektorn är idag den sektor som använder mest fossila bränslen och således en sektor som kräver kraftiga åtgärder för att uppfylla de nationella klimatmål som Sveriges riksdag beslutat. 2019 stod inrikes transporter för utsläpp av drygt 16 000 tusen ton koldioxidekvivalenter vilket motsvarar 32 procent av växthusgasutsläppen inom Sverige (exklusive markanvändning, skogsbruk och utrikes transporter). Detta är en ökning om drygt 4 procent sedan 1990 då inrikes transporter stod för 28 procent. Utsläppen från utrikes transporter omfattade knappt 9 700 tusen ton koldioxidekvivalenter 2019 vilket är en kraftig ökning sedan 1990 då utsläppen var 3 725 tusen ton koldioxidekvivalenter.

Vätgas kan användas som bränsle i de flesta transportslag. Den kan användas som bränsle för bränslecellssystem som producerar el för framdrivning av fordon och farkoster via en elektrisk motor. Vätgas kan även användas som bränsle för förbränningsmotor samt för framställning av elektrobränslen som kan användas inom marin- och flygapplikationer. Elektrobränslen är ett samlingsbegrepp för olika syntetiska bränslen som framställs i

katalytiska processer genom reaktion mellan fossilfri vätgas och koldioxid som lagrats exempelvis efter biomassaförbränning. Exempel på elektrobränslen är e-metan, e-metanol och andra tyngre e-bränslen med egenskaper liknande bensin, diesel och jetbränsle.

Effektiviteten eller verkningsgraden för användning av vätgas och elektrobränslen i fordon och farkoster är en viktig aspekt att belysa. Detta eftersom det förekommer förluster i varje omvandlingssteg; elektricitet konverteras till vätgas vilket sedan lagras i fordonet och sedan via en bränslecell konverteras tillbaka till elektricitet för framdrivning av fordonet. IEA pekar på att verkningsgraden kan vara omkring 30 %, dvs av den ursprungligt inmatade elen återstår endast 30 % när fordonet framdrivs med bränslecell.

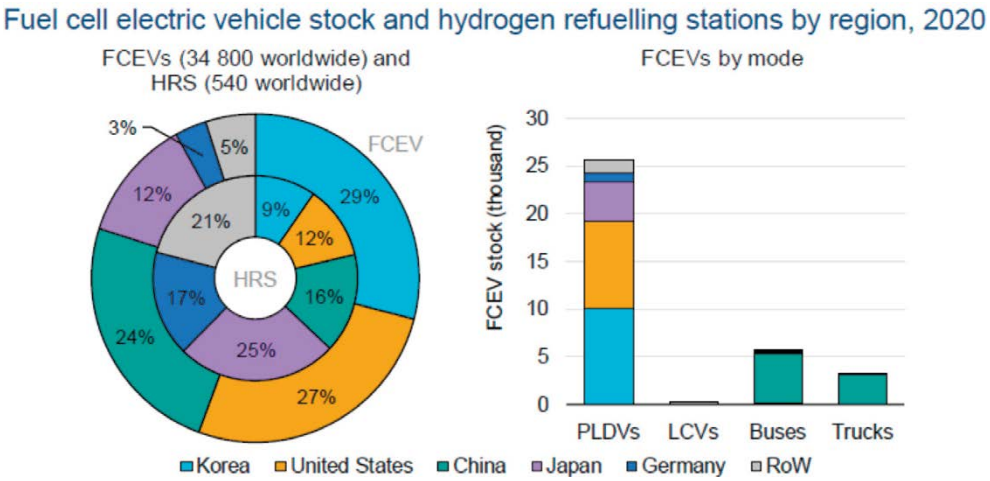
Vägtrafik

Vägtrafiken stod 2019 för en energianvändning om 77 TWh, vilket motsvarar drygt 90 procent av energianvändningen inom inrikes transporter. Av detta utgjorde biodrivmedel och el knappt 17 TWh och resterande 60 TWh var av fossila drivmedel. Utsläppsmässigt står vägtrafiken likaså för 90 procent av inrikes transporters utsläpp. Personbilstrafiken utgör drygt 60 procent av utsläppen, följt av tunga lastbilar 20 procent och lätta lastbilar 9 procent, resterande utsläpp utgörs av luftfart, resterande del utgörs av inrikes luftfart, inrikes sjöfart, bantrafik, bussar, motorcyklar och militära transporter.

Bränslecellsfordon är nollemissionsfordon som omvandlar vätgas lagrad ombord till el med hjälp av en bränslecell som i sin tur driver en elektrisk motor. De första bränslecellsdrivna personbilarna blev kommersiellt tillgängliga 2014. Idag finns det nästan 35 000 bränslecellsfordon registrerade globalt. Av dessa fordon är ungefär 75 % personbilar, 15 % bussar och 10 % lastbilar. De flesta fordonen finns i Asien (46 %), följt av Nordamerika (43 %) och Europa (11 %). I Asien dominerar Sydkorea och Japan på personbilssidan med en andel på 99,2 %. Av Kinas 6 178 bränslecellsfordon är nästan uteslutande bussar till skillnad från de flesta länder där bilar är dominerande (IEA 2021). På den europeiska marknaden är det personbilar som dominerar och här finns de flesta (50 %) i Tyskland och Frankrike följt av Storbritannien, Holland och Norge som vardera har cirka 200 bränslecellsbilar. I Sverige finns drygt 50 personbilar registrerade och två bussar kommer under hösten 2021.

I nuläget är marknaden för tyngre bränslecellsfordon liten men det är samtidigt ett segment som är svårare att elektrifiera med batterier, speciellt för långväga tunga lastbilar där räckvidden kan vara ett problem. Likaså är bussar ett delsegment inom tunga fordon där vätgasen kan ta marknadsandelar, exempelvis är Kina drivande för denna utveckling (IEA, 2019), se Figur 23. Det finns ett tiotal bränslecellslastbilar på marknaden idag och det pågår en del pilot och demonstrationer av bränslecells lastbilar på olika ställen i världen. Antalet bränslecellslastbilar på marknaden förväntas öka till tiotusentals inom de kommande 5 åren enligt tillverkarna.

Det låga antalet kommersiellt tillgängliga bränslecellsfordonen i kombination med höga drivmedelskostnader gör att ägandekostnaden är högre än för batterielektriska fordon i dagsläget.



Figur 23. Andel av olika typer av bränslecellsfordon fördelat på länder.
Källa: Global EV Outlook, IEA 2021.

Tankinfrastruktur vägtrafik

En viktig faktor för utbredningen av användning av vätgas inom vägtransporter är tillgången till närliggande tankinfrastruktur. Globalt finns cirka 540 tankstationer varav de flesta är anpassade för personbilar. Japan är det land som har flest stationer följt av Tyskland. Dessa länder har minst antal fordon per tankställe. I Sverige finns i nuläget totalt 5 publika tankstationer (Umeå, Sandviken, Arlanda, Göteborg och Mariestad).

De flesta tankställen för personbilar har 700 bar medan stationer för bussar oftast är på 350 bar. I Europa har 124 av de 139 publika stationerna 700 bar för personbilar, 40 stationer 350 bar för personbilar och 16 stationer 350 bar för bussar. Många stationer har bägge varianter. Vissa stationer får vätgas levererat i tuber medan andra producerar den själva. Tankstationen i Mariestad producerar sin vätgas från solel.

Sjöfart

Inrikes sjöfart stod 2019 för en energianvändning om 1,9 TWh och för 4 procent av inrikes transporters utsläpp. Merparten av energianvändningen sker idag med fossila drivmedel i form av diesel och eldningsoljor med en marginell inblandning av biodrivmedel. Energianvändningen inom utrikes sjöfart är däremot avsevärt högre och bunkringen i Sverige nådde 24 TWh år 2019. Precis som för inrikes sjöfart utgörs merparten av bränsleanvändningen av fossila bränslen.

I dagsläget används vätgas, elektrobränslen och ammoniak i sjöfartssektorn endast i mindre demonstrationsprojekt och i mindre fartyg samt för tillhandahållande av hjälpenergi ombord på större fartyg runtom i världen.

Tankinfrastruktur sjöfart

I nuläget tankas fartyg generellt i hamnar eller via ship-to-ship tankning. De geografiska platserna för tankinfrastrukturen finns således på plats men möjligheterna till tankning av elektrobränslen och ren vätgas är idag högst begränsade då produktionen av dessa ännu är i en uppstartsfas.

Luftfart

Flyget står för ca 3 procent av de globala energirelaterade koldioxidutsläppen. I Sverige står inrikes luftfart för en energianvändning om 1,9 TWh och motsvarar 3 procent av koldioxidutsläppen inom inrikes transporter. I dagsläget är energianvändningen i princip helt fossil. Utrikes luftfart som tankar i Sverige stod 2019 för en energianvändning om 10 TWh.

Effektivisering kan minska bränslekonsumtionen men alternativa bränslen eller elektrifiering behövs för att minska utsläppen ytterligare från luftfarten

Tankinfrastruktur luftfart

Infrastrukturen för elektrobränslen och ren vätgas för luftfarten är idag obefintliga då produktionen inte tagit fart. Flygplanen tankas vid flygplatserna och det krävs således att det utvecklas en infrastruktur vid dessa platser.

Bantrafik

Bantrafiken i Sverige är till stor del elektrifierad. Tågtrafikens energianvändning omfattade 2,8 TWh 2019 av vilket 94 procent utgjordes av elanvändning och resterande 6 procent diesel. Koldioxidutsläppen från järnvägstrafiken stod 2019 för endast för 0,3 procent av totala utsläppen inom inrikes transporter.

Vätgas och bränslecellsteknik kan användas för framdrivning av tåg samt elektricitetsbehov ombord. Globalt pågår det sedan några år tillbaka flera vätgasprojekt inom järnvägstransporter. I Tyskland har till exempel Alstoms vätgaståg ”Coradia iLint” för passagerartransport testats på ett par rutter mellan 2018–2020 och reguljära rutter planeras komma igång under 2022. Demonstration av vätgaståg har också genomförts i Spanien, Österrike, England och USA.

Tankinfrastruktur bantrafik

I dagsläget finns inte vätgaståg i Sverige och därmed inget behov för tankinfrastruktur.

Arbetsmaskiner

Arbetsmaskiner omfattade 2019 drygt 6 procent av Sveriges totala utsläpp (exklusive markanvändning, skogsbruk och utrikes transporter). Deras omställning till nollutsläpp kan likt personbilsflottans omställning ske med hjälp av elektrifiering, biodrivmedel och även bränslecellsfordon. Exempelvis framdrivs redan idag i omkring 25 000 gaffeltruckar globalt med hjälp av vätgas.

2.5.3 Pågående initiativ

Vägtrafik

Volvo-Daimler presenterade i april 2021 en färdplan för deras nya samarbete kring bränsleceller, samriskbolaget cellcentric. Samarbetet ska accelerera användningen av vätgasbaserade bränsleceller för bland annat långväga tunga transporter. Företaget kommer att utveckla, producera och sälja bränslecellssystem för både fjärrtransporter och andra användningsområden. Målet är att bli en ledande global tillverkare av bränslecellssystem. Produktionen är planerad att inledas 2025 och serietillverkningen av bränslecellslastbilar ska vara i gång under den andra hälften av det här årtiondet. Som ett ytterligare led i denna satsning startar Volvo CE också ett testlab för bränsleceller i Eskilstuna.

Stålbolaget Ovako ska bygga Sveriges största anläggning för produktion av vätgas i anslutning till bolagets verksamhet i Hofors. Vätgasen ska användas för att värma stål inför valsning. Anläggningen kommer också att möjliggöra en storskalig och kostnadseffektiv produktion av fossilfri vätgas för godstransporter med bränslecellsfordon i samarbete med Volvokoncernen. Anläggningen ska vara på plats i slutet av 2022.

Scania är involverade i flera demonstrationsprojekt, exempelvis samarbetet med PowerCell och Renova för framtagande och driftsättning av en bränslecellsdriven sopbil. Sopbilen rullar i Göteborg sedan mitten av juni 2021. De har även ett samarbete med den norska matkedjan Asko där de testar fyra bränslecellslastbilar i Oslo.

Danska Everfuel planerar att bygga 15 vätgasmackar i Sverige till slutet av 2023. Åtta av stationerna kommer att etableras inom det delvis EU-finansierade Nordic Hydrogen Corridor tillsammans med Vätgas Sverige, Statkraft, Hyundai och Toyota. Resterande vätgasstationer planeras enskilt eller i samarbete med andra partners. Everfuels målsättning är att driva 40–50 publika vätgasmackar i Skandinavien i slutet av 2023.

Sjöfart

I ett projekt finansierat av Nordisk Energiforsk undersöker IVL tillsammans med norska Sintef, Islands universitet, Stena Rederi och Powercell vätgas och bränslecellösningar för den nordiska sjöfartssektorn. I projektet ingår att utveckla och utvärdera en konceptdesign för ett fartyg för närsjöfart som använder vätgas och bränsleceller för framdrivning. Även mer tekniska aspekter och kostnader ingår, samt barriärer och drivkrafter för att realisera sådana fartyg i Norden, liksom påverkan på utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar.

Liquid Wind erhöll nyligen finansiering från bland annat Energimyndigheten för att utveckla en e-metanolanläggning i Örnsköldsvik och planerar att inrätta åtminstone ytterligare tre anläggningar i Sverige till 2030. Planen är att e-metanolen som produceras ska användas inom sjöfarten där bl.a. rederiet Maersk har uttalat sig att de vill övergå till större användning av e-metanol framöver.

Vätgasbränsleceller demonstreras i olika segment som färjor och pendelfartyg (IRENA, Hydrgon from renewable power, 2018) Prototyper för bränslecellsdrivna passagerarfartyg är redan i drift, till exempel MS Innogy i Tyskland och Energy Observer. I Norge planerar Viking Cruises att bygga världens första kryssningsfartyg som drivs med flytande vätgas och bränsleceller.

Luftfart

Ett antal demonstrationsprojekt har testat möjligheten att använda vätgas som bränsle i små flygplan men att använda ”ren” vätgas som flygbränsle kräver mer forskning. Vätgasens låga volymdensitet och nedkylning (då man här använder flytande) kräver en ny flygplansdesign samt ny tank- och lagrings infrastruktur på själva flygplatsen. Till skillnad mot ren vätgas skulle inte elektrobränslen kräva vare sig ny flygplansdesign eller ändrad infrastruktur på flygplatsen. Dock är dessa signifikant dyrare att framställa jämfört med konventionellt flygbränsle.

Airbus har presenterat tre konceptplan vilka planeras vara marknadsredo till 2035. Ett turbopropellerdrivet med plats för 100 passagerare och en flygsträcka på 1 850 km, ett andra drivet med turbojet med plats för 200 passagerare och en dubbelt så lång körsträcka och ett tredje med plats för fler passagerare och längre körsträcka.

Energimyndigheten beslutade under 2021 att stödja ett antal projekt med potential att påskynda introduktionen av vätgasflyg i Sverige. Det handlar bland annat om ett projekt för att utveckla tekniska lösningar för delsystem som behöver utvecklas för att möjliggöra vätgasdrift av flygplan och att utveckla ultralätta flygplanstankar för flytande väte.

Bantrafik

I dagsläget pågår inga vätgasprojekt inom bantrafik i Sverige. Inlandsbanan har dock tillsammans med Statkraft och RISE genomfört en genomförbarhetsstudie för framdrivning och uppvärmning av tåg med fossilfri vätgas. Likaså har Mariestad tillsammans med några andra kommuner undersökt en systemlösning för konvertering av Kinnekulletåget och några andra dieseldrivna tåg till bränslecellståg med fossilfri vätgasdrift. Båda projekten handlar om såväl person- som godstransport.

2.5.4 Potential för vätgas, elektrobränslen och ammoniak att bidra till målen

Mycket tyder på att batterier kommer att vara den valda lösningen för den lätta fordonsflottan för att minska utsläppen av växthusgaser. De bränslecellspersonbilar som finns i Sverige (drygt 50) utgör en försumbar andel av den totala personbilsflottan på ungefär 6 miljoner fordon. Utbytestakten för personbilar är omkring 17 år vilket innebär att det tar relativt lång tid för fordonsflottan att bytas ut och användningen av lätta bränslecellsbilar kommer således på kort sikt endast ha marginell påverkan på energianvändningen inom transportsektorn och 2030-målet. Dock används personbilar generellt något mindre ju äldre de blir. För tunga lastbilar är utbytestakten något snabbare omkring 10 år vilket innebär att dessa byts ut snabbare. Fördelarna med att använda bränsleceller jämfört med batterier är tydligast vid långväga och tunga transporter. Då blir den snabbare tanktiden, längre körsträcka på en tank jämfört med en laddning tydlig. I Sverige är det främst industrin som driver vätgasfrågan framåt och möjligheter finns att lastbils- och arbetsmaskinstransporter inom dessa kluster kan bli de som får en betydande användning först.

Svensk fordonsindustri satsar för närvarande betydande summor för forskning och utveckling av nya produkter och en betydande andel av marknaden finns utomlands. Den svenska marknaden kommer sannolikt att utvecklas i olika kluster där förutsättningarna för drift med vätgas är särskilt gynnsamma. Eftersom en stor del av utvecklingen sker i Sverige är denna marknad även viktig för industrins möjligheter att bygga kunskap och erfarenhet av dessa applikationer. Detta kan dock leda till att det finns möjligheter för fler pilot- och demonstrationsprojekt i Sverige och därmed ökad kunskap kring möjligheter för den här typen av fordon. För fordon som körs enligt specifika rutter och med en hög användningsgrad skulle det vara möjligt att kunna använda vätgastekniker.

En viktig faktor för utbredningen av användning av vätgas till vägtransporter är tillgången till närliggande tankningsinfrastruktur för att förse transporterna med vätgasen som behövs till transporterna. Det innebär att transporter som genomförs över bestämda sträckor i närheten av vätgasproduktion kan vara attraktiva initiala marknader.

På längre sikt är det svårare att bedöma bränslecellsfordonens roll för att nå energi- och klimatmålen då det saknas styrmedel i likhet med reduktionsplikten efter 2030. Ett eventuellt utfasningsår för försäljning av bensin- och dieselbilar kan här ha en stor inverkan på vilka fordon som efterfrågas av bilköparna.

För sjö- och luftfart kan användning av fossilfri vätgas framförallt ge upphov till en betydande klimatnytta utanför Sveriges gränser då utsläppen från inrikes sjö- och luftfart är förhållandevis liten.

Branschorganisationen Air Transport Action Group har i sina scenarier för den globala luftfartens möjligheter att nå nollutsläpp pekat på att användning av vätgasen som bränsle inom luftfarten sannolikt endast kommer att spela en marginell roll till 2050 och att de viktigaste områdena är förnybart flygbränsle (SAF) och energieffektivisering.

Utbredningen av bränslecellsdrivna fordon och farkoster påverkas av flera faktorer så som tillgången på fordon och farkoster, möjligheten till andra tekniker och drivmedel, tankinfrastruktur och priset på fossilfri vätgas. Vidare finns det ett antal hinder och utmaningar som behöver lösas innan vätgasen ska kunna utgöra en del i transportsektorn. Dessa innefattar exempelvis hur internationella regelverk utformas och att Sverige premierar fossilfri vätgas där andra länder till en början inriktar sig mot grå vätgas.

Priset och tillgång till fossilfri vätgas

Priset för fossilfri vätgas är fortfarande högt jämfört med bensin och diesel. Elpriset utgör större delen av kostnaden för vätgasen och inte själva elektrolysören, vilket innebär att elpriset kommer att ha en viktig påverkan på priset på grön vätgas framöver. Industrier som producerar vätgas i stora mängder för egen användning kan skapa möjligheter för transportsektorn. I Sverige är det främst industrin som driver vätgasfrågan framåt och möjligheter finns att lastbils- och arbetsmaskinstransporter inom dessa kluster kan bli de som börjar utvecklas först. Ett tydligt exempel är Ovako som ska värma stål med hjälp av fossilfri vätgas och inom projektet också planerar en vätgastankstation för tunga fordon i anslutning till sin anläggning i Hofors.

Vägtrafik

Tillgången till tankinfrastruktur för vägtrafik

En viktig fråga för utvecklingen av vätgas inom vägtransporter är ”hönan och ägget”-problematiken. Det måste både finnas tillförsel av vätgas till fordonen via tankstationer och fordon som kan framdrivas med hjälp av vätgas.

De initiativ som finns för tankstationer har inte alltid en tydlig plan för lönsamhet. En viktig fråga är också huruvida infrastrukturen för vätgas och dess tankstationer kommer att kunna tillhandahålla vätgas till både lätta och tunga transporter eller om de kommer att vara nischade till olika fordonstyper. Tillgången på infrastruktur är viktigt oavsett fordonsslag. För den tunga- och kommersiella trafiken är behovet av antalet tankstationer mindre än för personbilar då den tunga- och kommersiella trafiken förväntas kunna köra längre sträckor och lättare kan planera sina rutter än personbilstrafiken. Det är således enklare att modellera och därmed planera positionering av tankstationer för den tunga och kommersiella trafiken.

Tillgången på fordon

Utbredningen av bränslecellsdrivna lätta fordon påverkas av många faktorer; däribland tillgången på fordon och olika fordonsmodeller som styrs av den globala marknaden och vilka typer av fordonstyper fordonstillverkarna väljer att producera. Idag finns få fordon tillgängliga på marknaden, särskilt på tunga sidan. Svensk fordonsindustri

satsar här men har sin största marknad utomlands. Däremot finns det möjligheter för fler demonstrationsprojekt där fordon som körs enligt specifika rutter och har en hög användningsgrad skulle kunna utnyttja vätgas som drivmedel, exempelvis taxiföretag där tidsåtgången för laddning kan ha en negativ inverkan, likaså skulle distributionslastbilar kunna köras med hjälp av bränsleceller Dock finns möjligheter till investeringar kopplat till industriprojekt i likhet med Ovako samt pilot och demonstrationsprojekt i Sverige vilket ger kunskap och möjligheter till uppskalning längre fram i tiden.

Sjöfart

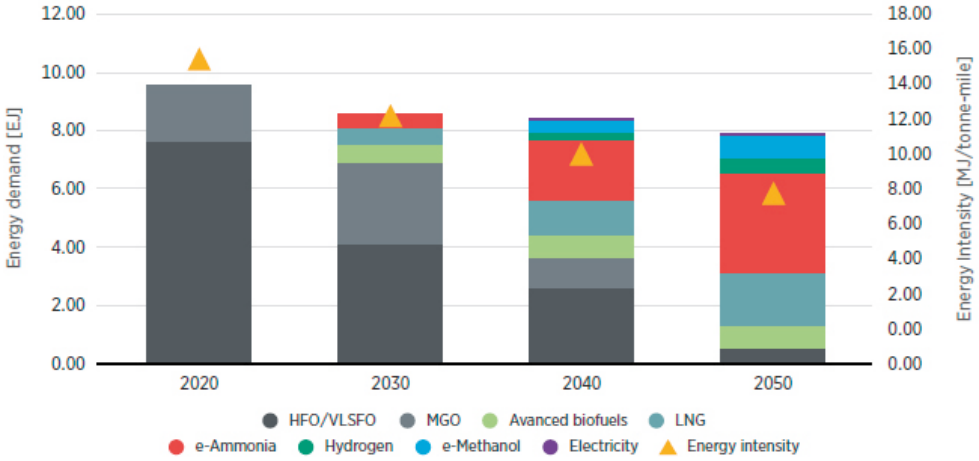
För att uppnå IMO:s mål om 50 % minskning av växthusgasutsläppen fram till 2050 behöver sjöfarten ersätta stora delar av dagens fossila bränslen med fossilfria drivmedel och kraftteknikker. Vätgas, ammoniak, elektrobränslen som syntetisk diesel, e-metanol och e-metan pekas ut som alternativa bränslen som kan utgöra delar av sjöfartens energimix.

Framtidsprognoser visar att vätgas, ammoniak och elektrobränslen kan komma att spela en viktig roll inom sjöfarten. Det krävs ca 5 gånger så stor tank ombord för flytande vätgas för att köra samma sträcka som på diesel eller bunkerolja, ca 10 gånger så stor för komprimerad vätgas och ca 2,7 gånger så stor för flytande ammoniak.

Vätgas ses som en tänkbar lösning för segment som innefattar stora passagerarfartyg och möjligen även kryssningsfartyg. Förutom framdrivning kan bränsleceller tillhandahålla hjälpkraft på fartyg och ersätta dieselbaserade kraftgeneratorer både ombord och på land för att undvika emissioner och höga installationskostnader för landanslutning med el i hamnar. För långdistanskörningar, övervägs flytande vätgas nu som ett potentiellt alternativ.

Prognoser visar att sjöfartens energimix fram till 2025 kommer att bestå av främst av lågsvavlig bränsleolja eller marin dieselolja, LNG och tung eldningsolja (Energimyndigheten, Kortsiktsprognos i siffror sommar 2021, 2021). Sannolikheten för en märkbar förändring är ytterst liten på grund av flertalet tekniska utmaningar och för att nya regelsystem inte förväntas finnas på plats före 2023. Batteridrivna fartyg finns kommersiellt på marknaden idag men är begränsade till korta färder med små fartyg.

DNV och IRENA pekar i sina senaste sjöfartsscenarier till 2050 på att användningen av e-ammoniak kan utgöra upp till 50 procent av energianvändningen inom internationell sjöfart 2050 för att uppfylla de av IMO satta målsättningarna inom utrikes sjöfart, se Figur 24. En mindre del av sjöfartens energimix kan även komma från direkt användning av vätgas. Det är dock inte helt klart ännu vilka vätgasrelaterade tekniker som är mest lämpliga ur tekniska och ekonomiska perspektiv. Alternativ som undersöks inkluderar flytande väte, ammoniak och elektrobränslen. Elektrobränslen ses som passande bränslen för energiomställningen i sjöfarten på grund av deras energitäthet och möjlighet att använda de med liknande lagringsinfrastruktur ombord som konventionella bränslen. Det som talar emot elektrobränslen är deras höga priser och låga verkningsgrad på grund av höga energiförluster under tillverkningsprocesserna. Elektrobränslen är fortfarande i låg mognadsgrad och förväntas inte vara en del av sjöfartens energimix innan 2045.



Figur 24. IRENA:s scenario för att uppfylla 1,5°C-målet, 2018–2050.

Källa: IRENA – A pathway to Decarbonise the shipping sector by 2050.

Ammoniak ses som ett relativt väl lämpat bränsle för oceanfartsapplikationer på grund av dess relativt höga energitäthet jämfört med många andra alternativ. En faktor som ökar potentialen för användning av ammoniak är infrastrukturtillgänglighet eftersom ammoniak används i storskaliga industrier främst för tillverkning av jordbruksgödsel, men det behöver byggas ut inte minst för bunkringsändamål. Det är inte troligt att ammoniak blir kommersiellt tillgängligt för sjöfart på kort sikt. Det tar tid att ta fram ammoniakförbränningsmotorer, bygga bunkringsinfrastrukturen och säkra användningen av bränslet med dess höga självantändningstemperatur, låg flamhastighet, hög förångningsvärme, smala brandfarlighetsgränser och toxicitet, utöver associerad bildning av kväveoxider (NO_x).

Metanol är ett annat bränsle som har potential att användas som fartygsbränsle på lång sikt. Metanol innehåller inget svavel och är flytande vid omgivande luftförhållanden, vilket gör det enkelt att lagra det på fartyg i standardtankar för flytande bränslen med små ändringar för att tillgodose dess låga flampunkt.

Metanol finns i volym idag, men produktion av grön metanol i stora volymer kommer när fossilfri vätgas finns i stor skala och CCS-tekniken mognat och kostnaden gått ner (The Blue Move for a Green Economy, 2018). Det finns fortfarande brister i metanol-infrastruktur och bunkringsanläggningar för frakt globalt. Distribution av metanol till fartyg kan ske med lastbil eller bunkerfartyg. Stena Line har skapat ett dedikerat område i den svenska hamnen i Göteborg för bunkring av fartyget Stena Germanica. Den första metanol infrastukturleverantörskedja (från produktion till förbrukning i bränslecell-systemet) i Tyskland lanserades på det inlandpassagerarfartyget MS Innogy år 2017.

Hur snabbt omställningen i sjöfart sker beror inte enbart på tillgång till förnybara lösningar. Utan andra faktorer som fartygens livslängd, styrmedel och ledtider för upphandling av fartyg för vissa rutter kan försvåra en snabb omställning.

Luftfart

Vätgasanvändningen inom luftfarten är idag begränsad till ett fåtal demonstrationsprojekt men i takt med att flyget behöver minska sina utsläpp är alternativen inte lika många som för exempelvis vägtrafiken. Möjligheten till eldrivna batteriflygplan är sannolikt begränsad till kortare flygresor och potentialen för vätgas inom flyget finns således främst inom längre flygresor där det saknas andra fossilfria alternativ. Viktiga aspekter för vätgasens utveckling inom luftfarten är kostnadsfrågan där vätgasteknikerna för flyget behöver kunna konkurrera med konventionellt flygbränsle. IEA bedömer att kostnaden för framställning av flytande vätgas idag är 4–6 gånger dyrare än flygfotogen i nuläget men att det finns möjlighet att denna skillnad minskar till 1,5–2 gånger dyrare vilket ger bättre möjligheter att konkurrera.

Enligt EU:s vätgasstrategi har vätgas en potential att långsiktigt minska utsläppen inom flygsektorn genom produktionen av elektrobränslen med fossilfri vätgas.

Bantrafik

Bantrafikstatistik för godstransporter 2019 visar att av totalt 561 godstrafiktåg var 185 lok och 45 lokomotorer dieseldrivna. För persontransport finns 101 elektrifierade tåg och endast ett tåg (Inlandsbanan) som drivs på biobränsle (HVO). Bantrafiken utgör endast en liten del av transportsektorns energianvändning och som nämnt ovan är merparten redan idag elektrifierad, således är möjligheterna att bidra till klimatmålen relativt små. Däremot finns det potential i andra länder där elektrifieringen inte är lika stor som i Sverige.

Vätgasteknologin skulle kunna vara ett alternativ till de dieseldrivna tågen, men än så finns inte några sådana projekt i Sverige. Däremot utreder Inlandsbanan tillsammans med Statkraft möjligheten för att rusta upp Inlandsbanan och bygga om de tågen som går på ej elektrifierade järnväg till vätgasdrift genom att byta ut drivlinan till vätgasbränslecellsdrift med vätgastank på tåget. I utredningen tittar Statkraft och Inlandsbanan på lämpliga placeringar av vätgastankstationer längst banan samt olika alternativ för vätgastillförsel till tankstationerna. Under augusti 2021 pågick demonstration av Alstoms Coradia iLint på Inlandsbanan. Då Tåget kom lastat med vätgas från Tyskland då tankningsmöjlighet saknas i Sverige i nuläget.

Det pågår sedan några år tillbaka flera vätgasprojekt inom järnvägstransporter i flera länder i världen. Nedan är några exempel:

- Alstoms vätgaståg ”Coradia iLint” för passagerartransport testades i Tyskland under 2018–2020 i en 100 km rutt mellan Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervoerde och Buxtehude i norra Tyskland som normalt läggs med dieseltåg. Reguljära rutter planeras under 2022 (Future of mobility: what is known about hydrogen trains in Germany | RailTech.com). Tyskland planerar även att testa Siemens vätgaståg med start under 2024 på en bana utanför Stuttgart i Baden-Württemberg. Siemens tåg beräknas kunna tanka den mängden vätgas för en 60 mil körsträcka på 15 minuter och har en högsta hastighet på 160 km/h.
- Alstoms Coradia iLint har även testats på ÖBB:s (österrikiska federala järnvägar) regionala linjer på fyra rutter i södra Niederösterreich, Wien och östra Steiermark för passagerartransport under 2020 och blev godkänd av det österrikiska federala ministeriet för klimatskydd, miljö, energi, mobilitet, innovation och teknik (BMK) (Alstom’s hydrogen train successfully completes three months of testing in Austria | Alstom) och i Nederländerna i en 65 km linje mellan Groningen och Leeuwarden i norra Nederländerna som ett hållbart alternativ till de dieseltåg som för närvarande körs i de nämnda delarna.

- Vätgaståg testningsaktiviteter pågår i andra europeiska länder. Till exempel i Spanien testas Talgos vätgaståg ”Talgo Vittal-One” under 2021 med beräknad installation mellan 2021–2023 för att ersätta dieseldrivna tåg I Spanien. Tåget tankas med grön vätgas från sol och vind. Systemet kompletteras med batteri för att öka tågets hastighet när det startar och utnyttjar bromssystemet för att ladda det. Talgo systemet gör att konventionella nätverkslinjer kan ”elektrifieras” utan att det behövs kostsamma och långa anpassningsoperationer (Spain: Talgo’s Hydrogen Train Will Be Ready In 2023 – Fuel Cells Works).
- England har också planer för att ersätta sina dieseldrivna tåg med vätgaståg och har av den anledning testat vätgaståg (Hydroflex) som tagits fram av det brittiska järnvägsföretaget Porterbook och Birmingham universitet. Tester har pågått sedan 2019 på riktiga körbanor och distanser mellan 50–75 mil (Next stop, hydrogen-powered trains – BBC Future).
- I länder där persontåg är mindre populära, som USA, finns intresse för vätgas för godståg. I en rapport, sponsrad av USA: s energiministerium och federala järnvägsadministration konstateras att vätgasdrivna godståg kommer att ha ett högt samhällsvärde trots de tekniska utmaningarna som måste hanteras. Godståg kräver mer väte eller mer effektivt komprimerat väte på grund av högre vikt jämfört med passagerartåg för att bära samma last som dieseldrivna godståg för närvarande klarar.

2.5.5 Alternativa vägval

Vad som händer på batterisidan är också intressant. Det troliga är att batterielektriska och bränslecellsfordon kommer att komplettera varandra i framtiden men att biodrivmedel kommer att spela en viktig roll för omställningen på kort- och medellång sikt. Liksom med batteridrivna fordon har vätgasdrivna fordon både för- och nackdelar. En viktig aspekt är effektivitetsfrågan då bränslecellsfordon är avsevärt mindre energieffektiva än laddbara fordon. Fördelarna med att använda bränsleceller jämfört med batterier är tydligast vid långväga och tunga transporter. Det då den snabbare tanktiden, längre körsträckan på en tank jämfört med en laddning blir tydlig. En fördel för bränslecells-drivna fordon gentemot elfordon är dess kortare tankningstid jämfört med laddnings-tiden för laddbara fordon och möjligheten till längre räckvidd än hos batteridrivna fordon. Kommersiella fordon med tydliga rutter kan se fördelar med att utnyttja vätgas som drivmedel, exempelvis taxiföretag där tidsåtgången för laddning kan ha en negativ inverkan. Likaså skulle distributionslastbilar kunna köras med hjälp av bränsleceller.

2.5.6 Diskussion och slutsatser

- Att använda fossilfri vätgas och elektrobränslen kommer sannolikt vara en av pusselbitarna i omställningen av transportsektorn. Då marknaden för fossilfri vätgas och fossilfria elektrobränslen är i en tidig utvecklingsfas och då utbytes-takten för fordon och farkoster är lång kommer vätgasen sannolikt att ha liten påverkan på de fossila utsläppen från transportsektorn till 2030. För att nå det svenska målet om 70 % minskning av växthusgaser för inrikes transporter till 2030 behöver omställningen stå på tre ben; ett mer transporteffektivt samhälle, energieffektiva och fossilfria fordon och farkoster samt en högre andel förnybara drivmedel.

- Framställning av vätgas genom elektrolys innebär energiförluster. Ytterligare energiförluster uppkommer då fordonet framdrivs på vätgas. Dessa energiförluster är betydligt högre jämfört med direktelektrifiering och batteridrift. Samtidigt finns utmaningar med direktelektrifiering och batteridrift för vissa typer av transporter och där bedöms framdrift med hjälp av vätgas eller elektrobränslen kunna bidra till omställningen av transportsektorn. De största fördelarna med att använda vätgas, elektrobränslen och ammoniak i transportsektorn i Sverige finns främst för tunga och långväga transporter inom väg och sjöfart med ett stort energibehov där batteridrift eller direktelektrifiering inte är lika tillämpbar samt för kommersiell vägtrafik längs rutter med hög och förutsägbar förbrukning. Flyg kommer sannolikt att använda elektrobränslen producerade med fossilfri vätgas.
- Det är processindustrin (exempelvis metallindustrin) som kommer driva vätgasutvecklingen i Sverige. Där är vätgas en möjliggörare för att minska utsläppen. Vätgas skapar samtidigt förutsättningar för sektorsintegration. I anslutning till, inte minst, industrikluster med stor vätgasproduktion kan det uppstå sidoströmmar som ger möjligheter för transportsektorn.
- Introduktionen av vätgas inom transportsektorn beror också på tillgången till fordon och farkoster vilket har en stark koppling till den globala utvecklingen inom området. Vätgastekniker kan även spela en roll för att stärka den svenska fordonsindustrins konkurrenskraft globalt och skapa innovationer och arbetstillfällen.
- I Europa kommer det under en övergångsperiod produceras vätgas från fossila bränslen. Sverige har goda förutsättningar att producera fossilfri vätgas och ligger inte efter övriga Europa i det avseendet. Sverige har även en väl utbyggd infrastruktur för eldistribution medan vi däremot inte har en lika väl utbyggd infrastruktur med rörledningar som övriga Europa och endast ett fåtal fordon som drivs med vätgas.

2.6 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning i Jord- och skogsbruk

I detta avsnitt analyseras och kvantifieras potentialen för användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i jord- och skogsbrukssektorn på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

2.6.1 Mål och styrmedel för sektorn

Internationella mål

Matproduktion står för ca 26 procent av globala växthusgasutsläpp idag. Av dessa utsläpp står jordbruk för en stor del, med utsläpp främst i form av metan och lustgas från markanvändning och gödsel (Lynch, Cain, & Frame, 2021).

Inom ramen för EU:s system för handel med utsläppsrätter styr nuvarande reduktionsfaktor mot en minskning av växthusgasutsläppen med 43 procent till år 2030 (jämfört med 2005). Vidare har EU som mål att utsläppen från EU:s samlade ESR-sektor (utsläpp som regleras utanför handelssystemet) ska minska med 30 procent till 2030 (jämfört med 2005). Här ingår utsläpp från jordbruk och arbetsmaskiner. Målet fördelas på medlemsstaterna med hänsyn till BNP per capita och Sveriges mål inom ESR är en minskning med 40 procent.

Internationella styrmedel

Generellt sett finns två viktiga styrmedel inom EU:

- EU:s system för handel med utsläppsrätter (EU ETS) som är ett styr-medel för att minska utsläppen av växthusgaser.
- Övriga utsläpp som sker utanför handelssystemet (ibland omnämnd som den icke-handlande sektorn) regleras genom EU:s ansvarsför-delningsförordning (ESR).

Det finns även förslag på att använda prissättning på koldioxid på mineralgödsel som importeras till EU.

Nationella mål

Jordbrukssektorn står för ca 13 % av de svenska utsläppen räknat i koldioxidekvivalenter. Drygt hälften av dessa kommer från lustgas (N_2O), ca 47 % från metan (CH_4) och resten (fossilt) CO_2. Både lustgas och metan är starkare växthusgaser än koldioxid. Dessa har sitt ursprung från djurens matsmältning, gödsellagring och från jordbruksmark. Räknar man in jordbrukets användning av arbetsmaskiner samt uppvärmning av lokaler läggs ytterligare ca 1,5 % (ca 0,7 Mton CO_{2ekv}) på de totala jordbruksutsläppen (Jordbruksverket, 2018).

Det övergripande målet för livsmedelsstrategin är en konkurrenskraftig livsmedelskedja där den totala livsmedelsproduktionen ökar, samtidigt som relevanta nationella miljömål nås, i syfte att skapa tillväxt och sysselsättning och bidra till hållbar utveckling i hela landet.

Riksdagen har inom ramen för det klimatpolitiska ramverket beslutat om flera etappmål. Följande tre etappmål omfattar jordbruket:

- Utsläpp av växthusgaser till år 2030 – Växthusgasutsläppen i Sverige i ESR-sektorn, de verksamheter som inte omfattas av EU:s system för utsläppsrätter, bör senast år 2030 vara minst 63 procent lägre än utsläppen år 1990. Högst åtta procentenheter av utsläppsminskningarna får ske genom kompletterande åtgärder.
- Utsläpp av växthusgaser till år 2040 – Växthusgasutsläppen i Sverige i ESR-sektorn, de verksamheter som inte omfattas av EU:s system för utsläppsrätter, bör senast år 2040 vara minst 75 procent lägre än utsläppen år 1990. Högst två procentenheter av utsläppsminskningarna får ske genom kompletterande åtgärder.
- Utsläpp av växthusgaser till år 2045 – Senast år 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. För att nå nettonollutsläpp får kompletterande åtgärder tillgodoräknas. Utsläppen från verksamheter inom svenskt territorium ska vara minst 85 procent lägre än utsläppen år 1990.

Nationella styrmedel

- Satsningar på forskning och utveckling av nya affärsmodeller, samt av nya arbetsmaskiner inom jordbruket som drivs av förnybara bränslen. Forskning och utveckling av nya drivmedel som kommer från jordbruket.
- Möjlighet till investeringsstöd till biogasanläggningar samt stöd till produktion av fossilfri gödsel när den blir aktuell i Sverige.

- Biopremie/klimatpremie för t.ex. rena biodrivmedel för att utjämna skillnaden mellan fossila och förnybara drivmedel (utredningar, 2021)
- Klimatrådgivning inom Greppa näringen erbjuder gårdsanpassad rådgivning om växthusgasförluster och förbättringsmöjligheter.

2.6.2 Nuläge i sektorn

Inom jordbrukssektorn finns en rad olika områden där vätgas, elektrobränslen och ammoniak kan spela och redan spelar en roll. Exempel här är mineralgödsel, där vätgas ingår som komponent, men även bränslen till arbetsmaskiner och uppvärmning av stora byggnader.

Jordbruk i Sverige omsätter ca 775 000 ton mineralgödsel per år. Mineralgödsel säljs som både enkla- och sammansatta gödselmedel där innehållet av främst kväve (N), fosfor (P) och kalium (K) styrs vid tillverkningen. I det första steget av kvävegödsel-tillverkningsprocessen framställs ammoniak med den så kallade Haber-Bosch metoden, genom en katalytisk reaktion mellan kvävgas och vätgas. Kvävgasen kommer från luften, men vätgasen tillverkas från fossila källor som naturgas, kol och olja och i medeltal genererar 2,2–3 kg CO_2 per kg kväve (Jordbruksverket, 2018). Dessutom krävs energi vid framställningsprocessen, och i dagsläget är energikällan till stor del fossil. Att producera mineralgödsel där energikällan och komponenter inte har fossilt ursprung är i dagsläget mycket dyrt. Konkurrenskraften för fossilfritt mineralgödsel påverkas generellt av hur klimatstyrmedel utvecklas.

Sverige har ytterst liten mineralgödseltillverkning. Jordbruksbranschen importerar istället mineralgödseln som jordbruken behöver, bland annat från Norge, Tyskland, Nederländerna och Ryssland. För att förse hela Sveriges jordbruk med mineralgödsel, skulle det årligen behövas cirka 40 000 ton vätgas (LRF, 2020).

2.6.3 Pågående initiativ

För närvarande pågår flera projekt runt om i världen med syfte att producera mineral-gödsel där ammoniaken tillverkas av grön vätgas. Lantmännen arbetar tillsammans med växtnäringstillverkaren Yara, den största mineralgödselleverantören i Sverige, med målsättning att få tillgång till fossilfri mineralgödsel redan under 2023 (LRF, 2020). Yara och det danska energibolaget Ørsted planerar att etablera en demonstrations-anläggning i Nederländerna under 2021/2022 för produktion av 75 000 ton förnybar ammoniak per år. Anläggningen förses med havsbaserad vindkraft för framställning av vätgas från elektrolys (100 MWel). Utöver det, driver Yara två andra projekt för mineralgödseltillverkning från grön vätgas, ett projekt i Norge (Porsgrunn) som i början på 2023 ska producera 20 000 ton grön ammoniak med vattenkraft som energikälla och ett projekt i Australien (Pilbara) för vätgasproduktion från solenergi.

I Spanien har energiföretaget Iberdrola SA och gödseltillverkaren Fertiberia SA ett pågående projekt för vätgasproduktion med solceller som energikälla. Anläggningen förväntas vara klar under 2021 med en produktionskapacitet på 200 000 ton ammoniak per år. Det finns även planer på att mellan 2023 och 2027 bygga ytterligare två fabriker som tillsammans skulle producera 800 MW grön vätgas.

I Sverige undersöker LKAB i förstudiefasen i projektet ”ReeMAP” möjligheterna att återvinna fosfor från gruvavfall och använda det i en storskalig fossilfri mineralgödselproduktion. Fullskalig produktion planeras ske under 2027 (Farming of the Future, 2020).

Utöver det, driver Invest in Norrbotten diskussioner med olika parter för utveckling av Sveriges första anläggning för storskalig produktion av ammoniak och mineralgödsel från elektrolytisk vätgas och kväve. Det finns intresse inom jordbrukssektorn för decentraliserad vätgasproduktion från vind och/eller sol-el där den gröna vätgasen används för gårdsdrift som komplement till lokalproducerad biogas (Strategi för fossilfri konkurrenskraft – Vätgas, 2021).

Det finns idag ett fåtal europeiska exempel där vätgas utvärderats som bränsle i t.ex. traktorer, både som hybrid och med vätgasbränsleceller (DeWitt, 2021).

2.6.4 Potential för vätgas, elektrobränslen och ammoniak att bidra till målen

Även om en stor del av sektorns utsläpp har sitt ursprung i markanvändning och djurens matsmältning finns det potentiellt sett många områden inom jordbrukssektorn där vätgas, elektrobränslen och (fossilfri) ammoniak skulle kunna minska sektorns klimatpåverkan. Både i avseendet bränsle men också som produktionskomponent. Fossilfritt mineralgödsel är en viktig pusselbit även om produktionen till stor del sker utomlands.

Utsläppen från jordbrukets arbetsmaskiner och lokaler motsvarar totalt knappt 1 miljon ton CO_2 (Jordbruksverket, 2018). Att ställa om flottan av arbetsfordon inom jordbrukssektorn har klara utmaningar då bredden av specialiserade fordon är stor samt att kostnaderna fortfarande är höga. Elektrobränslen kan eventuellt spela en roll för användandet av konventionella arbetsmaskiner parallellt med en elektrifieringsprocess. Även bränslecellsfordon kan komma att bli relevant sett till arbetsmaskinernas användning och tunga transporter. En fördel med jordbrukssektorn är att stora, öppna arealer skulle kunna öppna upp för viss egen produktion av el, alternativt lokalt producerad vätgas i framtiden (Karaeva, 2021).

Jordbruksverket skriver i sin rapport om jordbrukets roll för att nå klimatmålen att utsläppen från jordbrukssektorn generellt sett är svåra att styra och mäta, samtidigt som det saknas åtgärder som både ger stora utsläppsminskningar och kan implementeras redan imorgon. Detta avser dock främst de stora utsläppskällorna och inte användningen av fossila drivmedel och gödselproduktion, där vätgas, elektrobränslen och ammoniak spelar störst roll. (Jordbruksverket, 2018).

2.6.5 Alternativa vägval

Liksom för transportsektorn kommer utvecklingen inom direkt elektrifiering spela en stor roll i vägvalet för arbetsmaskiner inom jordbrukssektorn men även här finns chans för flera kompletterande lösningar.

För att signifikant minska klimatpåverkan vid tillverkning av mineralgödsel krävs fossilfri ammoniak. Kvävet i ammoniaken kommer från luften så det är vätets ursprung (och energin som används vid ammoniaktillverkningen) som spelar roll. Förutom fossilfri vätgas kan biogas användas. En ungefärlig koldioxidminskning på 75 % kan uppnås vid användning av fossilfri vätgas jämfört med metan (som används idag) (Smith, Hill, & Torrente-Murciano, 2020).

2.6.6 Diskussion och slutsatser

Jordbrukssektorn står för ca 13 % av Sveriges växthusgasutsläpp. Två viktiga områden där fossil energi och fossila råvaror används i sektorn idag är tillverkning av mineralgödsel samt drivmedel till transporter och maskiner. Fossilfri vätgas har potential att bidra, både som råvara och energibärare, till minskade utsläpp från jordbrukssektorn.

Som råvara är fossilfri vätgas nödvändigt för att åstadkomma fossilfri ammoniak, som ju utgör en grundpelare i mineralkvävegödsel.

För transporter kan vätgas bli aktuellt både i form av vätgas som direkt bränsle i bränsleceller eller som komponent i elektrobränslen.

Låg lönsamhet och konkurrenskraft är två begränsningar för jordbrukssektorns klimatomställning. Takten för omställningen beror bland annat på klimatstyrmedlens generella utveckling, effektivisering, priset på fossilfritt mineralgödsel samt takten för elektrifiering av fordon och arbetsmaskiner.

2.7 Analys och kvantifiering av potentialen för ökad användning av vätgas för uppvärmning i Bostäder och service-sektorn

I detta avsnitt analyseras och kvantifieras potentialen för användning av vätgas, elektrobränslen och ammoniak i bostäder och service-sektorn på kort, medellång och lång sikt med beaktande av ekonomiska perspektiv.

2.7.1 Mål och styrmedel för sektorn

Internationella mål

Uppvärmning av bostäder och lokaler står för betydande del av de globala utsläppen och energi för kylning är en växande sektor. Att hitta lösningar för att motverka dessa utsläpp är därmed prioriterat för att möte Parisavtalet.

Inom EU står byggnaders och industriers uppvärmning och kylning för 50 procent av den årliga energiförbrukningen. 2016 togs en strategi fram för att öka energieffektiviteten i byggnader och förbättra kopplingen mellan elsystem och fjärrvärmesystem med syfte att öka användningen av förnybar energi, och uppmuntra återanvändning av spillvärme och kyla som genereras av industrin. EU har som mål att till 2030 sänka sina utsläpp med 55 procent jämfört med 1990 års nivåer.

Internationella styrmedel

EU:s handelssystem för utsläppsrätter (EU-ETS) är ett viktigt styrmedel för uppvärmningssektorn för att fasa ut fossil användning i kraftverken. EU-ETS sätter ett pris på växthusgasutsläpp och ska därmed göra det mer konkurrenskraftigt med förnybara alternativ.

Nationella mål

Sektorn bostäder och lokaler har potential att bidra till målet om 50 procent effektivare energianvändning 2030 jämfört med 2005. Klimatpåverkan kan förutom genom effektivare energianvändning även minskas genom att förändrad energitillförsel, och sektorn kan bidra till målet om 100 procent förnybar elproduktion och klimatmålet om nettonollutsläpp av växthusgaser 2045.

Nationella styrmedel

Det finns inga specifika nationella styrmedel för vätgas inom uppvärmningssektorn, däremot finns generella styrmedel som kan vara aktuella för uppvärmningssektorn: Klimatklivet, Pilot- och demonstrationsprogrammet och forsknings- och innovationsprogrammet Termo som är inriktat på värme och kyla för framtidens energisystem.

2.7.2 Nuläge i sektorn

Behovet av uppvärmning och tappvarmvatten i bostäder, lokaler och industrier utgör en fjärdedel av Sveriges energianvändning. Fjärrvärme är den dominerande uppvärmningsformen och står för ungefär hälften av marknaden. Övriga uppvärmningsformer är främst värmepumpar, elvärme och biobränslepannor. Sedan koldioxidskatten infördes har fossilanvändningen i princip helt fasats ut från uppvärmningssektorn.

Den största energiresursen för uppvärmning med fjärrvärme är bioenergi som används i kraftvärmeverk eller hetvattenpannor. Även överskottsvärme från industrier är en betydande resurs för fjärrvärmen. Den kvarvarande fossila andelen kommer huvudsakligen från spetslastpannor och från plastfraktioner i avfallet som energiåtervinns i fjärrvärmen. De kvarvarande fossila bränslena är på väg att fasas ut och branschen har gemensamt tagit fram en färdplan för fossilbränslefri uppvärmning till 2030 genom initiativet Fossilfritt Sverige.[10]

2.7.3 Pågående initiativ

Det pågår idag ett antal projekt och satsningar i Sverige kring vätgas kopplat till bostäder och lokaler. Exempel är Hans-Olof Nilssons off-grid hus utanför Göteborg[11], Skellefteå Kraft som byggt konceptvillan Zero Sun[12] som lagrar solenergi i form av vätgas och bostadsbolaget Vätterhems som bygger självförsörjande hyreshus i Jönköping baserat på bland annat solel och vätgaslager.

Ett exempel där fjärrvärmeproduktion och vätgasproduktion sker i symbios är samarbetet mellan Övik Energi och Liquid Wind. För produktion av elektrometanol placerar Liquid Wind sin första anläggning i anslutning till Hörneborgsverket och använder koldioxiden från biobränsleförbränningen tillsammans med vätgas från vindkraftbaserad el. Överskottsvärmen levereras till Övik Energis fjärrvärmeproduktion.[13]

Forskningsprojektet ”Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme” genomförs av RISE tillsammans med Mälardalens Högskola, Siemens Energy AB och fyra energibolag. Syftet med projektet är att undersöka möjligheten att göra processen el-vätgas-el lönsam för regionala kraftbolag genom att undersöka möjligheterna att ta tillvara och hitta avsättning för biprodukterna, varmt vatten, het ånga och syrgas.

---

[10] Uppvärmningsbranschen – Fossilfritt Sverige.

[11] Public Housing Estate – Nilsson Energy.

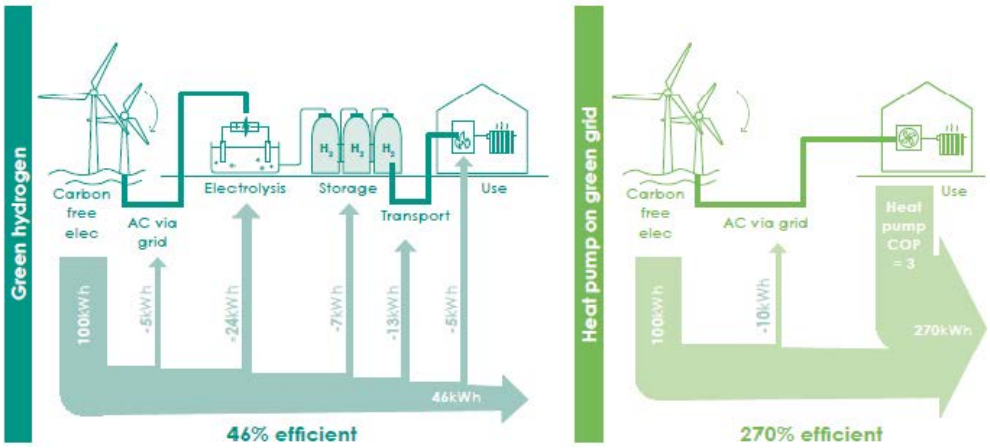
[12] Zero sun – vårt senaste framtidsprojekt – Skellefteå Kraft (skekraft.se).

[13] Nyheterochpressmeddelanden – Övik Energi (ovikenergi.se).

2.7.4 Potential för vätgas, elektrobränslen och ammoniak att bidra till målen

Byggnader och avgränsade samhällen kan bli självförsörjande på energi genom off-grid lösning. De är då inte beroende av att vara anslutna till elnät eller fjärrvärmenät. En kombination av tekniker kan användas för detta ändamål, där småskalig intermittent elproduktion från vind- och solkraft kombineras med elektrolys, vätgaslager, bränsleceller, lokal värmeproduktion och batterier. Effektiviteten att lagra förnybar el genom elektrolys och vätgas för användning i byggnader är dock låg jämfört med att använda el direkt till en värmepump, vilket är beroende av verkningsgraden i de olika stegen och de värmeförluster som uppstår. Uppskattningsvis krävs det ungefär fem gånger mer el för att värma en byggnad med vätgas jämfört med en värmepump.

Ö-drift med vätgas kan vara ett alternativ till reservkraftverk som vanligen är fossilbaserade. Detta kan vara inom verksamheter, som t.ex. sjukhus eller serverhallar där det är särskilt kritiskt att ha elförsörjning även om elnätet av någon anledning inte kan leverera.



Figur 25. Jämförelse mellan bostadsintegrerad vätgasanvändning och värmepump försedd med fossilfri el.

Källa: The London Energy Transformation Initiative (LETI), Hydrogen: A decarbonisation route for heat in buildings?

Elektorlysprocessen är förenat med relativt stora värmeförluster. Genom att nyttiggöra denna överskottsvärme för uppvärmningssektorn skulle totala verkningsgraden och lönsamheten kunna bli större för elektrolysprocessen. En förutsättning är att värmen är lokaliserad i närheten av ett fjärrvärmenät eller lokalt termiskt nät. Därtill behöver temperaturen på överskottsvärmen vara tillräckligt hög för att kunna nyttiggöras i nätet. Det är de lokala och regionala förutsättningarna som avgör den tekniska och ekonomiska möjligheten att integrera vätgasproduktion med fjärrvärmeproduktion. Detta inkluderar fjärrvärmetemperatur som kan variera mellan olika nät och vilken alternativ värmeproduktion som finns i nätet om det är kostnadseffektivt att ta tillvara på överskottsvärmen.

2.7.5 Alternativa vägval

Klimatpåverkan för uppvärmning och kylning av bostäder och lokaler kan minskas dels genom energieffektivisering och dels genom tillförsel av hållbar värme och kyla. ”Energieffektivitet först” är en av de viktigaste principerna i energiunionen och ska säkerställa en säker, hållbar och konkurrenskraftig energiförsörjning till ett överkomligt pris. Förutom energieffektivisering behöver tillförseln av värme och kyla var hållbar. Med teknikutveckling och energieffektivare bebyggelse kan fjärrvärmen gå mot lägre temperaturer, vilket öppnar möjligheter att nyttiggöra överskottsvärme från olika sektorer med lägre temperaturer.

2.7.6 Diskussion och slutsatser

Som slutsats kan dras att det inte finns något större incitament att introducera vätgas i uppvärmningssektorn för att fasa ut fossil råvara i Sverige. Däremot kan det finnas incitament som ökad resurseffektivitet, kostnadseffektivitet eller försörjningstrygghet genom vätgas. Att ta tillvara på överskottsenergi från vätgasproduktion och nyttiggöra i exempelvis fjärrvärme är en intressant lösning, särskilt med tanke på det väl utbyggda fjärrvärmesystem som finns i Sverige.

3 Analys av tekniska och ekonomiska förutsättningar för vätgas som flexibilitetsresurs i energisystemet

I detta kapitel analyseras de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för vätgasens potential att bidra med flexibilitet till energisystemet.

3.1 Behov av flexibel vätgasproduktion

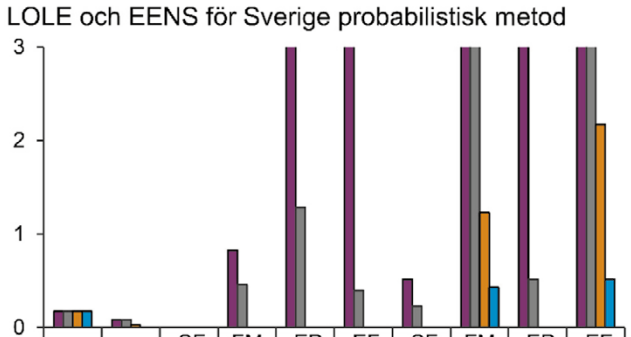
I det svenska elsystemet kan två framtida trender urskiljas; en ökad intermittent elproduktion i form av vindkraft och solenergi samt en ökad elektrifiering av samhället. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier presenteras att vind- och solkraft 2040 kommer stå för majoriteten av elproduktionen (Energimyndigheten, 2021). En så hög andel väderberoende produktion kommer däremot skapa stora prisvariationer på elmarknaden. Övergången till en eldriven fordonsflotta, utbyggnad av serverhallar och en alltmer elektrifierad industri kan i kombination med dessa intermittenta energikällor skapa momentana skillnader i elproduktion och elkonsumtion. Detta leder i sin tur till en effektbrist om det inte sker en smart systemintegration mot elnätet. Elmarknader i Norden reagerar redan med en ökande prisvolatilitet, och det öppnas nya marknader för balanseringstjänster, vilket skapar potentiella intäktskällor för elanvändare som kan vara flexibla på korta och långa tidsskalor (von Dalwigk, Söderbom, & Ghaem, 2021).

Att kunna balansera energimängd från när förnybara energikällor producerar, samt att kunna bidra vid kapacitetsbrist och brist på överföringskapacitet är två aspekter som vätgasproducenterna kommer att påverka, eftersom de blir så stora elanvändare. Dock finns möjligheter att integrera vätgasproduktion via elektrolys på sätt som är mer systemvänliga än andra.

LKAB och Hybrits planerade effektuttag för sin omställning kommer enligt samtal landa på mellan 7 000–13 000 MW, beroende på hur stor överkapacitet i elektrolysörer de investerar i. H2GS planerar för en elektrolysörkapacitet, nu upprevideradt till 1 800 MW, och flera industriprojekt i Mellansverige och norra Sverige har löpande annonserats under detta arbetes gång. Jämför med elkabeln som försörjer Stockholm med el, som har en överföringskapacitet på 1 635 MW (Ellevio, u.d.), eller med topplasten i det svenska elsystemet, som 2018 som låg på 27 000 MW (Svenska Kraftnät, 2018). För att elnätet ska kunna hantera laster i den här storleksnivån behöver det dimensioneras på ett korrekt sätt, och stora investeringar i elnät på nationell, regional och lokal nivå kommer behövas för att kunna hantera dessa ökade flöden.

Samtidigt kan vätgasproduktionen bidra med stora nyttor till elsystemet om en viss flexibilitet i användning från industrin uppnås. Eller om produktion av vätgas lokaliseras på smarta sätt. Vätgasproduktion har flera möjligheter att bidra med flexibilitet i energisystemet. Genom att vara flexibel med sin elanvändning kan vätgasproducenter bidra till att stödja elsystemet genom balansering av stora energimängder, eller att underlätta vid kapacitetsbegränsningar i elnätet. Genom att koppla bort elektrolysörerna eller minska uttaget under en viss period och istället använda lagrad vätgas för industriernas primära processer frigörs effekt i elnätet vid timmar då övrig efterfrågan på elenergi lokalt eller nationellt är hög.

Vätgas har en stor betydelse som flexibilitetsresurs för elsystemet vilket framgår av Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys där antal bristtimmar (LOLE) och effektbristens volym (EENS) presenteras för olika scenarion, se Figur 26. Scenario EF i figuren är ett omfattande elektrifieringsscenario, där antalet bristtimmar minskar från 889 till 40 om flexibel elanvändning från vätgas inkluderas vid 2045. Om övriga flexibilitetsresurser som annan industri, elbilar och serverhallar inkluderas blir antalet brisstimmar 0,5 (Svenska kraftnät, 2021).



	2021	2025	2035 SF	2035 FM	2035 EP	2035 EF	2045 SF	2045 FM	2045 EP	2045 EF
LOLE, ingen flex, h/år	0,17	0,09	0	0,83	11,8	16,2	0,51	28,3	229	889
+flex vätgas	0,17	0,09	0	0,46	1,29	0,4	0,23	11,9	0,51	40,5
+flex viss industri/elbilar	0,17	0,03	0	0	0	0	0	1,23	0	2,17
+flex serverhallar	0,17	0	0	0	0	0	0	0,43	0	0,51
EENS, ingen flex, GWh/år	0,02	0,01	0	0,34	9,65	16,1	0,25	33,3	119	1607
+flex vätgas	0,02	0,01	0	0,14	0,81	0,17	0,12	11,3	0,23	46
+flex viss industri/elbilar	0,02	0	0	0	0	0	0	0,86	0	1,7
+flex serverhallar	0,02	0	0	0	0	0	0	0,22	0	0,36

Figur 26. Visar antalet bristtimmar med och utan olika typer av flexibilitetsresurser för olika framtidsscenarion enligt Svk:s LMA. (Svenska kraftnät, 2021)

3.2 Tekniska förutsättningar för flexibel vätgasproduktion

Vätgasproduktion som en flexibilitetsresurs i elsystemet kommer se mycket olika ut beroende på vilken tidsskala och storleksordning som avses. I följande kapitel fokuserar vi på de tekniska förutsättningarna för flexibel vätgasproduktion genom elförbrukningsreduktion, men också analysera förutsättningar för att omvandla el till vätgas till el, och i vilka situationer detta i så fall skulle bli aktuellt.

3.2.1 Flexibelt uttag av el

Vätgasproduktion för exempelvis industriella processer, och vid produktion av elektrobränslen innebär en möjlighet att ”lagra” el i en intermediär produkt (vätgasen) och på så sätt absorbera överskott av el i systemet för att producera ett överskott av vätgas, som sedan kan användas när priserna för insatsvaran el är högre. För att möjliggöra flexibilitet i processen så behövs stor lagringskapacitet för vätgasen, vilket är en begränsande faktor för hur stor del flexibel elanvändning vätgasproduktion kan bidra med. För att kunna utnyttja lagringskapaciteten behöver elektrolysörerna kunna producera mer vätgas än vad processen behöver under timmar med låga elpriser, så det finns också ett behov av att investera i en överkapacitet i elektrolysörer.

Det finns svårigheter med att lagra vätgas, men om dessa överbryggas finns det stora möjligheter att lagra substantiella energimängder i vätgaslager. Uthålligheten för vätgas som flexibilitetsresurs varierar utifrån vilken storlek lagret har eftersom den tillgängliga lagringsvolymen avgör hur stor energimängd som kan lagras. Detta kan jämföras med andra energilager som blir dyra och materialintensiva vid väldigt stora applikationer.

Pilotprojektet i Hybrit bygger just nu ett småskaligt vätgaslager med tekniken Lined Rock Cavern (LRC) på ca 100 kubikmeter (LKAB, 2019), men lagret väntas kunna bli 1 000 gånger större i faktisk skala. Lagringen kan i sådant fall bidra med en substantiell reglerresurs, där nyttan kan utläsas från Svenska kraftnäts simuleringsresultat, se Figur 26. Med minskade timmar av avbrott och brist som följd. Från diskussioner med Hybrit är lagring dimensionerat för en till två veckor inom räckhåll. Källor på LKAB resonerar om några dagar, mycket hänger på teknikutveckling. Pilotlagret på 100 kubikmeter har en prislapp på ca 250 miljoner, och investeringen som krävs för att få till stånd det storskaliga lagret kommer vara substantiell.

I Tabell 5 redovisas antaganden för investeringskostnaderna i elektrolysörer idag, beroende på vilken elektrolysör som investeras i, om det är beprövad alkalisk eller nyare PEM-teknik. Den höga investeringskostnaden i elektrolysörteknik är ett hinder för att investera i en större kapacitet än den som behövs för processen som ska drivas. För vissa flexibilitetsbehov kommer elektrolysören att behöva reagera snabbt, som för att bidra med stödtjänster på signaler, för andra flexibilitetsbehov är det inte lika viktigt, som för att balansera energi från överskotts till underskottstimmar.

Tabell 5 Tidsskalor för aktivering och kostnad för olika sorters elektrolysörer.

		ALK	PEM	SOE
Fas/mognadsnivå		Etablerad på marknaden (marknadsandel på 85 %)	Småskalig till mediumstor marknadsetablering (tidig marknad)	Forskning och utveckling
CAPEX ($/kW)		950–1 750	1 650–2 500	N/A
Nominell stackeffektivitet (LHV)		63–71 %	60–88 %	100 %
Drifttemperatur (°C)		100–150	70–90	700–800
Flexibilitets-förmåga	Belastnings-område	15–100 % av nominell belastning	0–160 % av nominell belastning	
	Uppstart	1–10 minuter	1 sekunder – 5 minuter	
	Ökning	0,2–20 % per sekund	100 % per sekund	
	Sänkning	0,2–20 % per sekund	100 % per sekund	
	Avstängning	1–10 minuter	Sekunder	

Källa: (IEA, 2019).

Investeringskostnaderna blir mycket stora, men de behöver vägas mot besparingar i löpande kostnader som också är höga, och även andra fördelar så som systemvänlighet och projektets genomförbarhet. Det finns stora besparingar att hämta genom att kunna undvika att använda el under årets högpristimmar, då variationer i elpris väntas öka markant framöver. Det finns också flera prognoser för drastiskt minskade kostnader för elektrolysörer. IRENA gör en prognos på att investeringskostnaden för alkaliska elektrolysörer sjunker till under 200 USD 2050.

Trots att en aktör gör ovan nämnda investeringar i elektrolysörer och lagring och kan vara flexibel med sitt uttag från elnätet så krävs investeringar i nätförstärkningar för att kunna tillgodose topplastbehovet. Enligt Hybrits beräkningar krävs en uppgradering för totalt 913 km elnät vid en installerad elektrolysörkapacitet på 6 700 MW, vilket är deras fall utan flexibilitet, och därmed ingen extra investering i elektrolysörer. För 100 % överkapacitet i elektrolysörer landar topplasten på 12 400 MW, och förutom nätinvesteringar krävs över 1 800 km nya elnätsledningar.[14] Det kommer alltså krävas stora investeringar i elnät vare sig om en aktör har möjlighet att vara flexibel eller ej. Lokalisering av elektrolysörer i relation till elproduktion samt var nätet är robust kommer spela stor roll för var det är mest effektivt att producera vätgas. Det kan uppstå avvägningar mellan om nyinvesteringar i el- eller gasinfrastruktur är mest effektivt. Kostnaderna som uppkommer från de ökade investeringarna i nät för eller vätgas behöver också vägas mot vinster i form av mer harmoniserade elpriser, och andra systemnyttor som uppkommer från att vätgasproduktionen sker flexibelt.

3.2.2 El till gas till el och el till gas

Vätgasens möjlighet att bidra med lagringskapacitet syftar ofta på att omvandla förnybar variabel elproduktion till vätgas, som sedan kan omvandlas tillbaka till el igen med bränsleceller eller gasturbiner när detta behövs. I en värld med stora mängder intermittent energi som producerar i takt med väder och vind, är detta en mycket tilltalande tanke. För att kunna göra bedömning av potentialen för denna sorts planerbara produktion behöver vi dock ta hänsyn till kostnader, och omvandlingsförluster i varje steg.

Att använda vätgas som ett energilager för att under perioder med låg effektbalans kunna producera el igen har vissa begränsningar, främst kopplat till lönsamhet och effektivitet. En elektrolysör med en verkningsgrad på mellan 55–60 % procent behöver mellan 1,54 TWh el för att producera 1 TWh vätgas. Kombinerat med en bränslecell som har en verkningsgrad på mellan 50–60 %[15] kan denna energimängd omvandlas till mellan 500–660 GWh el igen, beroende på vilken effekt bränslecellens produktion har. Det resulterar i så fall i en total verkningsgrad på mellan 32,5–43 %. Det pågår också forskning på hur gasturbiner kan konstrueras eller göras om till att drivas delvis och helt på vätgas. Verkningsgraden på gasturbiner ligger idag på ca 60 % (Genrup & Thern, 2019).

I de samtal med aktörer vi haft under detta arbete, och i de utvecklingstrender vi ser, så är potentialen i närtid för detta i Sverige begränsad. Detta beror främst på att omvandlingsprocessen innebär höga förluster och att konkurrensen är hård. Sverige har, till skillnad mot många andra länder, en stor andel planerbar elproduktion i form av vattenkraft vilket har en låg kostnad jämfört med omvandlingen av el till vätgas till el, samt en ökad trend av sammankoppling med Europa vilket också jämnar ut elpriser (Lara, 2021).

[14] Från samtal med HYBRIT.

[15] Samtal med bränslecellsproducent.

Samtidigt kan tekniken vara relevant i vissa applikationer, till exempel vid anslutningspunkter till elnätet, för elektrifiering av hamnar, eller vid situationer när det finns tillgänglig vätgas till ett billigt pris. Både för elproduktionsanläggningar och för konsumenter som vill öka kapaciteten i sin anslutning, men där lokal kapacitetsproblematik i elnäten gör det svårt att ansluta och planerade förstärkningar i elnätet skulle försena anslutningen med många år.

Alternativkostnaden till att bygga elnät, eller uteblivna investeringar i industri, kraftproduktion eller bostäder kan vara så stor att det blir samhällsekonomiskt intressant att investera i större energilager som utgår från vätgas som energibärare och omvandlar detta till el. Det första steget för att elproduktion från vätgas ska bli aktuellt är att ha en stabil tillgång till vätgas för ett kostnadseffektivt pris. När det finns vätgas tillgängligt för att använda och transportera kan det bli aktuellt att använda denna för elproduktion i små eller stora applikationer.

3.2.3 Elproducenter som vätgasproducenter

Vätgasproduktion genom elektrolys kan också bidra till att underlätta anslutning för större elproducenter till elnätet. Anslutning till elnätet är inte bara en utmaning för elanvändare, utan även för elproducenter, och nätägaren kan inte ansluta en elproducent som skulle påverka flödena i elnätet för mycket, eller som skulle riskera att elnätet överbelastas. Förstärkningar kan ofta behöva tillkomma för att ansluta större elproducenter.

Genom att utnyttja en elektrolysör för att använda elproduktionen som inte kan matas in på elnätet på grund av överbelastning kan det finnas möjligheter för elproducenter att driftsätta anläggningar innan elnätet har förstärkts för att hela produktionsanläggningen ska kunna ansluta till elnätet.

Detta kan även ta sitt uttryck i off-grid lösningar där produktion och elektrolysör kan placeras utan hänsyn till elnät och påverkas därmed inte av anslutningskostnader, vissa tillståndsprocesser eller nätbegränsningar. Nackdelen är däremot att det kan bli en lägre drifttid för elektrolysörerna, och att dessa måste dimensioneras enligt topplasten, vilket blir en större kapitalkostnad.

Det andra alternativet är en så kallad ”hybridlösning” där en vind/solkraftpark också är ansluten till elnätet och där en investering i en mindre elektrolysör kan bidra till att ansluta elproducenten till elnätet. Ett exempel på detta är bland annat så kallade ”energiöar” som utnyttjas i kombination med havsbaserad vindkraft. Fördelar med den här typen av produktion är att det kan bidra till minskade elnätstariffer, ökad drifttid för elektrolysörer och minskar behovet av kapacitet i elnäten. Även här behöver vätgasen transporteras vilket ställer krav på infrastruktur. Elektrolysörer är en mycket kapitalintensiv investering, och i dagsläget kan vi jämföra kapitalinvesteringen för vindkraft, som i dagsläget ligger på ungefär 10 000 SEK/kW (Sweco, 2020). Investeringskostnaden för en elektrolysör ligger i dagsläget på mellan 950 $/kW till 2500 $/kW, så mellan ungefär lika mycket till ungefär det dubbla.

Vi kan anta att investeringskostnader kommer att sjunka för både vindkraft och elektrolysörer, och en utvecklad infrastruktur och marknad för vätgas öppnas det nya möjligheter för elproducenter att skapa värde av sin el utan att vara anslutna till elnätet, men det kräver stora investeringar och tillgång på elektrolysörer.

3.2.4 Frekvensrelaterade stödtjänster

För att elsystemet ska vara stabilt måste det hela tiden vara momentan balans mellan Sveriges elproduktion och elanvändning. Frekvensen i elnätet är ett mått på hur väl balansen bibehålls, och det svenska elsystemet är utformat för en jämn frekvens på 50 Hz. Om produktionen överstiger förbrukningen ökar frekvensen, och på motsvarande sätt leder en förbrukning som är högre än produktionen till en minskad frekvens. Ansvariga för att bibehålla balansen i elnätet är Svenska kraftnät som använder sig av olika upphandlade kraftreserver för att kompensera om störningar sker i systemet. Idag är den vanligaste reserven vattenkraft men införandet av andra energilager, såsom vätgas, skulle kunna avlasta systemet och skapa möjligheter till en snabbare reaktion på störningar (Svenska kraftnät, 2018).

Beroende på hur mycket frekvensen avviker från 50 Hz och om den ökar eller minskar så använder sig SvK av olika stödtjänster för reglering. I första hand sker en primärreglering genom att produktionen regleras automatiskt i ett antal av Sveriges kraftanläggningar. Till primärreglering räknas:

- FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal) – Aktiveras automatiskt inom intervallet 49.90–50.10 Hz och balanserar systemet vid små förändringar i produktion/konsumtion. Denna ska vara aktiverad till 63 % inom en minut och till 100 % inom tre minuter. Vid aktivering ska resursen kunna leverera angiven effekt i minst 1 h. Både kapacitets- och energiersättning gäller och minsta budstorlek är 0,1 MW (Svenska kraftnät, 2020).
- FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance) – Aktiveras om frekvensen understiger 49.90 Hz i syfte att stabilisera systemet och ska vara aktiverad till 50 % inom fem sekunder och till 100 % inom trettio sekunder. Vid aktivering ska resursen kunna leverera angiven effekt i minst 20 min. Endast kapacitetsersättning ges och minsta budstorlek är 0,1 MW (Svenska kraftnät, 2020).

Efter att primärregleringen aktiverats och frekvensen stabiliserats aktiveras det som kallas sekundärreglering. Även den är automatiserad men till skillnad från primärregleringen så aktiveras den i syfte att återställa frekvensen till 50,0 Hz, inte endast för att stabilisera systemet. Till sekundärreglering räknas:

- aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) – Aktiveras automatiskt vid störningar i syfte att återställa frekvensen till 50,0 Hz och ska vara aktiverad till 100 % inom två minuter. Både kapacitets- och energiersättning ges och minsta budstorlek är 5 MW men planeras att sänkas till 1 MW (Svenska kraftnät, 2020).

Slutligen används tertiärreglering vilken avlastar primär- och sekundärregleringen. Även denna har som syfte att återställa frekvensen till 50,0 Hz men är inte automatiserad. Till tertiärreglering räknas:

- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) -Återställer frekvensen manuellt via Svenska kraftnät och har en aktiveringstid på 15 min. Endast energiersättning ges men ett anskaffningsförfarande av kapacitetsersättning planeras. Minsta budstorlek är 10 MW men planeras sänkas till 1 MW (Svenska kraftnät, 2020).

Under 2020 introducerade Svenska kraftnät även en ny typ av snabb reglerresurs kallad FFR (Fast Frequency Reserve). Syftet med denna är att på kort tid kunna reagera på de snabba och djupa frekvensförändringar som kan uppstå i elnätet av en utökad intermittent kraft och avvecklingen av kärnkraft som minskar systemets rotationsenergi och därför blir

känsligare för fluktuationer i produktion och konsumtion. Detta kräver en snabb reaktion från en effektreserv vilket FFR är utformat för att lösa. För FFR gäller kapacitetsersättning och minsta budstorlek är 0,1 MW (Svenska kraftnät, 2020). Inom FFR-tjänsten krävs att resurserna kan vara fullt aktiverade inom:

- 0,7 s om aktivering vid 49,5 Hz
- 1,0 s om aktivering vid 49,6 Hz
- 1,3 s om aktivering vid 49,7 Hz

Som framgår av beskrivningen av de olika stödtjänsterna ovan så har de lite olika krav avseende bland annat aktiveringstid. Detta skapar vissa *tekniska begränsningar* som avgör om och för vilka stödtjänster flexibel vätgasproduktion kan bidra med. Som nämndes i avsnitt 3.2.1 och som visas i figur 15 så finns det olika typer av elektrolysörer med olika förmågor att vara flexibla och detta avgör för vilka stödtjänster som går att tillhandahålla. För en tjänst med en snabb aktiveringstid såsom FCR-D så kan PEM-teknik behöva användas, medan för de andra tjänsterna så kan det fungera med alkaliska elektrolysörer. Detta påverkar också det ekonomiska utfallet då investeringskostnaderna skiljer sig mellan de olika teknikerna. De olika stödtjänsternas volymkrav och uthållighet påverkar också vilken lagerkapacitet som behövs för att tillhandahålla de olika tjänsterna. Även detta samt ersättningsnivåerna för de olika stödtjänsterna påverkar det ekonomiska förutsättningarna att använda flexibel vätgasproduktion till att delta på balansmarknaden, men mer om detta beskrivs i 3.3.3.

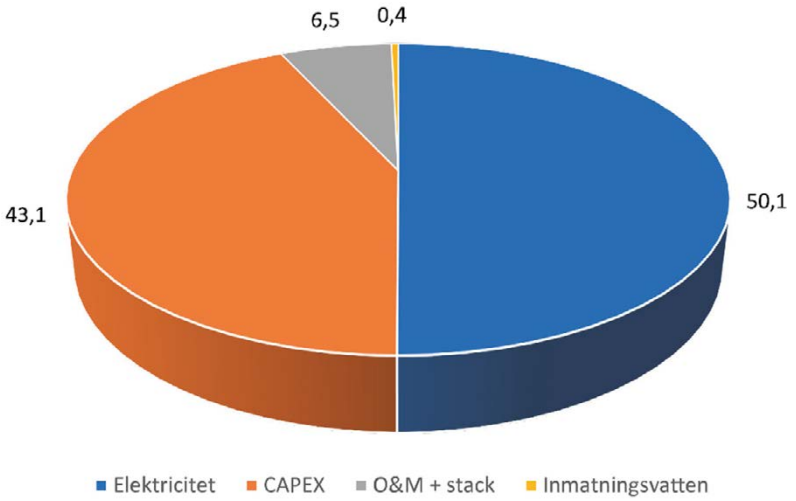
3.3 Ekonomiska förutsättningar för flexibel vätgasproduktion

Vätgasproducenter förväntas bli så stora elanvändare att det i sin tur kommer påverka elpriset där verksamheten etableras då efterfrågan på el kommer öka markant. Samtidigt kräver vätgasproduktion genom elektrolys låga elpriser för att kunna producera konkurrenskraftig vätgas. Detta är ett incitament för vätgasproducenter att förbruka el under de timmar som elpriset är lågt och koppla från eller minska förbrukningen vid höga elpriser. Att vara flexibel genom förbrukningsreduktion kan bidra till att minska variabiliteten i elpris där vätgasproduktionen etableras, och även med andra systemnyttor. Men för att kunna vara flexibel med sin elanvändning så krävs ett antal extra investeringar, bland annat i form av en överkapacitet i elektrolysörer och ett vätgaslager som nämnt i tidigare kapitel. I vissa fall kan den företagsekonomiska eller samhällsekonomiska nyttan och besparingen från att utnyttja låga elpristimmar samt andra intäktsströmmar vara tillräckligt stora för att motivera ökade investeringskostnader, men varierar från fall till fall. I detta kapitel fokuserar vi på de ekonomiska förutsättningarna som finns för flexibel vätgasproduktion.

3.3.5 Optimera elpris

Att investera i lagringskapacitet för vätgas i anslutning till en industriell process kan som tidigare nämnt ge möjligheter att minska elkostnaderna genom att inte förbruka el när priset är högt, och istället använda vätgas från lagret. De löpande kostnaderna för att producera vätgas från elektrolys är höga, och elpriset är en stor del av denna kostnad. Därför är det viktigt att kunna säkra sig mot fluktuerande elpriser. I en studie av RISE kan det utläsas att om en kostnadsreduktion för elektrolysörer antas (stack-kostnader minskar med 50 %) så blir elpriset blir den drivande kostnaden för vätgasen, vilket kan utläsas i Figur 27 (Wolf & Jannasch, 2021). Detta gäller för en integrerad elektrolyslösning

för en industri på cirka 20 MW bruttoanvändning av el. Studien kommer fram till att ett elpris på 23€/MWh är nödvändigt för att vätgasproduktion genom elektrolys ska vara ekonomiskt lönsamt.



Figur 27. drivande kostnader för vätgasproduktion, kostnader för el och kapitalkostnader står för sammanlagt 93 % av kostnaden.

Källa: Wolf & Jannasch, 2021

I samtal med aktörer som representerar projektet HYBRIT som modellerat kostnader för vätgaslager, där energimängden som krävs för vätgasproduktionen till HYBRIT kompenserats med vindkraft, har det framkommit att det kan löna sig att investera i en överkapacitet och lager till följd av elpriset. Deras elmarknadsmodellering tar fram en kostnadsoptimering utifrån hur priserna påverkas i elområde 1 i Sverige. Resultatet blir en kostnadsreduktion på mellan 15–20 % för vätgasproduktionen i förhållande till om vätgasproduktionen hade skett med konstant drift. För att uppnå detta krävs en överkapacitet i elektrolysörer på ungefär den dubbla kapaciteten jämfört med konstant drift och ett lager på mellan 6–20 dagar beroende på det totala energibehovet. Storleksordningen på investeringen är att den kostnadsdrivande delen av investeringen bygger på överkapaciteten i elektrolysörer. Kostnader för elektrolysörer ligger ungefär sju gånger högre än investeringen i lagret. Kompressionen av gas och tillhörande utrustning är ungefär lika stor som investeringen i själva lagret.[16]

Vi har i denna studie inte gjort egna elmarknadsmodelleringar, men genom att göra några enklare beräkningar kan vi bedöma storleksordningen för investeringar och ekonomisk genomförbarhet. Från figur 26 går att utläsa att investeringskostnaden för elektrolysörer varierar stort, mellan ungefär 1000$/kW för en alkalisk, och upp till 2500 $/kW för en PEM-elektrolysör. Detta är dagens kostnader, och kostnadsminskningar kan väntas, investeringskostnaden i elektrolysörer påverkas dock av utbud, efterfrågan, teknisk utveckling och tillgänglighet. Investeringskostnaderna motsvarar ca 8500 SEK/kW respektive 21 500 SEK/kW, men vi utgår från det lägre av de två. Hybrit och LKAB:s investering har en topplast på cirka 6500 MW utan överkapacitet i elektrolysörer och

[16] Överslagsräkning från samtal med aktörer, som så klart är beroende av kostnadsutvecklingar för de olika komponenterna.

med cirka 100 % överkapacitet blir topplasten runt 12 500 MW. Detta skulle resultera i en investeringskostnad på ca 50 miljarder om de billigare alkaliska elektrolysörerna används och det inte investeras i någon överkapacitet. Med 100 % överkapacitet blir investeringen ungefär det dubbla, och hamnar på över 100 miljarder, enbart i kostnad för elektrolysörer. Utöver detta tillkommer kostnad för lagret och för kompression. Känsligheten i dessa siffror är mycket hög, och kostnadsminskningar för elektrolysörer kan väntas, investeringskostnaden i elektrolysörer påverkas av utbud, efterfrågan, teknisk utveckling och tillgänglighet. Enligt en studie från IRENA så förutspås kostnaden sjunka till 200 $/kW till 2050 jämfört med dagens 500–1000 $/kW (IRENA, 2020).

Investeringen i överkapacitet innebär mycket stora investeringar för ett projekt i denna skala, men besparingarna utifrån optimering av elpris är inte att förringa. Enbart på grund av skalan till projekten så kommer de ha en betydande påverkan på elsystemet som helhet och om inte dessa industrier är systemvänliga i sin integration kan projekten bli ogenomförbara. För att få en uppfattning om besparingarna behöver man se till storleksordningen av projekten. HYBRIT-projektet förväntas använda ungefär 15 TWh, och om LKAB ställer om sin produktion förväntas en ökad elanvändning på ungefär 50 TWh. I Energimyndighetens arbete Hållbar Elektrifiering ligger medelelpriset år 2040 på cirka 52 öre/kWh. Elpriset drivs upp av timmar med knapphetspriser, och i det scenario som modellerats i Hållbar Elektrifiering finns många timmar med nollpriser på grund av överskott av förnybar el. Om dessa projekt kan utnyttja skillnaderna i marknadspris, och sänka sitt medelpris på el med 10 öre, så minskar Hybrits och LKAB:s kostnad för insatsvaran elektricitet med 5 miljarder på ett år[17], om de kan sänka sitt elpris med 20 öre blir besparingen 10 miljarder, osv. Detta ger ett perspektiv på hur mycket el som förväntas användas, och vilka stora affärsmöjligheter som finns genom att optimera den löpande kostnaden av insatsvaran el.

Investeringen bidrar också till att skapa en ökad lönsamhet för vindkraftsproduktionen i SE1 och SE2, vilket kan stimulera ytterligare investeringar i förnybar elproduktion.

Utöver att vätgasproducenter kan vara flexibla genom att optimera efter elpris så kan de också tillhandahålla stödtjänster vilket skulle kunna öka lönsamheten ytterligare, mer om detta beskrivs i 3.3.3.

3.3.6 El till gas till el

I den tekniska beskrivningen gick vi igenom några grundläggande verkningsgrader som påverkar effektiviteten i produktionsanläggningar som producerar el från vätgas. I Tabell 5 redovisades kapitalkostnader för elektrolysörer, och i Figur 27 kunde vi se att kapitalkostnaderna tillsammans med elpriset utgör en stor del av det slutgiltiga priset på vätgasen. Detta är en så pass stor andel av kostnaden att det inte är ett effektivt utnyttjande av kapitalinvesteringen att endast använda elektrolysören vid lågpristimmar, utan den behöver producera så mycket vätgas som möjligt för att bli lönsam. Men under timmar då elpriset är högre än cirka 25 öre/kWh blir vätgasen olönsam att producera då insatsvaran el blir för dyr för att producera konkurrenskraftig vätgas. Tillgången på konkurrenskraftig vätgas är i sin tur den viktigaste pusselbiten för att producera el från vätgas, antingen genom bränsleceller eller genom gasturbiner.[18]

[17] Utifrån antagandet att de använder 50 TWh el på ett år.

[18] Siemens Energys mål är att köra gasturbiner på 100 % vätgas 2030, tex genom projektet ZEHTC.

Genom samtal med aktörer har vi identifierat applikationer i system där bränsleceller använder vätgas för att producera el. Systemen varierar mellan att 1–3 MW producerad effekt kan installeras och dessa installationer kan bidra med stöd i vissa fall när lokal effektbrist hindrar utbyggnad eller när det kan finnas behov av lokala effekthöjningar, så som i hamnar när skepp lägger till, eller vid konstruktionsarbeten där dieselgeneratorer vanligtvis används för att tillgodose effekt. I dessa situationer behövs tillgång till vätgas på plats, så det första steget är att tillgodose vätgas till konkurrenskraftiga priser.

Denna sorts produkter förväntas kunna producera el till drygt 7 SEK/kWh i ett mellanlångt perspektiv, med ett vätgaspris på ungefär 90 SEK/kg. I ett längre perspektiv med antagna kostnadsminskningar för systemen, och ett vätgaspris på 50 SEK/kg väntas elpriset från produkten kunna minska till ungefär 4,5 SEK/kWh.[19] Detta kan jämföras med spotpriset för el som ligger på mellan 45 öre/kWh i elområde 1 och 84 öre/kWh i elområde 4 under juni 2021 (Vattenfall, 2021). Denna sorts system kommer ha svårt att tävla med spotpriset, och annan planerbar kraft som finns tillgängligt i Sverige. Dock finns det situationer som kan motivera ett så pass högt pris på el, som för att försörja ej nätanslutna anläggningar, eller förstärka anslutningar vid kapacitetsbrist eller andra situationer när alternativkostnaden för att inte kunna få elförsörjning blir för hög. En annan applikation där elproduktion från vätgas kan bli aktuell är när vätgas finns tillgänglig på plats, till exempel från en industri som har en viss överproduktion. Om ett vätgaspris på 1 SEK/kg istället används som pris för vätgasen så skulle ett system på ungefär 3 MW kunna producera el för ca 56 öre /kWh utan att överskottsvärmen används.[20] Dessa priser är i princip konkurrenskraftiga på elmarknaden i södra Sverige idag. Men detta förutsätter att vätgas finns som inte används i andra processer eller säljs på en marknad där den genererar mer värde.

3.3.7 Frekvensrelaterade stödtjänster

I följande avsnitt presenteras en ekonomisk bedömning av potentialen att tillhandahålla frekvensrelaterade stödtjänster genom vätgasproduktion. Denna bedömning är till största del baserad på en studie gjord av RISE Innventia och i studien är det primära syftet med elektrolysörerna att producera vätgas till en verksamhet (Wolf & Jannasch, 2021). I studien presenteras olika exempel på hur ett vätgaslager med en installerad elektrolysörkapacitet på 10 MW kan användas för olika stödtjänster. I alla exempel så kan elektrolysören användas flexibelt ner till en minsta last på 2 MW. Då förbrukningsreduktion används som en flexibilitetskälla så innebär det att när förbrukningen minskar bidrar det till uppreglering och när förbrukningen ökar så bidrar det till nedreglering (Wolf & Jannasch, 2021). Varken tjänsterna mFRR eller FFR har undersökts i studien på grund av bristande underlag och hur dessa marknader är utformade idag. Vätgasbehovet för verksamheten antas motsvara en kontinuerlig drift av elektrolysören vid 6 MW. Detta ger en överkapacitet i elektrolysören på 4 MW för både upp- och nedreglering. För de tjänster som endast bidrar med uppreglering (FCR-D och aFRR) så undersöks även intäkterna för när en mindre mängd överkapacitet finns tillgängligt vilket betyder att elektrolysören behöver arbeta närmare sin maximala kapacitet för att möta vätgasbehovet i verksamheten. Detta behov antas motsvara en kontinuerlig drift av elektrolysören vid 9 MW vilket ger en flexibilitet i form av förbrukningsreduktion på 7 MW (Wolf & Jannasch, 2021).

[19] Från samtal med aktörer.

[20] Från samtal med aktörer.

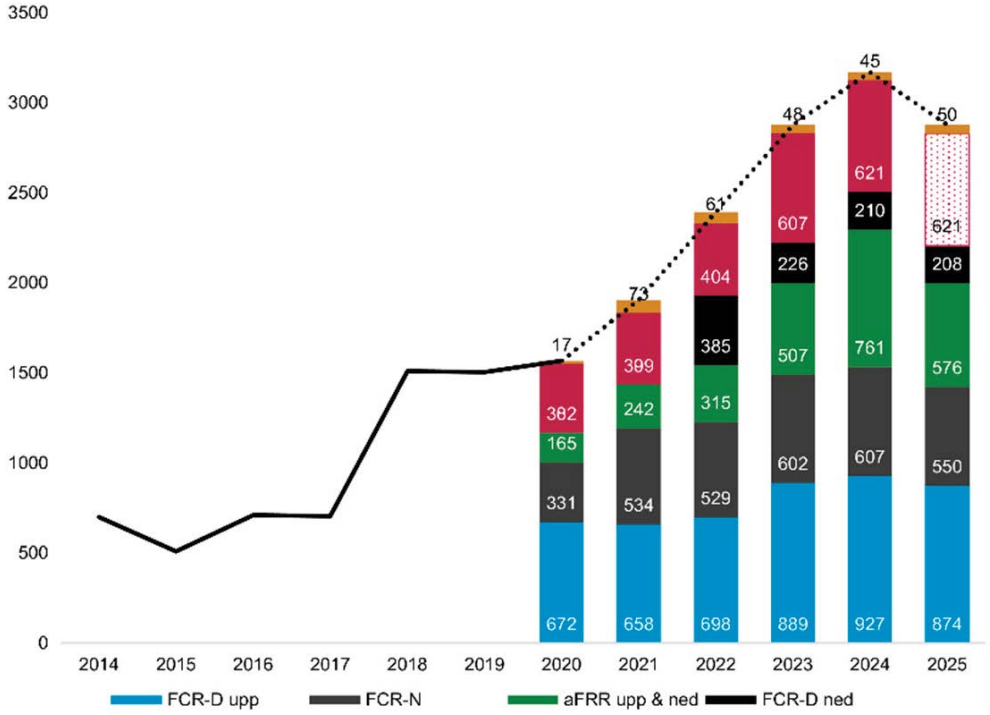
För att kunna göra en ekonomisk bedömning av att tillhandahålla dessa tjänster så behöver intäkterna som de genererar ställas mot kostnaden av att investera i en överkapacitet. I studien så antas en installationskostnad på 1 miljon EUR/MW el och en ersättningskostnad för elektrolysörstacks på 250 000 EUR. Livstiden antas till 25 år med en ersättning efter halva tiden och drift- och underhållskostnaden antas vara 4 % av installationskostnaden. Slutligen för att konvertera investeringskostnaderna till ett årligt värde så används en räntesats på 6 %. Detta ger en årlig kostnad på 130 000 EUR per installerad MW i överkapacitet. Tabell 6 visar en sammanställning över intäkterna samt kostnaderna för en överkapacitet för de olika stödtjänsterna.

Tabell 6 Intäkter för de olika stödtjänsterna och kostnader för en överkapacitet i elektrolysör. Data hämtad från (Wolf & Jannasch, 2021).

Överkapacitet [MW]	FCR-N [EUR/år]	FCR-D [EUR/år]	aFRR [EUR/år]	Investeringskostnad för överkapacitet [EUR/år]
4 MW	270 000	110 000	350 000	520 000
1 MW (7 MW förbrukningsreduktion/ uppreglering)	- (symmetrisk)	190 000	370 000 (endast aFRR uppreglering)	130 000

Utifrån detta så konstaterar studien att de tjänster som kan vara lönsamma att tillhandahålla är de som endast kräver en låg nivå av överkapacitet vilka är de som endast bidrar med uppreglering, FCR-D och aFRR uppreglering (Wolf & Jannasch, 2021). Däremot kan det uppstå tillfällen då uthållighetstiden för aFRR är förhållandevis lång vilket innebär att det behövs ett större lager för att täcka upp detta vilket ökar kostnaderna. För FCR-D har däremot störningarna historiskt varit relativt korta vilket inte skulle påverka driften av verksamheten i någon högre grad. Det kan trots detta behövas ett lager som kan täcka upp då kravet på uthållighetstid för FCR-D är 20 minuter även om detta sällan händer (Wolf & Jannasch, 2021).

Hur marknadspriserna kommer förändras för dessa stödtjänster är svårt att förutse och kan ha en stor påverkan på eventuella intäkter från att använda en vätgasproduktion för detta. Det som går att se från Figur 28 är att behovet av stödtjänster har ökat och därmed också priserna, vilket förväntas fortsätta fram till 2025 enligt Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys (Svenska kraftnät, 2020). Det som kan tänkas stagnera priserna i framtiden är om fler aktörer kommer in och deltar på marknaden vilket kan öka konkurrensen och pressa priserna. De tjänster som framförallt förväntas öka är mFRR och aFRR vilket troligen beror av förändrat krav på minskad budstorlek och anskaffningsförfarande av mFRR-kapacitet. Även FCR-D upp kommer öka något och en implementering av FCR-D ned kommer ske (Svenska kraftnät, 2020). Ökningen av dessa tjänster är ett tecken på att störningar förväntas ske oftare och behovet av balansering blir högre.



Figur 28. Prisutveckling för frekvensrelaterade stödtjänster. (Svenska kraftnät, 2020)

Det finns flera parametrar som gör den ekonomiska bedömningen av att använda vätgas till frekvensrelaterade stödtjänster osäker. I de exempel som nämnts ovan från studien gjord av RISE Innventia så finns det en del brister i tillgängliga prisdata och information om budgivningssystem. Exempelvis har det i studien antagits att buden alltid avropas de timmar som man kan tillhandahålla en tjänst vilket sannolikt inte är fallet i verkligheten. Till vissa av tjänsterna kan det finnas ett behov för större lager på grund av uthållighetstiden för tjänsten och kostnaden för detta har inte inkluderats i beräkningarna. Även vilken typ av elektrolysör som behövs till följd av aktiveringstiden för de olika tjänsterna påverkar kostnaden.

3.3.8 Lokala flexibilitetsmarknader

Det finns också potentiella intäktsströmmar från nätägare genom flexibilitetsmarknader. Det pågår idag ett antal marknader där nätägare handlar upp flexibla resurser istället för att begära tillfälliga abonnemang från sin övre nätägare. Exempel på denna sorts marknader är Sthlmflex i Storstockholm och CoordiNet i Uppland, Gotland och Skåne. Dessa marknader kompletterar övriga marknader såsom spotmarknad för elhandel och balansmarknader genom att möjliggöra hantering av mer regionala och lokala begränsningar i elnäten. Dessa marknader är fortfarande i en uppstartsfas, och det är få aktörer som kan göra investeringar baserat på dessa intäkter idag, men flexibilitetsmarknader kan komma att spela en viktigare roll när elnäten blir mer ansträngda. I vissa fall kan denna sorts flexibilitet bli ett aktuellt alternativ för utbyggnad av elnäten i de fall då ledtiderna är för långa, eller när alternativkostnaden att bygga ut nät blir för hög.

3.4 Diskussion och slutsatser

Det finns ett behov av flexibilitet idag som kommer att öka i framtiden om elanvändningen ökar, och den produktion som byggs ut är variabel. Att integrera både laster och produktionskällor mot elnätet på ett systemvänligt sätt kan vara nödvändigt för att bibehålla balansen i elnätet med avseende på effekt och frekvens. Det har tidigare i rapporten framkommit att elpriset är avgörande för att göra vätgasproduktion genom elektrolys lönsam. Samtidigt förväntas vätgasproducenter kunna bli så stora elanvändare att de i sin tur kommer påverka elprisnivåerna och genom detta möjliggöra en storskalig utbyggnad av vind- och solkraft. Utbyggnad av förnybar energiproduktion kan i sin tur möjliggöra konkurrenskraftig vätgasproduktion, och att konkurrenskraften för vätgaslager och extra elektrolysörer ökar. Det finns alltså en nära växelverkan mellan elpris, elproduktion och vätgasproduktion, och de uppkommande prisskillnaderna är det som till största del kan motivera en flexibel vätgasproduktion.

Å ena sidan ka stora vätgasproducenter behöva vara flexibla med sin elanvändning för att kunna ansluta till elnätet på grund av effekt- och kapacitetsbrist. Å andra sidan kan topplasten som sedan uppkommer från den ökade effekttoppen också vara en påfrestning för elnäten. För att inte hinder ska uppkomma för de vätgasproducenter som vill producera grön vätgas behöver planering på nationell och regional skala.

För att kunna ansluta och växa i takt, finns gemensamma vinster för både nätägare och företag att samarbeta för att främja flexibel elanvändning från vätgasproducenterna. Enligt samtal med aktörer är anslutningsprocessen relativt lösningsorienterad idag, och de projekt som är transparenta med sina förutsättningar att vara flexibla kan få fördelar vid anslutning. Det kan dock underlätta för främjandet av en flexibel vätgasproduktion att anslutningsprocessen tar formell hänsyn till industriernas möjlighet att vara flexibla.

Det finns även potentiella intäktsströmmar i att tillhandahålla frekvensrelaterade stödtjänster genom förbrukningsreduktion som kan göra en investering i överkapacitet lönsam. Detta ses idag inte generellt som en primär drivkraft till att investera i en överkapacitet men om det finns på plats och i takt med att marknaderna utvecklas så kan det generera ytterligare intäkter utöver att endast optimera efter elpris. Enligt den studie som presenterats i det här kapitlet är det de stödtjänster som endast kräver en låg nivå av överkapacitet, vilka är de som endast bidrar med uppreglering (FCR-D och aFRR uppreglering) som under vissa omständigheter kan vara lönsamma. Det finns även som tidigare nämnt potentiella intäktsströmmar från lokala kapacitetsmarknader men dessa ersättningar är inte tillräckliga idag för att motivera en investering i överkapacitet. För att kunna agera snabbt på dessa marknader krävs i dagsläget PEM-elektrolysörer, vilket också innebär en överinvestering jämfört med en alkalisk elektrolysör, och kan innebära en mer en dubbelt så stor investering om vi utgår från kostnader som beskrivs i Figur 26.

Utöver detta så finns det tekniska förutsättningar som påverkar till vilken grad det går att använda vätgas som en flexibilitetsresurs i energisystemet, till exempel hur mycket topplasten i elnätet kan vara, och tillgången till lagring.

När det kommer till att producera el från vätgas genom bränsleceller eller en gasturbin så är förlusterna fortfarande stora vilket gör det svårt att konkurrera med annan planerbar produktion. Men det kan finnas vissa applikationer där detta ändå kan vara aktuellt, speciellt om tillgången till förnybar vätgas blir stor.

För att använda vätgasen på ett smart och systemvänligt sätt behöver det svenska energisystemet bli mer integrerat med starkare kopplingar mellan energibärare, infrastrukturer och slutanvändare.

4 Hinder och barriärer för en introduktion av vätgas som en del av det svenska energisystemet

I detta kapitel beskrivs hinder för en introduktion av vätgas som en del av det svenska energisystemet. Kapitlet baseras på ett underlag som Sweco (Vätgas – Hinder och åtgärder 2021) utarbetat på uppdrag av Energimyndigheten.

4.1 Inledning

Som konstaterats tidigare finns en betydande potential för vätgasen att bidra till omställningen till fossilfrihet. Det innebär dock inte att det saknas hinder för att denna ska kunna realiseras. I vissa fall är hindren specifika för vätgas medan de i andra fall är generella för energisystemet i stort. I avsnitten nedan sammanfattas hinder för produktion, distribution, lagring och användning av vätgas utifrån följande indelning: *organisatoriska, ekonomiska hinder, styrmedel, regulatoriska, tekniska, kunskapshinder och hinder relaterat till acceptans*.

Förutsättningarna för vätgas kommer utvecklas snabbt kommande år varför det som utgör ett hinder idag inte nödvändigtvis behöver vara ett hinder imorgon. Därför är fokus på existerande hinder som är önskvärda att hantera under den närmsta tiden. Det kommer behövas en kontinuerlig hindersanalys framöver för att säkerställa att det är de mest betydande hindren som hanteras. Flera av de hinder som omnämns nedan är inte regelrätta marknadsmisslyckanden utan existerar främst på grund av att utvecklingen gått snabbt och att de därför ännu inte hunnit hanteras ännu på ett systematiskt sätt. Fokus är också på hinder som staten har rådighet över.

4.2 Organisatoriska hinder

I detta avsnitt beskrivs hinder som kopplar till organisatoriska brister. Det kan till exempel handla om brist på samordning, transparens eller motstridiga målbilder som försämrar olika aktörers möjligheter att utvecklas inom området.

4.2.1 Nationella ambitioner

Intresset för den förnybara vätgasen har ökat mycket snabbt sedan EU-kommissionen presenterade sin vätgasstrategi. I kölvattnet av denna har flera länder inom EU, men även utanför EU, presenterat nationella strategier för vätgas. Sweco:s dialog med externa aktörer föreslår att den förnybara vätgasens introduktion i Sverige hindras av;

- Avsaknaden av nationella mål i samklang med EU:s politik för vätgas och prioriteringar beträffande om och hur staten kommer att stödja olika sektorer samt regioner.
- Att Sverige inte har identifierat och samlats kring sina främsta styrkor.

- Att det saknas strategiska val om att stödja vissa produktionstekniker för att framställa vätgas.
- Att Nordens fokus på förnybar vätgas kan resultera i en konkurrensnackdel gentemot de länder som fokuserar på vätgas av fossilt ursprung.
- Intressekonflikter såsom produktion och tillgång till hållbart producerad el för vätgasproduktion

De organisatoriska hindren kan sammanfattas i avsaknaden av en nationell strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak. Det aktuella förslaget till nationell strategi som regeringsuppdraget till Energimyndigheten bedöms vara en start i bemötandet av nämnda hinder i kombination med befintliga närliggande strategier och utvecklad samordning mellan dessa.

I Norden ligger fokus främst på förnybar vätgas och ett hinder kan vara att denna vätgas kommer vara dyrare än vätgas med fossilt ursprung. Detta kan dock även vara en styrka i den utsträckning som kunderna efterfrågar fossilfria produkter. Sverige har också mycket goda förutsättningar för att producera fossilfri vätgas genom elektrolys jämfört med många andra länder inom EU.

4.2.2 Samordning och samarbete

Sweco:s analys pekar bland annat ut följande hinder kring samordning och samarbete:

- Myndigheternas arbete för att stödja introduktionen av vätgas går för långsamt och är inte samordnat. Det saknas också samordning mellan tillståndsgivare och en central aktör som kan samordna inblandade parter i tillståndsprocesser.
- Det är oklart hur infrastrukturen ska styras och vem som ska äga vad (exempelvis hur reglering av rörledning och samordning av utbyggnad kommer att utformas).
- Avsaknad av nationell samordning för att bygga ut vätgastankstationer.
- Svag internationell samverkan och bristande samarbeten mellan forsknings-aktörer inom och utom Sverige.
- Bristande samplanering av el- och gasinfrastruktur.

De främsta hindren bedöms vara bristande samordning mellan centrala myndigheter och bristande samordning mellan tillståndsgivare. Sweco:s analys pekar på att samordnad långsiktig planering av vätgasanläggningar och elinfrastruktur kan resultera i lägre kostnader och bättre nyttjande av mark. Dimensionering av produktionsanläggningar och infrastruktur kan anpassas till förmån för många användare på samma gång om samplanering sker.

Sweco pekar också på vikten av tydlighet från regeringen gentemot myndigheterna om vikten av att undanröja hinder för en introduktion av fossilfri vätgas. Det handlar främst om att reducera risk genom att ta bort hinder för det som olika aktörer vill göra idag i syfte att skapa mer långsiktiga affärer. Sweco pekar i sitt underlag på att reglerings-breven till myndigheterna är otydliga avseende mål och vätgasens roll, och att otydlig-heten skapar försiktighet. Detta kan i sin tur medföra en försiktighet hos aktörer att ge sig in på vätgasområdet. Alternativt väljer de andra marknader för sina aktiviteter.

Flertalet aktörer intervjuade av Sweco poängterar att det behövs en central aktör som kan samordna mellan alla inblandade i tillståndsprocesser för att kunna påskynda dem. Samordning underlättar hantering och stöd för tillståndsgivare och behöver vara mer

förutsägbara avseende krav och tider. I och med introduktionen av vätgas uppkommer många nya frågor. Det kan handla om hur vätgas ska hanteras tillståndsmässigt som till exempel distribution av vätgas i container, eller vätgas i trailers på väg. De intervjuade upplever en risk för att nya hinder skapas på grund av bristande kunskap och att nya problem identifieras som inte uppmärksammas för andra energibärare. Det bör dock nämnas att vätgas har hanterats inom industrin och av ett flertal andra aktörer i Sverige i många år varför det finns en erfarenhet att utgå ifrån.

Sweco:s underlag pekar på att det inte är tydligt hur svensk infrastruktur ska styras gällande regleringar av rörledningar och samordning av utbyggnad av dessa. Det är inte givet hur marknadsstrukturen för ägarskap av ett eventuellt nationellt vätgasnät skulle planeras, ägas och förvaltas. Hindret bedöms inte stoppa en introduktion av vätgas i det svenska energisystemet, men kan vara kritiskt för distribution och lagring på längre sikt.

Vidare pekar Sweco på att det i nuläget saknas en samordning för utbyggnad av vätgastankstationer. Det bedöms dock inte vara kritiskt för introduktionen av vätgas inom de närmsta åren. En koordinerad utbyggnad bedöms som önskvärd för att undvika under- eller överetablering. I sammanhanget bör det nämnas att förhandlingar pågår inom EU angående en förordning om utbyggnad av infrastrukturen för alternativa bränslen som bygger på ett direktiv från 2014. Här ingår t.ex. förslag som gäller utbyggnad av vätgastankstationer. För samtlig infrastruktur för alternativa drivmedel har Energimyndigheten ett samordningsansvar.

Det finns också en efterfrågan på fördjupade forskningssamarbeten inom Sverige och mellan våra grannländer samt ett behov av att samordna forskning och utveckling inom landet för att bättre hantera konkurrens mellan länder i Europa och de som satsat tidigt.

4.3 Ekonomiska hinder

I sitt underlag lyfter Sweco fram ett antal ekonomiska hinder. Det handlar exempelvis om att tidiga investeringar i ny teknik i förhållande till marknadens mognad kan resultera i investering som inte ger förväntad avkastning (samt högre drift- och underhållskostnader). De anser därför att produktion och infrastruktur behöver ligga steget före efterfrågan och att samordning behövs för att inte marknadsutvecklingen ska försenas. Vidare nämns att osäkerhet kring utveckling av energipriser (exempelvis kostnader för koldioxidutsläpp och elpriser) leder till osäkerhet.

Inget av de nämnda ekonomiska hindren bedöms hindra en introduktion av fossilfri vätgas i Sverige. På medel- till långsikt är det viktigt att de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma för att investeringar ska ske. Produktionen och infrastrukturen behöver ligga steget före efterfrågan och samordning är önskvärt. Det kan också finnas en omvänd risk dvs att uppbyggnaden går för snabbt (till exempel att ett stort antal tankstationer byggs upp innan det finns ett tillräckligt antal fordon på marknaden). Om för mycket sker samtidigt i samhället kan det ge bakslag och hinder i och med att flera aktörer kan jobba med samma utmaning samtidigt, och andra utvecklingsbehov glömmas bort. Varvid flera provar samma lösning och misslyckas samtidigt utan möjlighet till successiv framgång. Dessutom finns risken att alla delar av värdekedjan inte hänger med, eller att arbete inte utförs av företag med lämpliga certifieringar.

Många parametrar som påverkar energipriser i framtiden är under förändring, och beroende av politiska beslut. Osäkerheten gällande utvecklingen av exempelvis kostnader för koldioxidutsläpp och elpriser leder till osäkerheter gällande produktionspris och

konkurrenskraft inom vätgasområdet. Hindret har stor betydelse för en vidare marknadsmognad inom vätgasområdet, men bedöms inte som kritiskt i en tidig introduktionsfas. Marknaden har vidare vana av att hantera dylika osäkerheter.

4.4 Styrmedelshinder

Sweco lyfter fram följande hinder i sitt underlag:

- Att det saknas styrmedel för en bred introduktion av vätgas i det svenska energisystemet.
- Att det saknas finansiering för prioriterade demonstrationsprojekt i relevant skala.
- Att skattesystemet inte är anpassat för vätgas, elektrobränslen och elektrokemikalier (varken för produktion, distribution eller användning).
- Att den samlade skattekostnaden kan komma att skilja beroende på vem som äger en anläggning.
- Att förutsättningarna är komplexa beträffande styrmedel med oklart tidsspann, vilket gör att affärsuppläggen är svåra att räkna på.
- Att statsstödsreglerna kan begränsa Sveriges rådighet i vilka stöd som kan utformas för vätgas.

I underlaget nämns att det saknas styrmedel för en bred introduktion av vätgas i det svenska energisystemet vilket efterfrågas av olika aktörer. En första introduktionsfas med fokus på industri och demonstrationsprojekt kan hindras av att det saknas finansiering för prioriterade demonstrationsprojekt. Det upplevs svårt att hitta bidrag för att bygga prototyper i Sverige vilket kan göra att vissa företag väljer andra länder. Det är dock inte önskvärt att samtliga projekt ges stöd. Däremot är konkurrens önskvärd och att tillgängliga medel är väl avvägda sett till storlek och sett till vad som finns tillgängligt att söka inom olika EU-instrument.

Skattesystemet är inte anpassat för vätgas, elektrobränslen och elektrokemikalier, varken för produktion, distribution eller användning. Ett exempel som ges på detta är att den samlade skattekostnaden kan skilja beroende på vem som äger en vätgasanläggning (”huvudsaklig verksamhet”), vilket bland annat regleras av lagen (1994:1776) om skatt på energi (LSE). Ett annat, relaterat, hinder är att formuleringen i lagtexten kan göra att man utformar anläggningen på ett visst sätt för att minska skattekostnaden, men att den valda konstruktionen inte är den bästa ur samhällsekonomisk synvinkel eller ur energi- och miljösynpunkt.

Sweco nämner som ett hinder att avancerade styrmedel med oklara tidsspann kan göra att affärsuppläggen blir svåra att räkna på för de som berörs av dem och eventuella investerare. Det kan vara styrmedel i syfte att utveckla stödtjänster för elnätet i form av t.ex. energilager, eller riktade stöd för särskilt utpekade så kallade ”hydrogen valleys” via EU som gör att andra geografiska placeringar får (relativt sett) sämre chans att lyckas.

Syftet med statsstödsreglerna är att se till att konkurrensen på EU:s inre marknad inte snedvrids. De reglerar därmed EU-ländernas rådighet över vilka stöd som kan ges och i vilken omfattning. Några länder stödjer utbyggnad av infrastruktur, distribution och lagring samt CCS i större utsträckning än Sverige. Ett aktuellt exempel är Tyskland som getts undantag i stadstödsregler för 80 % i bidrag till lätta ellastbilar. Statsstödsreglerna är föremål för revidering inom ramen för ”Fit for 55”.

Sammanfattningsvis kan sägas att styrmedelshinder är de hinder som staten har störst rådighet över. Det är viktigt att kritiskt granska vilka styrmedelsrisker som faktiskt är rena marknadsmisslyckanden, då det är en viktig premiss för åtgärder genom statliga interventioner i form av styrmedel.

4.5 Regulatoriska hinder

4.5.3 Tillstånd

Sweco anger följande hinder som de främsta regulatoriska hindren för en introduktion av vätgas i det svenska energisystemet:

- Tillståndsprocesserna är komplexa, utdragna och oförutsägbara (exemplifieras bland annat genom tillståndsprocessen för vindkraft).
- Det tar lång tid att erhålla tillstånd och koncession för nya elledningar.
- Miljöprövningsprocessen är långsam för vätgasledningar såväl som för elledningar.
- Det tar längre tid för aktörer att söka tillstånd för anläggningar där allmänheten berörs.
- Risk för att försvaret avråder vid samråd om vindkraftsetableringar eller att kommuner inte gör de detaljplaner som kan behövas för etablering.
- MSB saknar regler för vissa delar i tillståndsprocessen för bl.a. vätgasinfrastruktur.
- Räddningstjänst, länsstyrelser och kommuner är ovana att hantera vätgasfrågor vilket gör att ärendehantering tar lång tid.

Det huvudsakliga hindret rörande tillstånd är de utdragna och oförutsägbara tillståndsprocesserna för elledningar, för vätgasanläggningar och för vätgasledningar. Det tar för lång tid att erhålla tillstånd och koncession för nya elledningar och för att förbereda byggande av elnät där ökad kapacitet behövs för elproduktion. Särskilt där det saknas kapacitet i stomnätet. Eftersom det behövs stora mängder el vid storskalig vätgasproduktion via elektrolys är detta ett betydande hinder.

Miljöprövningsprocessen är också långsam för vätgasledningar, vilket kan försena etableringar på kort sikt för industriella satsningar.

Vindkraft är en viktig källa för el för vätgasproduktion. De industrier som satsar på vätgasanvändning ser vindkraft som huvudsaklig källa för att täcka förväntat framtida behov. Dessa industrier behöver känna en trygghet i att utbyggnaden av vindkraft blir av på medellång eller lång sikt.

I dagsläget tar det längre tid för aktörer att söka tillstånd i de fall allmänheten berörs. Om en industri vill bygga en vätgastankstation kan det tillståndet ta upp till ett år längre än en ett tillstånd innanför industrins grindar. Därigenom kan sektorsintegration mellan olika sektorer försvåras.

Räddningstjänst, länsstyrelser och kommuner är av naturliga skäl ovana att hantera fossilfri vätgas vilket gör att ärendehanteringen kan ta längre tid. Det är viktigt att dessa instanser har resurser att hantera tillståndsfrågor skyndsamt samt har beredskap vid eventuella olyckor så att det redan i förväg vet hur de ska agera.

4.5.4 Lagar, regler och standarder

De främsta regulatoriska hindren gällande lager, regler och standarder för en introduktion av vätgas är enligt Sweco:s underlag;

- Avsaknad av standarder och regelverk för produktion, distribution och användning av vätgas på nationell- och EU-nivå vilket riskerar leda till otydliga förutsättningar för vätgasens introduktion. Ursprungsmärkning av vätgas saknas.
- Det är oklart om och hur vätgasledningar ska regleras i Sverige.
- Regeln att ett fordon som ska köra farligt gods bara får köras med diesel behöver ses över.
- Det saknas tydliga branschstandarder för ”hur man bygger vätgasanläggningar på ett säkert sätt”.

Avsaknad av standarder och regelverk för storskalig produktion, distribution och användning av vätgas på nationell- och EU-nivå leder till otydliga förutsättningar och hindrar vätgasens introduktion. Det är till exempel inte bestämt om eller hur vätgasledningar ska regleras, om det ska krävas koncession, tredjepartstillträden, intäktstak, var systemgränsen för eventuell koncession dras etc. Det tar lång tid att implementera ny lagstiftning vilket kan fördröja introduktion av ny teknik. Investerare som är redo att investera i vätgasproduktion, gasinfrastruktur och vätgaslager kan därför avvakta och eventuellt välja andra länder där förutsättningarna är tydligare och risken därmed mindre.

Ursprungsmärkning av vätgas saknas, vilket på kort sikt påverkar konkurrensen med andra länder då fördelen med ny förnybar vätgasproduktion i Sverige inte säkert noteras. Det saknas också tydliga definitioner av vätgasens ursprung och av dess olika färger. Tillvägagångssätt vid värdering, och överenskomna systemgränser, hållbarhetsnivåer och livscykelpåverkan är inte entydigt definierade och överenskomna. Standardiserade beräkningar för att härleda vätgasens hållbarhetsnivå och koldioxidnivåer vid produktion är viktigt för alla som ska beräkna sina utsläpp, tex ur skattesynpunkt. Om EU-förslaget att enbart ö-driftsproducerad vätgas (t.ex. vindkraft som inte är ansluten till elnätet) skall räknas som förnybar kan det innebära utmaningar för svensk industri.

Regeln att ett fordon som ska köra farligt gods bara får köras med diesel behöver ses över för att också möjliggöra att vätgas på flak kan transporteras utan fossila drivmedel. Det är ett exempel på en regel som behöver uppdateras.

Vidare saknas tydliga branschstandarder för ”hur man bygger vätgasanläggningar på ett säkert sätt” vilket skapar en osäkerhet för leverantörer och användare och i förlängningen kan det medföra säkerhetsrisker.

4.6 Kunskapshinder

Sverige har få testanläggningar för vätgasteknik (Seel, Swerim). Installationer för forskning och utveckling saknas för fordon till produktionsanläggningar, tankstationer, lagring och rörledningar. Sådana installationer behövs för att lära och utveckla vad som behövs gällande teknik, tillstånd och underhåll. I synnerhet behövs detta för att säkerställa marknadens mognad och fortsatta etablering.

Alla inblandade aktörer har inte tillräcklig kompetens och erfarenhet om vad som är motiverade riskreducerande åtgärder. Ett för lågt skydd innebär större konsekvenser för olyckor och ett för högt skydd innebär onödiga kostnader. Räddningstjänsten saknar

erfarenhet av vätgas i vissa miljöer, vilket är en risk för att olycksförlopp får sämre utfall än nödvändigt. Räddningstjänsterna i landet behöver vidare en nationell struktur för kontinuerligt lärande om hantering av fossilfri vätgas. Även mekaniker och service-personal med utbildning och erfarenhet inom vätgas saknas.

Många aktörer upplever att det saknas information och tillräckligt med hjälp för att ansöka om finansiering. Exempelvis uppfattade en del aktörer att information om IPCEI inte gavs i tid inför ansökan våren 2021. Det finns en begränsad forskningsmassa inom vätgas i Sverige på grund av tidigare begränsade forskningssatsningar. Starka forsknings-miljöer saknar idag både medel och kontinuitet. Hindret bedöms inte som en stoppkloss för introduktionen av vätgas, men kan hindra en bredare implementering.

Det finns en risk för omotiverat höga säkerhetskrav på vätgas jämfört med andra idag vanligt förekommande energibärare på grund av bristande kunskap om vätgas. Omotiverat höga krav kan medföra högre kostnader och en tröskel för introduktion av vätgas. Hindret har stor betydelse för introduktionen av vätgas, samtidigt som staten har begränsad rådighet över hindret. Å andra sidan är för låga säkerhetskrav både en risk för skada och för potentiellt bristande acceptans.

4.7 Tekniska hinder

Elnätets kapacitet är en begränsning för produktion av de kvantiteter vätgas som för-väntas introduceras i Sverige även i en första introduktionsfas. Utbyggnadsplanerna för elproduktion och elnät riskerar att inte vara tillräckliga för det prognostiserade behovet och det tänkbara hindret behöver hanteras i närtid. Processer pågår för att hantera hindret inom elektrifieringsstrategin.

Storskalig lagring är en förutsättning för att kunna hantera de stora mängder vätgas som bedöms behövas inom industrin inom en relativt snar framtid. Sverige har inte, såsom Norge och Danmark, geologiska förutsättningar för storskalig lagring i saltgruvor. Den alternativa LRC -tekniken (lined rock caverns) som idag används för naturgas behöver något år till för att utvärderas gällande vätgas och om tekniken visar sig mindre gångbar behöver alternativa lösningar prövas och utvärderas.

Det sätts en stor tilltro till vätgasen redan innan tekniken längs hela värdekedjan är kommersiell och säkrad. I sin vätgasstrategi pekar EU på ett fortsatt behov av utveckling och stöd för massproduktion. Samtidigt sker inte produktutvecklingen i den erforderliga takten om inte efterfrågan finns på marknaden. Få av dem Sweco intervjuat uttrycker dock någon oro för tekniska hinder på komponentnivå avseende tillförlitlighet eller massproduktion.

Förnybar vätgas är för närvarande dyrare att producera än fossil vätgas. Att fossilfri vätgas är dyr att producera är inte en unik nationell utmaning utan global. EU:s vätgas-strategi, och flertalet nationella vätgasstrategier nämner utmaningen som en av de viktigaste att hantera. Hindret bedöms dock inte som en stoppkloss för introduktionen av vätgas i det svenska energisystemet.

Utöver storskalig lagring är även övrig vätgasinfrastruktur under teknisk utveckling. Den utvecklas i en långsam takt, vilket hindrar teknikens spridning och användning. Detta gäller exempelvis tankstationer och distributionsmetoder såsom vätgasledningar.

4.8 Acceptanshinder

Acceptanshinder är centrala att hantera och föra dialog om för att kunna arbeta för en bredare implementering av fossilfri vätgas, men det är inte en stoppkloss för ett första införande. Det är också ett hinder som i vid mening är giltigt för hela energisystemet och inte specifikt för vätgas. Acceptanshinder är ofta kopplade till andra hinder, såsom bristande tillgång på kunskap eller bristande regler och riktlinjer, vilka kan öka acceptansen om de löses.

Tidigare erfarenheter av bränsleomställning som inte fallit väl ut är ett hinder för att våga satsa på nytt. Det gäller exempelvis ”pumplagen” och rederier som nyligen satsat på LNG (flytande metan) vilket något år senare ifrågasätts ur miljösynpunkt på grund av läckage av växthusgasen metan. Det kan påverka företagens tillgång till riskkapital och riskbenägenhet för nya satsningar.

Rädsla för olyckor med vätgas är ett annat acceptanshinder. Ett acceptansmässigt hinder gällande säkerhet för vätgas är att det allmänt anses farligare än alternativa tekniker.

Tidigare så kallade ”hype cycles” gällande vätgas gör att vätgas även denna gång kan uppfattas som en sådan. Om den nuvarande introduktionen uppfattas som en ”hype cycle” kommer investeringar att hindras eller hållas avvaktande. Tidigare cykler i närtid kan dels hittas på 1970-talet, där intresset för vätgas ökade med anledning av ökande oljepriser. På 1990-talet återuppväcktes intresset med fokus på CCS, förnybar energi och transporter. På tidigt 2000-tal ökade intresset igen, med huvudsakligt fokus på vätgasfordon. Vid de tillfällena hindrades marknadens utveckling av ”hönan-och-ägget”-problematiken.

5 Möjligheter till samarbete med andra länder och aktörer i Europa

I detta kapitel ges en översiktlig bild av möjligheterna till samarbete med andra länder och aktörer i Europa och inom EU. Fokus är främst på EU och Norden men en bild ges även av vad som händer i omvärlden på området.

5.1 Andra länders vätgasstrategier

I dagsläget har ett tjugotal länder tagit fram nationella strategier för vätgas och fler är att vänta. Tillsammans står dessa länder för en betydande andel av global BNP (Raksha, 2020).

5.1.1 Mål för de nationella strategierna

Generellt sätt kännetecknas de senaste tillkommande strategierna av tydligare och ambitiösare mål jämfört med de tidiga vätgasstrategierna. Även om de nationella strategierna skiljer sig åt, finns det en gemensam syn på vätgas som central för energisystemet, försörjningstrygghet, ekonomisk tillväxt och för fossilfrihet.

Reduktion av koldioxidutsläpp: För de flesta länder är det primära målet att minska utsläppen av växthusgaser genom vätgas. Särskilt i sektorer som är svåra att elektrifiera, som till exempel stålproduktion och tunga transporter, men också för ersättning av fossila råvaror inom den kemiska industrin. Behovet av minskade utsläpp av växthusgaser driver efterfrågan på vätgas och är inte begränsade till en enda sektor.

Diversifiering av energiförsörjningen: Vätgas som energibärare anses också kunna bidra till en diversifierade energiförsörjning eftersom det minskar beroendet av fossila bränslen (genom inhemsk produktion eller genom import). Diversifiering av energiförsörjningen genom vätgas verkar huvudsakligen vara relevant för energiimporterande länder som exempelvis Japan och Tyskland.

Ekonomisk tillväxt: Många länder ser en möjlighet till ökad ekonomisk tillväx genom inhemsk vätgasproduktion och teknikutveckling som skapar nya arbetstillfällen och stärker ekonomin. Ytterligare intäkter förväntas för länder som har för avsikt att exportera vätgas och produkter framställda med vätgas.

Stödja nationell teknikutveckling: I de flesta länder som tagit fram nationella strategier är stödet för nationell teknikutveckling nära relaterat till ekonomisk tillväxt genom möjligheten att exportera teknik, kunskap och expertis till andra länder.

Integration av förnybara energikällor: I stort sett samtliga länder pekar på den nytta som vätgasen kan skapa för integration av förnybara energikällor i energisystemet (exempelvis lagring, flexibilitet och balansering).

Utveckla vätgas för export: Vätgasexport spelar en viktig roll främst för länder med stor potential för elproduktion; Australien, Kanada, Chile, Ryssland, Marocko, Ukraina och Spanien. Tillväxtekonomier som Marocko, Ukraina och Kina ser möjligheter att komma in på nya marknader genom inhemsk vätgasproduktion och teknikutveckling.

Tidshorisonterna för att uppnå målen i de enskilda vätgasstrategierna beror på ländernas utgångsläge, ambitioner och tillgängliga resurser. I en del strategier saknas tidslinjer för enskilda steg i genomförandet. De slutgiltiga målen för en vätgasstrategi, som vanligtvis representeras av att uppnå en etablerad vätgasmarknad 2050, uttrycks på olika sätt. Som exempel är vätgas ett viktigt inslag i målet att uppnå fossilfrihet i Tysklands strategi. Länder som Japan och Sydkorea fokuserar mer på vätgas som koppling till ekonomiska mål och långsiktiga mål om att skapa ett vätgassamhälle. Andra länder som Australien, Kanada och Chile planerar att bli globala vätgasexportörer fram till 2050.

De flesta vätgasstrategierna innehåller planer för hur länderna tänker uppnå målen. Planerna består i de allra flesta fall av tre faser. En första fas om marknadsaktivering, teknikutveckling och efterfrågan på vätgas fram till 2030. En andra fas fram till 2040 där de flesta länder förväntar sig marknadstillväxt med uppbyggnad av storskalig produktion och kommersialisering av vätgas i ett antal applikationer. En tredje fas där vätgasmarknaderna förväntas mogna fram till 2050.

5.1.2 Sektorer för statligt stöd för utveckling och tillämpning av vätgastekniker

Av de nationella vätgasstrategierna kan man konstatera att teknikutveckling- och användning av vätgas förväntas ske i sektorerna: industri, transport, energi, bebyggelse och export. Industri- och transportsektorn är generellt sett de mest centrala sektorerna för vätgas.

Industrisektorn

Industrisektorn har en särskilt framträdande roll i länder med stark industri. Möjligheten att använda vätgas i industrisektorn nämns i flera vätgasstrategier. Fokus ligger vanligtvis på befintliga kemiska processer som ammoniak eller metanolproduktion. Vätgasanvändning i raffinaderier har en viktig roll inom EU-länderna på grund av reglerna i direktivet om förnybar energi (RED II). Vätgasanvändning för ståltillverkning nämns i många vätgasstrategier bland annat i Tysklands, Storbritanniens, Frankrikes, Finlands, Österrikes och Australiens vätgasstrategier. I Norges vätgasstrategi tas flera användningsområden upp för vätgas inom industrin, till exempel inom raffinaderi-, stål-, gödningsmedel- och kemiindustrin.

I Finlands vätgasstrategi nämns vätgasanvändning för fossilfri ståltillverkning där masugnar ersätts med ljusbågsugnar under åren 2030–2040. Behovet uppskattas till elektrolysörer motsvarande 450–550 MWe. Strategin tar också upp möjligheten för P2X bränslen som en möjlighet i Finland redan före 2030. I princip kan fossilfri vätgas ersätta fossil vätgas i all industriell användning i Finland givet att den blir kostnadsmässigt konkurrenskraftig. Rekommendationen är därför att den industriella användningen av koldioxidsnål vätgas stödjs genom såväl skattepolitik som investeringsstöd. Rekommendationer som anges i strategin för vätgas i industriellt bruk handlar om att studera effekterna av den framtida kostnads- och marknadsutvecklingen för den finska industrin för att kunna bibehålla industrins konkurrenskraft. En annan rekommendation är att studera effekter av att ersätta importerade kemikalier som ammoniak och metanol med inhemska motsvarigheter producerade av inhemsk förnybar el.

Portugal ser att den nationella industrin med befintlig kunskap och kapacitet, kan dra nytta av den nya vätgasekonomin genom exempelvis produktion av vätgasbaserade produkter (till exempel vätgasbussar) med hög exportpotential.

Förutom vätgasanvändning inom järn- och stålsektorn samt för ersättning av fossilbaserad vätgas som råvara eller reduktionsmedel, anges vätgasanvändning i högtemperaturvärmeprocesser som ett viktigt användningsområde för Österrikes industri.

USA Department of Energy (DoE) nämner i sin ”Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2020” att trots att industrisektorn är i behov av att byta ut naturgas och kol mot vätgas som reduktionsmedel i järn och ståltillverkning samt för avfossilisering av industrier som cement, gödselmedel och petrokemi, så behövs fortsatt kraftfulla forskningsinsatser i många områden för att ersätta naturgas och kolanvändning med vätgas.

Transportsektorn

Inom transportsektorn har de flesta länder fokus på vätgasanvändning i segment som är svåra att elektrifiera, såsom lastbilar, bussar, järnväg, fartyg eller luftfart. För lätta fordon är det främst asiatiska länder som fokuserar på användning av vätgas, vilket är mindre framträdande i de europeiska vätgasstrategierna.

Några länder presenterar även en förväntad utveckling för bränslecellsfordon på kort- och medellång sikt (2030). För tiden efter 2030 inkluderar, till exempel Sydkorea, ett mål till 2040 om 6,6 miljoner bränslecellsfordon. Medan Kina och delstaten Kalifornien redogör för sina mål till 2050 med 10 respektive 17,5 miljoner fordon. Merparten av dessa bränslecellsfordon förväntas finnas i Asien och Kalifornien.

Detaljer kring vätgastankstationer varierar i de olika strategierna. Länder med stark fordonsindustri som Sydkorea, Japan och Tyskland inkluderar detta i sina strategier. Länder som Kina, Frankrike, Japan, Sydkorea och förväntas nå cirka 1 000 vätgastankstationer fram till 2030 för att lösa gapet mellan utbyggnad av infrastruktur och utbud av vätgasfordon. Det land i Europa som förnärvarande har flest tankstationer är Tyskland (ca 100 st, 2020) och de planerar att ha ca 300 tankstationer efter 2030. I Norge finns i dagsläget ca 9 vätgasmackar. Fortsatt uppbyggnad förväntas ske på kommersiella grunder om än bränslecellsfordon kommer att subventioneras fram till 2025. För sjöfart finns ett färjeprogram för att påskynda användningen av vätgas och ammoniak i sjötransporter.

Finland ser en potential för att tillämpa vätgastekniker inom tunga transporter. De ser det som lämpligt att genomföra piloter i detta avseende. Dessa piloter ses som centrala för en bredare användning. Strategin lyfter också upp vätgasanvändning i marina applikationer. Till exempel i små fartyg i skärgårdar och större fartyg som bilfärjor. Strategin innehåller vidare en rad rekommendationer gällande uppföljning och utveckling av vätgasanvändning för sjöfart och det växande marknadsutbudet för tunga transportfordon och arbetsmaskiner som drivs med vätgas. Strategin rekommenderar också stöd till småskaliga demonstrationsprojekt vilka kan leda till en bredare användning av vätgas inom transportsektorn.

Portugal planerar att ge stöd till tung trafik, stadslogistik och passagerarfordon parallellt med stöd till infrastruktur som viktiga åtgärder för en fossilfri transportsektor. För Österrike antas en betydande utveckling av efterfrågan på vätgas ske inom transportsektorn, särskilt för personbilar, bussar, lastbilar, tåg och i begränsad omfattning i luftfarten. Även Kanada ser vätgas som mest lämpligt för medelstora och tunga lastbilar,

järnväg och fartyg. De nämner dock även lätta fordon för konsumenter som önskar lång räckvidd. USA identifierar vätgas som en lämplig lösning för tunga lastbilar, bussar, medel- till stora bilar, skåpbilar, tåg, färjor och flygplan.

Bostadssektorn

När det gäller mål för vätgas inom bostadssektorn så diskuteras två viktiga tillämpningar dels stationära bränsleceller för kraftvärme i byggnader, dels vätgasinblandning i naturgasledningar. Japan och Korea har visat intresse för bränsleceller inom kraftvärme vilket spelar en begränsad roll i de europeiska strategierna. Stationära bränsleceller adresseras främst av länder med relevant teknisk bas som Sydkorea och Japan, men även i Tyskland i begränsad omfattning. I Österrikes plan nämns möjligheten att ersätta en del av den nuvarande användningen av naturgas (som distribueras till byggnader) genom gasledningar med vätgas.

Kraftproduktion

Elproduktion genom bränsleceller är intressant för länder som Australien, Storbritannien och Tyskland för att balansera förnybar kraftproduktion, men främst på lång sikt. Vissa länder (till exempel Australien) ser att vätgas kommer att ha en viktig roll med avseende på reserv- och fjärrkraft i kraftsektorn. Länder som behöver använda gas för uppvärmningsändamål, som fallet är i många EU-länder, ser bränsleceller som en lämplig lösning. Länder med stora icke-fluktuerade resurser som förnybar vattenkraft visar mindre intresse för kraftproduktion genom bränsleceller och ser uppvärmning med el som ett lämpligare alternativ.

Export

Export av vätgas, vätgasbaserade produkter och tekniker nämns i några länders vätgasstrategier. Chile siktar på att bli en av världens tre största vätgasexportörer till 2040 och Kanada vill bli en av de 10 största vätgasproducenterna i världen. Saudiarabien vill bli den största vätgasproducenten i världen. De länder som har stor tillgång till förnybar energi, möjligheter till långtidslagring och infrastruktur ser möjligheter till ökad ekonomisk tillväxt genom export av vätgas och vätgasbaserade produkter och tekniker. Till exempel finns i Kanada en stor tillgång till råvaror för blå och grön vätgasproduktion och landet har en stark energisektor och geografiska tillgångar som kan bidra starkt till att Kanada kan bli en stor exportör av vätgas- och vätgasteknik. Portugal siktar på stärkt potential för export av förnybar energi genom att exportera fossilfri vätgas. När det gäller Norge, så finns det potential för export av blå vätgas redan från 2030 enligt en studie från DNV-GL (DNV-GL, 2019). I Norges vätgasstrategi finns dock inget ställningstagande för export av vätgas. Däremot, erbjuds export av naturgas i kombination med lokal avskiljning och lagring av koldioxid.

I bilaga 2 finns en sammanställning av målen i de analyserade nationella strategier.

Vätgasimport

Tätbefolkade länder med högt energibehov och industriländer med begränsad tillgång till förnybar energi eller begränsningar i energiinfrastruktur kommer troligtvis att behöva importera vätgas. Japan, Sydkorea och Tyskland räknar med att importera vätgas. Det kräver stora investeringar i produktionskapacitet i de exporterande länderna såväl som i tillhörande infrastruktur i både det exporterande och importerande landet. Därför kommer

den initiala utvecklingen sannolikt att byggas på bilaterala avtal. Tyskland verkar inrikta sig på potentiella exportörer i sitt närområde, medan Japan och Sydkorea överväger samarbeten på längre avstånd (Australien, Saudi Arabien, Nya Zeeland).

Vätgashandel mellan länder har inte kommit igång på riktigt ännu, men ett få tal initiativ finns, till exempel pilotprojektet ”Hydrogen Energy Supply Chain Pilot” för vätgas-export från Australien till Japan. Vätgasen i detta projekt framställs genom förgasning av brunkol och kyls ner till flytande form i Australien och skickas därefter till Japan med fartyg. Storskalig kommersialisering av försörjningskedjan planeras till omkring 2030. I ett annat projekt transporteras redan idag små mängder vätgas i container från Australien till Japan. Under 2020 tillkännagavs export av ammoniak (framställt från fossilfri vätgas) från Saudi Arabien till Japan. Projektet förväntas komma i drift under 2025.

Vätgas transport och lagring

Vätgasledningar nämns i en del strategier. Länder med stor inhemsk efterfrågan som Japan, Tyskland, Storbritannien, USA och Nederländerna förutser rörledningar för vätgastransport inom landet och för export eller import av vätgas. Vissa länder med befintlig vätgasinfrastruktur, exempelvis Nederländerna, överväger att inom det närmaste decenniet skapa en infrastruktur för nationell vätgasdistribution samt för transit till grannländer. Befintliga gastransportörer har signalerat att betydande delar av den nuvarande infrastrukturen kan anpassas för vätgastransport. Blandning av vätgas i naturgasnät nämns i några strategier (Tyskland, Storbritannien, Australien, Portugal och Nederländerna) som ett alternativ. Andra alternativ som diskuteras i några strategier för långdistans-transport av väte är användning av flytande organiska vätgasbärare och omvandling av väte till ammoniak som kan transporteras med fartyg och med lastbil. Finlands strategi pekar ut distribution genom släpvagnar för mindre volymer och rörledningar för distribution av större volymer. Strategin rekommenderar att förbättra förutsättningarna för vätgas-distribution genom att möjliggöra mer kostnadseffektiv transport av vätgas i släpvagnar och genom att bygga de första vätgasledningarna 2030 för att förbättra försörjnings-tryggheten för slutanvändarna.

När det gäller vätgaslagring så pekar flera strategier ut inklädda grottor som ett lämpligt alternativ för storskalig lagring (till exempel, Kanada, USA, Australien) men lagring i vätgasledningar och i stabila organiska bärare förekommer också i en del strategier. I Finlands strategi nämns alla dessa tre lösningar som möjliga alternativ.

5.1.3 Stödstrategier och åtgärder som diskuteras i de nationella strategierna

Flera strategier betonar behovet av forskning och innovation, utvecklade regelverk samt ekonomiskt stöd för demonstration och användning av vätgas.

Forskning- och innovation

De flesta länder ger stöd till demonstrationsprojekt i alla delar av värdekedjan för att aktivera marknaden. Syftet är att åstadkomma kostnadsminskningar, effektivitets-förbättringar och att få erfarenhet av viktiga teknologier som ett led i marknads-förberedelserna. Det pågår också demonstrationsprogram som omfattar hela värdekedjor (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, FCH JU samt i Nederländerna och i Tyskland). Forskningsinsatser är viktiga men åtgärder i kommersialiserande syfte finns inte i samma utsträckning.

Omfattande forskning kommer att behövas även framledes med fokus på teknikanvändning och demonstration för att få erfarenhet och förbättra de olika teknikerna ytterligare. Länder som har stort fokus på detta är bland andra; Tyskland, Nederländerna, Spanien, Frankrike, Storbritannien, Ryssland, Japan, Sydkorea, Kina, Australien och Marocko (även EU).

Norges strategi inriktar sig på FoU inom vätgas- och bränslecellstekniker med fokus på blå och grön vätgas, men också på pilot- och demonstrationsprojekt. Den nämner specifikt behovet av certifiering av tekniker och alternativa bränslen.

Finlands strategi rekommenderar stärkt FoU inom energiomvandling och vätgaslagring i rörledningar eller inklädda berggrottor. Därutöver nämns behovet av stöd till demonstration av de mest lovande teknikerna för lagring av vätgas i industriell skala.

Portugals strategi satsar på stöd till projekt för produktion och distribution av energi från förnybara källor inklusive vätgas. ”Sines” är ett exempel på ett projekt för produktion av grön vätgas med en investering på ca 2,85 miljarder euro där en industriell enhet på minst 1 GW för grön väteproduktion ska installeras fram till 2030. En annan satsning som planeras är etablering av ett referenslaboratorium på nationell och internationell nivå för FoU-aktiviteter kring de viktigaste komponenterna i värdekedjan. De ska också satsa på att förbättra synergierna mellan energi- och vattensektorn och utnyttja avloppsvatten för att producera grön vätgas.

Ekonomiskt stöd

Flera strategier (till exempel EU, Tyskland, Nederländerna, Spanien, Japan, Sydkorea, Kina, Australien och även Kalifornien) fokuserar på olika typer av ekonomiskt stöd för uppbyggnad och drift av vätgasteknik efter hela värdekedjan. Flera strategier identifierar också behovet av ett starkt och kontinuerligt ekonomiskt stöd till utvalda regioner, städer eller industrikluster som en hävstång för att skapa ekosystem och för att möjliggöra utveckling av värdekedjor. I flera strategier förekommer rekommendationer om att flytta ekonomiskt stöd från CAPEX till OPEX för att bidra till att skapa hållbara affärer.

Lagar, regler och standarder

Åtgärder i form av lagar och regler förekommer i varierande utsträckning i strategierna. Syftet är att sätta villkor för utvecklingen av vätgas, dess värdekedjor och marknader, samt att övervaka dessa. Olika styrnings-och kontrollinstrument diskuteras i de analyserade strategierna. EU, Nederländerna, Spanien, Japan, Sydkorea, Kina och Australien) har stort fokus på reglerande åtgärder, medan Tyskland, Frankrike, Italien, Storbritannien, Ryssland, Norge, Schweiz, Marocko har mindre fokus på detta. Styrning och övervakning verkar mer uttalat i Tyskland, Japan, Sydkorea, och Australien medan det är mindre uttalat i Nederländerna, Frankrike, Spanien, Italien och Ryssland.

Det finns nationella och internationella standarder för användning, distribution och lagring av vätgas. Dessa standarder är dock inriktade på den nuvarande vätgasinfrastrukturen. Många strategier identifierar därför vikten av att fastställa harmoniserade standarder och regler för nya vätgasapplikationer (process, infrastruktur och slutanvändning). Kanada, till exempel, strävar efter att modernisera befintliga standarder och regler för att hålla jämna steg med den snabbt föränderliga branschen och ta bort hinder för distribution.

Harmonisering av lagstiftning, standarder, koder, godkännandemekanismer och översyn av reglering förväntas spela en viktig roll i utveckling och spridning av vätgasapplikationer. EU och flera länder (till exempel, Australien, Kanada) ser för närvarande

över sina befintliga lagstiftningar för att stödja vätgas. Till exempel kommer EU att se över energibeskattningsdirektivet för att undvika dubbelbeskattning av vätgas. I en del strategier diskuteras vikten av att harmonisera regler, koder och standarder i alla steg längs värdekedjan för att möjliggöra en tillförlitlig driftsmiljö och lika villkor.

Lagstiftning ses som ett direkt instrument för att stödja vätgasteknik. Kvoter för förnybar teknik eller vätgas på vissa marknader är ett exempel på sådana åtgärder som nämns i några strategier, till exempel, kvoten för förnybar energi i det europeiska direktivet om förnybar energi. Ett annat reglerande instrument som nämns är förbudet mot specifik teknik. Som exempel kan nämnas det nederländska förbudet mot dieselbussar och planen att endast ha utsläppsfria bussar i bruk i kollektivtrafiken i Nederländerna från 2025.

I flera strategier framkommer att en **certifiering** av grön vätgas behöver införas. En producent av grön vätgas måste kunna bevisa kvaliteten på sin produkt. En gemensam certifiering av grön eller koldioxidsnål vätgas anses avgörande för en framgångsrik marknadsutveckling.

5.1.4 Acceptansfrågor

Allmänhetens acceptans uppfattas som avgörande för en framgångsrik utveckling av värdekedjan för vätgas. Därför finns acceptansfrågan inkluderad i de mer omfattande nationella strategierna. Åtgärder som föreslås syftar till kunskapsspridning om vätgas i samhället och utbildning av relevanta yrkesgrupper. I Finlands vätgas-färdplan betonas vikten av att höja kunskapen om vätgas på alla utbildningsnivåer. Kanada siktar på kunskapsspridning på nationell nivå för att säkerställa att individer och samhälle är medvetna om vätgassäkerhet och vätgasens användningsområden under en tid med snabbt utvecklande teknik.

5.1.5 Dedikerade mål och budgeter för vätgasapplikationer

Inte alla länder kvantifierar det förväntade nationella vätgasbehovet i sina strategier, men en del gör det. Nedan följer en sammanställning av mål och medel för vätgas från några nationella vätgasstrategier:

Tyskland: upp till 5 GW elektrolysörkapacitet till år 2030, motsvarar 14 TWh grön vätgasproduktion som kommer att kräva 20 TWh förnybar el. Ytterligare 5 GW kapacitet planeras till 2040 (Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, 2021).

Frankrike: vätgasproduktionskapacitet på 6,5 GW år 2030 (French Government, 2020).

Spanien: Förutser installationer av 300–600 MW elektrolysörkapacitet till 2024 och 4 GW till år 2030 (HyLAW, 2020).

Nederländerna: Minst 30 procent och upp till 50 procent av den slutliga energi-förbrukningen behöver ske via gasformiga energibärare, såsom biogas för en hållbar energiförsörjning (Government of the Netherlands, 2021).

Portugal: Elektrolysörkapacitet på ca 3 GW till 2030, baserat på olika scenarier för vidareutveckling av vätgastekniker.

Österrike: Elektrolysörkapacitet på 1,5–5 GW från förnybar elproduktion för att täcka det uppskattade vätgasbehovet i nya användningsområden och för att ersätta den nuvarande fossila vätgasen.

EU: 6 GW till år 2024 och 40 GW till år 2030 och produktionsmål på 1 miljon respektive 10 miljoner ton förnybar vätgas för de två målåren (EUR-Lex, 2021).

Storbritannien: 5 GW vätgasproduktion (med kvalitén ”lågt kolinnehåll”) till 2030.

Japan: konkreta kostnadsmål för elektrolysörer på $ 475/kW, verkningsgrad på 70 % och produktionskostnad på $ 3,30/kg till 2030. (Agency for Natural Resources and Energy, 2017)

Sydkorea: Har som mål att producera 6,2 miljoner bränslecellselbilar och minst 1 200 tankstationer samt 15 GW bränsleceller för kraftproduktion år 2040 enligt den nationella färdplanen för vätgasekonomi.

Chile: 5 GW elektrolysörkapacitet till 2025 och 25 GW till 2030 (The Ministry of Energy, Government of Chile, 2020)

Australien: En produktionskostnad på under 2 USD/kg vätgas enligt målet ”H2 under 2”, (Australien Government, 2021).

5.1.6 Vätgaskällor

Alla analyserade länder lyfter relevansen och betydelsen av koldioxidsnål och förnybar vätgas för att uppnå växthusgasutsläppmålen på medellång och lång sikt. Fram till 2030 ges dock förnybar vätgas en mindre roll för några länder (till exempel Sydkorea och Japan). Några länder planerar att fortsätta använda fossilbaserad vätgas (utan CCS) fram till 2040, men flertalet länder avser satsa på vätgas med låg kolhalt för att möta den ökade efterfrågan de kommande åren. Ungefär hälften av de analyserade länderna fokuserar på att använda grön vätgas till 2050. Faktum är att fossilbaserad vätgas (utan CCS) fortfarande planeras att spela en roll fram till 2040 i några strategier.

Ett centralt inslag i den norska strategin är teknikutvecklingen för produktion av blå vätgas vilken bedöms bli billigare än grön vätgas på kort sikt. Denna väg bedöms skapa förutsättningar för framtida export till andra länder i Europa. Norge tror sig också kunna erbjuda koldioxidlagringskapacitet i gamla olje- och gasfält under Nordsjön.

2050 anses förnybar vätgas vara betydande i alla länder. Faktum är att ett stort antal länder anser att förnybar vätgas är det enda långsiktiga alternativet (Nederländerna, Spanien, Ukraina, Tyskland Schweiz, Marocko och EU). Andra länder accepterar även fossilbaserat vätgas med CCS som ett långsiktigt alternativ i sina planer (Storbritannien, Japan, Sydkorea, Australien, Frankrike, Kina, Norge och Ryssland). Vissa länder sätter ambitiösa mål för produktion av förnybar vätgas, t.ex. upp till 950 TWh_{H2}/år 2050 i Australien, upp till 300 TWh_{H2}/år i EU 2030 eller ca. 100 TWh_{H2} /år 2050 i Ukraina.

Flera länder, som EU, Australien, Tyskland, Nederländerna för att nämna några, inser att det är avgörande framöver att definiera vätgaskvaliteter med avseende på växthusgas-utsläpp och utveckla och hantera certifieringsmetoder- och förfaranden för dessa system.

Elektrobränslen & ammoniak

I alla strategier sätts fokus på vätgas, men elektrobränslen nämns i flera strategier och i en del strategier betraktas de som viktiga bränslen. Exempelvis förslås i Nederländernas strategi ett inblandningskrav motsvarande 14 % elektrobränsle för luftfart år 2030. Detta följs av en fullständig utfasning av fossila bränslen med elektrobränslen inom luftfart till 2050.

Fossilfri ammoniak har identifierats som en potentiell energibärare för export/import av EU, Tyskland, Norge, Spanien, Marocko, Australien, Japan och Sydkorea med flera och som grönt råmaterial för industrin av bland andra EU, Tyskland, Nederländerna, Spanien, Norge och Australien, samt potentiellt som bränsle för sjöfart av exempelvis, EU, Norge, Storbritannien, Sydkorea och Australien.

På samma sätt som fossilfri ammoniak, har också e-metanol pekats ut som potentiell energibärare för export/import av några länder, bland andra Tyskland, Spanien, Marocko och Japan och som grönt råmaterial för industrin av exempelvis EU, Tyskland, Nederländerna, Spanien, Norge och Australien.

Elektrobränslet e-metan nämns i Tysklands strategi som potentiellt bränsle för uppvärmning av byggnader och som alternativ för energiimport av Japan. E-metan beskrivs i Italiens strategi som en av flera förnybara gaser.

När det gäller flytande e-bränslen så föreslår åtgärdsplaner i vissa länders strategier som stimulerar användningen av dessa bränslen. Åtgärder som nämns i strategier är Spaniens stöd till flytande e-bränsleproduktion samt användning som flygbränsle, Tysklands förslag om en 2 % elektrobränsleblandning i flygbränsle till 2030. Även EU och Australien ser flytande e-bränslen som alternativa bränslen för luftfart och sjöfart på sikt och Norge nämner flytande e-bränsle för luftfart.

5.2 Internationella samarbeten

Utvecklingen av marknader och tekniker för vätgas är global och under snabb utveckling. Ur ett svenskt perspektiv är det därför viktigt att ha en tillfredställande omvärldsbevakning av området och att medverka i ett urval av sammanhang. Nedan följer en tabell över ett antal pågående samarbeten i vilka Sverige deltar i några. Som ett led i genomförandet av en nationell vätgasstrategi bör det genomföras en kartläggning och en prioritering i vilka av dessa samarbeten som Sverige bör delta.

Plattform	Svenskt deltagande?
IRENA Collaborative Framework on Green Hydrogen (CFGH)	Ja
UN Energy Compact on Green Hydrogen	Nej
International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE)	Medlem genom EU, dock ej aktivt
IRENA Coalition for Action	* Private involvement by private orgs; SEA could encourage key orgs to participate
Mission Innovation (MI): Clean Hydrogen Mission	Ja
Hydrogen Energy Ministerial (HEM)	Nej
UNIDO Global Programme for Green Hydrogen	Nej
Clean Energy Ministerial (CEM); Hydrogen Initiative (HI)	CEM; Ja HI; Nej
Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking	Ja

5.3 EU-instrument

I juli 2020 presenterade EU Kommissionen sin vätgasstrategi ”En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa”. I strategin ges en storskalig och snabb utbyggnad av vätgas en central roll för Europas omställning till förnybar energi och för att EU ska uppnå en högre klimatambition. I ett framtida integrerat energisystem förväntas vätgas spela en central roll, tillsammans med förnybar el och en effektivare och mer cirkulär resursanvändning.

Samtidigt konstaterar EU Kommissionen att förnybar och koldioxidsnål vätgas inte är kostnadsmässigt konkurrenskraftig i jämförelse med fossilbaserad vätgas och att EU behöver en strategisk ansats för att hantera vätgasens möjligheter. Som en konsekvens därav finns det ett betydande antal initiativ och institutioner som kommer att ha stor betydelse för regel- och marknadsutveckling, kunskaps- och erfarenhetsutbyte samt för fördelning av stöd till angelägna satsningar som stärker vätgasens värdekedjor. Ur svenskt perspektiv är det av stor betydelse att delta aktivt i dessa forum för att påverka utvecklingen i en önskvärd riktning och att på ett effektivt sätt sprida kunskap och information om dessa för att förbättra möjligheterna att det kommer Sverige till del. Nedan beskrivs några av dessa, men genomgången gör inte anspråk på att vara komplett.

5.3.1 Finansieringsmöjligheter

Det finns ett flertal EU-instrument som kan bidra till finansiering av vätgasaktiviteter i Sverige och därmed komplettera svenska finansieringsmöjligheter så som exempelvis Industriklivet och Klimatklivet:

Important Projects of Common European Interest (IPCEI) hydrogen

Projekt av gemensamt europeiskt intresse (IPCEI) är en mekanism för att främja investeringar i gränsöverskridande FoU- och industriprojekt av särskild betydelse för europeisk utveckling. Finansieringen för IPCEI-aktiviteter kommer från respektive medlemsland och de deltagande företagen. IPCEI-verktyget ger möjlighet att ge stora statliga stöd till företag, under förutsättning att villkoren enligt IPCEI:s riktlinjer är uppfyllda (European Commission, 2021). IPCEI innefattar stora innovationsprojekt som ofta medför risker och som kräver en samordnad insats och gränsöverskridande investeringar från offentliga myndigheter och industrier i flera medlemsstater för att förverkligas. De riktar sig särskilt till nya industriområden som inte realiseras på grund av olika typer av marknadsmisslyckanden. EU:s expertgrupp för viktiga projekt av gemensamt europeiskt intresse har identifierat sex framtidsinriktade industrisektorer som bör prioriteras i EU:s kommande industristrategi. Vätgasteknik och vätgassystem är ett sådant utpekat område. Energimyndigheten har ett uppdrag från Näringsdepartementet att hantera det svenska deltagandet i IPCEI Vätgas. Uppdraget omfattar bland annat hantering av ansökningsprocessen i Sverige, granskning och kvalitetssäkring av intresseanmälningar och uppföljning av godkända och beviljade stöd.

EU:s innovationsfond

EU:s innovationsfond är ett finansieringsprogram för demonstration av innovativ teknik som bidrar till att minska växthusgasutsläpp. Programmet är ett av världens största på området med en total uppskattad budget på 20 miljarder Euro.

5.3.2 Forum för kunskaps- och erfarenhetsutbyten m.m.

European Clean Hydrogen Alliance

European Clean Hydrogen Alliance presenterades som en del av EU:s industristrategi i mars 2020. Det är en del i strävan att accelerera insatserna för att minska industrins utsläpp av växthusgaser. Alliansen har vidare som syfte att bygga upp en ström av robusta investeringsprojekt genom att etablera vad de kallar för en investeringsagenda som ska stödja en europisk värdekedja för vätgas. Alliansen har vidare en viktig roll att spela i att underlätta genomförandet av EU:s vätgasstrategi och speciellt dess investeringsagenda på upp emot 430 miljarder kronor fram till 2030. Alliansen kommer också ha en roll att spela i EU:s integrationsstrategi. Alliansen arbetar genom 6 tematiska arbetsgrupper. Avslutningsvis ska alliansen stödja uppskalningen av produktion och efterfrågan på förnybar- och vätgas med ett lågt koldioxidavtryck, koordinera och erbjuda ett forum för att engagera civilsamhället. Givet alliansens omfattande mandat bör Sverige överväga ett större engagemang i alliansen.

5.3.3 Relevanta industri-/branschorganisationer

Nedan följer en sammanställning av ett antal gas-relaterade europeiska branschorganisationer. De har i huvudsak sin grund i biogas och naturgas. I vissa av dessa är svenska branschorganisationer medlemmar, dock inte alla.

EBA, European Biogas Association

EBA arbetar för att främja produktion och användning av biogas i Europa. Biogasen bidrar till flera av EU:s prioriterade områden, bland annat förnybar energi, resurseffektivitet och cirkulär ekonomi.

Eurogas

Eurogas är samarbetsorganisationen för naturgas i Europa, med fokus på kommersiella och energipolitiska frågor men även på miljö- och klimatfrågor. Eurogas fungerar som plattform för marknadens aktörer och som samtalspartner till EU-institutionerna.

Liquid Gas Europe

Liquid Gas Europe arbetar för att främja användningen av gasol/biogasol i transporter, industri och el/värme.

NGVA Europe, Natural and Bio Gas Vehicle Association Europe

NGVA Europe arbetar för att främja den europeiska marknaden för fordonsgas, både vad gäller tunga och lätta fordon. Till år 2030 ska fordonsgasen i Europa bestå av 20 procent biogas, enligt organisationens målsättning.

Marcogaz

Marcogaz arbetar med gasfrågor av teknisk karaktär så som tekniska regelverk, standarder och certifiering av olika slag.

6 Regelverk som påverkar utvecklingen av produktion, transport, lagring och användning av vätgas

I detta kapitel redogörs i korthet för det stora antalet EU-direktiv och liknande som har betydelse för förutsättningarna för värdekedjorna för vätgas, elektrobränslen och ammoniak. Flera av dessa håller på och revideras och är föremål för förhandlingar inom ramen för ”Fit for 55”. Av det skälet är det inte meningsfullt att gå igenom dessa i detalj utan främst att ge en övergripande bild av på vilket sätt och vilken omfattning de kan ha för de framtida förutsättningarna.

6.1 Internationella regelverk

Idag prissätts utsläpp genom bland annat det europeiska utsläppshandelssystemet (EU-ETS) och genom energi- och koldioxidskatt. Skattesystemet påverkas av såväl europeiska regelverk som Energiskattedirektivet och statsstödsreglerna, som av nationella ambitioner. Det är viktigt att dessa styr på ett konsekvent sätt över tid och att de skapar lika villkor.

Alternative fuel infrastructure regulation (AFIR) är ett förslag till EU-förordning som för närvarande förhandlas på EU-nivå. Förordningen ersätter det nuvarande direktivet om infrastruktur till alternativa drivmedel. Denna förordning kan komma att ställa krav på ett minsta antal vätgastankstationer som behövs i varje medlemsstat inom EU till 2030.

Fuel EU Maritime (EU-kommissionen, Europaparlamentets och rådets förordning om användning av förnybara och koldioxidsnåla bränslen för sjötransport och om, 2021) är ett annat förslag till reglering från EU-kommissionen inom *Fit for 55*-paketet. Denna föreslås reglera användningen av förnybara bränslen och bränslen med låga koldioxidutsläpp inom sjöfarten. Förslaget pekar på att användningen av vätgas och vätgasbaserade bränslen är avgörande för sjöfartssektorns möjligheter att minska sina växthusgasutsläpp. I förslaget föreslås krav på minskningar av koldioxidutsläppen för fartyg om 6 procent till 2030 vilket ökar till 75 procent 2050. Förslaget pekar på att sjöfartens bränslemix 2030 bör bestå av mellan 6–9 procent förnybara bränslen och bränslen med låga koldioxidutsläpp vilket bör ökas till mellan 86–88 procent 2050.

Likaså finns förslaget för luftfarten ReFuel Aviation (EU-kommissionen, Europaparlamentets och rådets förordning om säkerställande av lika villkor för hållbar luftfart, 2021) som föreslår krav på minskningen av växthusgasutsläpp inom luftfarten. Förslaget pekar på att luftfartens inblandning av hållbara bränslen bör vara 5 procent senast 2030 och 63 procent till 2050. För att möjliggöra detta krävs en utökning av produktionen av hållbara flygbränslen där syntetiska flygbränslen producerade från vätgas kan vara en del i bränslemixen. Vidare innefattar förslaget en särskild kvot för elektrobränslen inom luftfarten.

Taxonomin är ett verktyg för att klassificera miljömässigt hållbara verksamheter för investeringar och finansiella produkter. Förordningen innehåller bindande krav på den som tillhandahåller finansiella produkter som marknadsförs som miljömässigt hållbara. Vätgas är en av flera viktiga tekniker för att nå nettonollutsläpp som berörs och Sverige driver linjen att all fossilfri el från nätet ska kunna användas, utan krav på nytillkommande förnybar elproduktion.

EU:s statsstödsregler är inskrivna i unionens fördrag där avsikten är att begränsa statligt stöd till privata aktörer för att gynna en sund konkurrens på den inre marknaden. Det finns dock flera undantag som gör att statligt stöd i viss utsträckning kan ges till vissa sektorer eller regioner. Nära hälften av allt statsstöd som betalas ut inom unionen berör energimarknaden. Utöver sund konkurrens kan reglerna även bidra till en fossilfri energiunion och EU-kommissionens har framfört att vätgas bör inkluderas i ett statsstödsregelverk samt att ökade möjligheter att investera i lagring av koldioxid bör finnas.

Inom ”Fit for 55” pågår även en översyn av det tredje energipaketet för gas (direktiv 2009/73/EU och förordning 715/2009/EU). Förordningen syftar till att reglera konkurrenskraftiga koldioxidfria gasmarknader.

Standardiseringsarbeten som CEN-CLC/TC 6 ”Hydrogen in energy systems” och ISO/TC 197 ”Hydrogen Technology” är av stor betydelse då de behandlar standards för produktion, distribution och användning av vätgas från förnybara- och andra energikällor. De omfattar även terminologi, ursprungsmärkning, säkerhetsfrågor, träning och utbildning.

Förslaget till revidering av förnybartdirektivet (EU-kommissionen, Europaparlamentets och rådets direktiv om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, 2021) föreslår krav på användning av förnybara bränslen från icke-biologiskt ursprung (RFNBO). Direktivet föreslår bland annat krav på användning av RFNBO inom industrisektorn men också inom transportsektorn. För målberäkningar får RFNBO-bränslen som används inom sjöfarten och luftfarten dubbelräknas med en faktor 1,2 vilket ökar incitamenten för användning av dessa bränslen inom dessa trafikslag.

För transportsektorn finns även CO_2-krav på EU-nivå för nya lätta och tunga fordon (inklusive bränslecellsfordon). EU:s CO_2-krav ställer krav på fordonstillverkare att minska de genomsnittliga utsläppen på de fordon de säljer på marknaden i EU, för att minska utsläppen ges således incitament till att producera och sälja låg- och nollemissionsfordon.

Trans-European Network for Energy (TEN-E) syftar till att koppla ihop EU ländernas infrastruktur för energi (el, gas och olja). Inom TEN-E har nio ”prioriterade korridorer” och tre tematiska områden identifierats. TEN-E omfattar även stöd till projekt.

Trans-European Transport Network (TEN-T) omfattar ett nätverk av vägar, järnvägar, flygplatser och infrastruktur för vatten inom EU. Inom TEN-T arbetar EU för att utveckla liknande infrastruktur genom en kombination av ledarskap, koordinering, utfärdande av riktlinjer och finansiering.

7 Relevanta samhällsekonomiska konsekvenser av de policyförslag som ingår i Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi

I detta kapitel belyses relevanta samhällsekonomiska konsekvenser av de policyförslag som tagits fram och presenterats i Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi. Huvudinriktningen för Fossilfritt Sveriges strategi är att premiera fossilfri vätgas. Det utesluter inte att grå eller blå vätgas också produceras, men de förslag till åtgärder som presenteras syftar till att i första hand gynna satsningar på fossilfri vätgas. Målbilden som Fossilfritt Sverige utgår ifrån är en där vätgas både är en möjliggörare för att nå klimatmålen och samtidigt en möjlighet till ny innovation, industrisatsningar och jobb. Förslagen är indelade i fem områden och de lämnar för dessa sammantaget 22 förslag till politik som kan möjliggöra önskad utveckling. Denna analys följer samma indelning.

7.1 Område 1: Rätt förutsättningar för elsystemet – en knäckfråga för fossilfri vätgasproduktion

Fossilfritt Sverige pekar på att ett av de största hindren mot elektrifiering och fossilfri vätgasutveckling inom industrin och transportsektorn är begränsningar eller osäkerhet om framtida tillgänglig elnätskapacitet, effekt och vätgasinfrastruktur. Det finns också stora skillnader inom landet vilket skapar ojämlika konkurrensförutsättningar.

7.1.1 Regeringen bör under 2021 ge Svenska kraftnät i uppdrag att ta fram en elnätsplan som ska bland annat svara på vilka elledningar som är prioriterade för att industrin ska kunna elektrifieras i tillräckligt hög takt, och med vilken tidsplan elledningarna bör dras.

Energimyndigheten uppfattar att förslaget är i linje med Energimarknadsinspektionens förslag till implementering av det nya Elmarknadsdirektivet och dess paragrafer om nätutvecklingsplaner.[21] Direktivet anger att distributionssystemet ska baseras på en transparent nätutvecklingsplan och att den systemansvarige för distributionssystemet ska offentliggöra minst vartannat år samt överlämna till tillsynsmyndigheten. Energimarknadsinspektionen redogör i sin rapport *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter*[22] för dessa förändringar i direktivet och har där även lagt förslag på att en sådan bestämmelse införs i ellagen. Förslaget omfattar att TSO:er och DSO:er tar fram nätutvecklingsplaner som lämnas in till Energimarknadsinspektionen, vilket möjliggör för förbättrad planering och koordinering i samband med nätutveckling.

[21] Elmarknadsdirektivet, 2019/943 art. 32.3–32.5.

[22] EiR 2020:02 Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (ei.se)

Energimyndigheten ser positivt på dessa förändringar som väntas ange de planerade investeringarna under de kommande 5–10 åren, samt leda till ökad transparens avseende de flexibilitetstjänster som kommer behövas på medellång och lång sikt. En bättre framförhållning och överblick kan i sin tur väntas ha positiva effekter på både konkurrenskraft och investeringar. Det finns på så sätt stora nyttor med förslaget och det bedöms därför vara kostnadseffektivt. De associerade kostnaderna med att ta fram en plan består framförallt i administrativa kostnader för både DSO:er och TSO:er, men de är svåra att komma ifrån givet att förslaget bygger på ett EU-direktiv. **Energimyndigheten ser inte att det i dagsläget krävs ytterligare åtgärder än de förslag till implementering som redan föreslagits av Energimarknadsinspektionen.**

7.1.2 Regeringen bör under 2021 tillsätta en kommitté som får i uppdrag att hantera regelhinder som hämmar försök avseende nya lösningar som bygger på ny teknik eller på befintlig teknik som används på nya sätt. Under 2021 bör det tas beslut om att minst tre elledningar kan ingå i försöksverksamhet. Detta går i linje med Komet-utredningens förslag.

Energimyndigheten ställer sig positiv till den här typen av förslag för att hantera regelhinder som bromsar eller förhindrar utveckling av att utnyttja energisystemet mer effektivt. Dock anser vi att förslaget går i linje med det som ska hanteras i kommande elektrifieringsstrategi av Regeringen. Därför anser Energimyndigheten att åtgärdsförslag av den här karaktären kommer täckas in av pågående utredning.

7.1.3 Regeringen bör senast 2022 införa krav på Svenska kraftnät att alltid utvärdera alternativ till konventionella nätinvesteringar, till exempel vätgaslager, vid nätplanering och investeringsbeslut.

I sin rapport från 2020 om kapacitetsutmaningen i elnäten finns ett förslag från Energimarknadsinspektionen i denna riktning. Där anges att ”som särskilda skäl får inte åberopas kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet”, dvs okonventionella investeringar måste utvärderas som alternativ. Energimyndigheten ställer sig positiva till detta då det kan bidra till att befintligt nät används mer effektivt, liksom att det blir möjligt att ansluta kunder som kan bidra med ökad nytta i form av lagring eller flexibel användning i det fall det inte är möjligt att bygga ut i den takt som vore önskvärd. Det kan också bidra till att tjänster och affärsmodeller inom detta område utvecklas och kan bidra till lösningar på såväl lokal som regional nivå och skapa förutsättningar för nya investeringar samt gynna svensk konkurrenskraft. Förslaget bedöms vara kostnadseffektivt då det väntas bidra med stora nyttor samtidigt som kostnaderna väntas vara förhållandevis små. Initialt kommer kostnaderna för att utvärdera andra alternativ vara något högre, men i takt med att den kompetens som krävs för att utvärdera alternativ byggs upp kommer handläggningstiden och kostnaderna att minska. Det är därför angeläget att man kommer igång snart med denna typ av analys, för att bygga kapacitet och rutiner för framtiden.

7.1.4 *Regeringen bör senast 2022 ge transmission och distribution av el riksintressestatus för att kunna vägas mot andra intressen såsom till exempel försvar och naturvård vid en helhetsbedömning.*

Förslaget från Fossilfritt Sverige är inte helt tydligt. Frågan om riksintresseanspråk regleras av Miljöbalken och väcks av ansvarig riksintressemyndighet och är alltså inte ett beslut för regeringen.

Riksintressen faller in under olika områden i miljöbalken. MSB ansvarar över 3 kap. 9 §, Totalförsvar och Energimyndigheten ansvarar över 3 kap 8 § ”energiproduktion och energidistribution”. Det som Fossilfritt Sverige tar upp faller under område energiproduktion och energidistribution, men Svenska Kraftnät har lyft att transmissionsnätet bör klassas som riksintresse totalförsvar. Energimyndigheten ser att fördjupat gemensamt analysarbete behövs.

Energimyndigheten bedömer att det finns ett behov att vidare utreda riksintressen för energidistribution och att fokus främst bör vara inom ramen för riksintresse enligt 3 kap. 8 § miljöbalken. Dels för att säkerställa tillbörligt skydd för hela det svenska energisystemet, dels för att möjliggöra en bedömning av vilka ytterligare anläggningar för energiförsörjning som skulle kunna omfattas av riksintresse enligt 3 kap. 9 § miljöbalken. Det fortsatta arbetet med att komplettera och se över riksintresse inom energiförsörjningen kommer att behöva ha ett långsiktigt perspektiv.

7.1.5 *Regeringen bör förtydliga uppdraget till Försvarsmakten om att underlätta samexistens med vindkraft, elnät och industrianläggningar som ställer om till fossilfria lösningar, genom att Försvarsmakten, vid sin bedömning av försvarsförmågan, ska föreslå hur detta kan lösas, exempelvis med en extra radar som vindkraftsprojektören bekostar.*

Regeringen har i sitt regleringsbrev för 2021 gett Försvarsmakten i uppdrag att fortsätta att utveckla förmågan till tidig dialog och samverkan med relevanta aktörer i planerings- och prövningsprocessen av deras planerade anläggningar för förnybar energiproduktion. Försvarsmakten ska redovisa förutsättningar för att använda s.k. villkorade tillstånd.[23] Försvarsmakten har att redovisa hur detta arbete fortskrider senast den 15 oktober 2021.

Energimyndigheten uppfattar därför att den typ av lösningsförslag för att underlätta samexistens som Fossilfritt Sverige efterfrågar, dvs villkorade tillstånd, redan omfattas av nuvarande uppdrag. Energimyndigheten och Försvarsmakten har en konstruktiv dialog i frågan om samexistens. Frågan är dock större och mer komplex än villkorade tillstånd och de båda myndigheterna har därför gett Totalförsvarets Forskningsinstitut i uppdrag att ta fram ett kunskapsunderlag som studerar möjligheterna till ökad samexistens mellan Försvarsmakten och vindkraften.

[23] Regleringsbrev för budgetåret 2021 avseende Försvarsmakten (Fö2021/00763) Uppdrag (32) kopplat till Förnybar energi. Ändringsbeslut 2021-06-23 Myndighet Försvarsmakten – Ekonomistyrningsverket (esv.se)

7.1.6 *Regeringen bör under 2021 ge myndigheterna (Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Havs- och vattenmyndigheten och Naturvårdsverket) i uppdrag att upprätta en nationell strategi för havsbaserad vindkraft, motsvarande strategierna för landbaserad vindkraft och vattenkraft.*

Havsbaserad vindkraft kan komma att spela en viktig roll i Sveriges framtida elförsörjning och, rätt tillämpad skulle en strategi kunna bidra till att underlätta för denna utbyggnad. Om så blir fallet torde nyttan av strategin vara högre än kostnaderna för densamma. Strategin skulle kunna bygga vidare på den vindkraftsstrategi som togs fram av Naturvårdsverket och Energimyndigheten och presenterades i början av 2021. Den vindkraftsstrategin utgår från ett planeringsmål på 100 TWh varav 80 TWh på land. Sedan strategin presenterades finns dock nytt prognosunderlag med ett betydligt högre förväntat elbehov varför det utifrån detta faller sig naturligt att gå vidare med att se vad som kan göras till havs. För att kunna genomföra en strategi behövs dock först väl grundade scenarioanalyser över elsystemets utveckling, både vad det gäller konsumtion och användning. Även om havsbaserad vindkraft på sikt kan fylla en viktig roll i det framtida svenska elsystemet anser Energimyndigheten att systemansatsen är viktig och vägen framåt inte nödvändigtvis underlättas av riktade stöd till specifika kraftslag eller att det i detta fall är just anslutningskostnaden som är den avgörande faktorn avseende havsbaserade vindkraftens vara eller icke vara i Sverige.

Med det sagt ser Energimyndigheten positivt på att ta fram en strategi och på att flera myndigheter involveras i strategiarbetet då det finns många intressen att ta hänsyn till. Att kunna samla dessa och så långt som möjligt undanröja strukturella hinder och t.ex. peka ut områden där intressekonflikter inte utgör ett hinder för byggnation. På så sätt kan myndigheterna skapa förutsättningar för aktörer att investera och potentiellt bidra både till att sänka kostnaderna och förkorta tiden det tar att bygga ut. Från Svenska kraftnät behövs bl.a. bedömningar av var transmissionsnätet ska byggas ut till havsområden för att nyttorna för det nationella elsystemet ska bli så stora som möjligt och där sådan utbyggnad främjar Sveriges mål om förnybar elproduktion. Detta behöver vägas samman med Havs- och vattenmyndighetens Havsplaner liksom att beakta samexistens både med miljöintressen och Försvarsmakt. Det vore önskvärt att även Försvarsmakten inkluderas i ett sådant uppdrag.

7.1.7 *Regeringen bör följa EU-kommissionens uppmaning och upprätta ett svenskt planeringsmål för havsbaserad elproduktion ur ett elsystemperspektiv.*

Energimyndighetens uppfattar att det Fossilfritt Sverige åsyftar som en uppmaning från EU-kommissionen är de havsplaner som enligt EU:s direktiv för havsplanering ska ha tagits fram av medlemsländerna senast 2021.[24] Energimyndigheten konstaterar att HaV har utarbetat förslag till Havsplaner och att dessa lämnats över till regeringen för beslut.

I frågan om att upprätta ett svenskt planeringsmål för havsbaserad elproduktion ser Energimyndigheten det som positivt att upprätta sådana planeringsmål och det kan bidra till att skapa förutsättningar och underlätta för utbyggnationen av havsbaserad vindkraft. För att planeringsmålen ska vara meningsfulla och ge branschen en indikation om var utbyggnad av vindkraft är möjlig är det viktigt att målen får en geografisk förankring med koppling både till behov och förutsättningar, där hänsyn till samexistens redan tagits. Det faller sig därför naturligt att de tas fram som en del av strategiarbetet som beskrivs i punkt 1.6.

[24] EUR-Lex – 32014L0089 – EN – EUR-Lex (europa.eu)

7.2 Område 2: Ny infrastruktur krävs för vätgasutveckling i hela landet

Utöver att skapa rätt förutsättningar för elsystemet så tar Fossilfritt Sverige upp att ny infrastruktur är nödvändig för vätgasens utveckling i Sverige. Med utgångspunkt i detta så ges följande förslag till åtgärder rörande produktion och distribution av vätgas.

7.2.1 Regeringen bör senast 2022 sätta ett planeringsmål om att ha 3 GW installerad elektrolyseffekt år 2030 och minst 8 GW år 2045 för att möjliggöra en fossilfri utveckling inom flertalet sektorer.

Energimyndigheten ser positivt på att anta planeringsmål då det synliggör vilken ambitionsnivå som finns. Målsättningen kan då lyftas till alla berörda myndigheter och aktualisera de samordningsbehov som finns. Det är samtidigt viktigt att målen är grundade i en analys om den potential som finns och kommer med en plan för hur de kan realiseras.

7.2.2 Regeringen bör under 2021 ge i uppdrag till Energimarknadsinspektionen att skapa en reglering med intäktsram för vätgasledningar, som bör finnas på plats senast 2023.

Utbyggnad av vätgasledningar bör vara koncessionspliktiga på motsvarande sätt som elledningar hos Energimarknadsinspektionen. Regleringen bör möjliggöra att få koncessionstillstånd intill befintliga gasledningar och även exempelvis vid elledningsgator och vägbankar. Ett första steg är att möjliggöra för »Försöksverksamhet« där stegvis utveckling av tillståndsprocesser och regelverk kan bedrivas i samband med att några första vätgasledningar ska utvecklas.

Utveckling av en reglering för vätgasledningar är något som efterfrågas av åtminstone delar av gasbranschen för att trygga deras investeringar. En reglering skulle således kunna ha en positiv påverkan på vätgasledningsutbyggnaden genom att skapa tydliga spelregler för alla aktörer. Samtidigt behöver en sådan reglering ta hänsyn till utvecklingen av EU:s gasmarknadspaket där en översyn just nu pågår. Regleringen behöver också ta hänsyn till befintlig lagstiftning i form av den nationella lagstiftningen för naturgas och rörledningslagen, varför det **i ett första steg vore lämpligt att utreda frågan lite bredare än reglering med intäktsram.**

7.2.3 Se över »lagen om miljötillstånd« så att de industrier och energietableringar som redan idag producerar och använder vätgas i stor skala och som vill ställa om till en mer klimatanpassad produktion av vätgas inom samma slutna industriområde endast behöver göra en ändringsanmälan istället för att som idag behöva ansöka om ett nytt miljötillstånd. Detta bör göras inom ramen för Miljöprövningsutredningen som redovisas i december 2021

Energimyndigheten ser positivt på att omställning till klimatanpassad produktion främjas och är därför positiva till att frågan utreds. Detta skulle kunna möjliggöra kortare ledtider och främja planerad etablering av nya industrier. Miljöprövningsutredningen har via ett tilläggsdirektiv fått förlängd tid. Uppdraget ska istället för 15 december 2021 redovisas senast 31 maj 2022.

7.3 Område 3: Utveckling av regelverk av Miljöprövningsutredningen.

Fossilfritt Sverige uttrycker också att aktörer anser att det saknas tydliga ramverk och marknadsförutsättningar för utveckling av produktion och användning av fossilfri vätgas i stor skala. Detta berör bland annat standarder och definitioner av förnybar vätgas och beskattningsregler. Med utgångspunkt i detta så ger Fossilfritt följande förslag till åtgärder inom området.

7.3.1 Regeringen bör med start 2021 se över beskattningen för vätgas, elektrobränslen och elektrokemikalier, både produktion, distribution och vid olika användningsområden. Översynen bör även inkludera risken för dubbel beskattning av vätgas vid användning i elsystems-applikationer. Säkerhetsställ fortsatt skattenedsättning för el som förbrukas i elektrolys för produktion av vätgas. Detta bör sedan användas vid revidering av energiskattedirektivet, statsstöds-reglerna och förnybartdirektivet.

Energimyndigheten delar Fossilfritt Sveriges uppfattning att beskattningen av vätgas, elektrobränslen och elektrokemikalier bör genomgå en översyn. I dagsläget nämns t.ex. inte vätgas explicit i Lagen om skatt på energi. Otydlighet i beskattningsfrågor kan skapa osäkerhet i fråga om hur intäkter påverkas, vilket i sin tur kan hämma investeringsviljan. Samtidigt kan det konstateras att regelutvecklingen inom EU är pågående processer, med begränsade möjligheter att styra t.ex. de delegerade akter som Kommissionen håller på att utarbeta vilket gör det svårt att ”säkerställa” en viss position.

7.3.2 Regeringen och myndigheterna bör under 2021 säkerställa att politik och myndigheter gör en enhetlig tolkning av REDII[25] så att el som används som insatsvara i drivmedelsproduktion får beräknas utifrån den nationella elmixen.

Energimyndigheten delar Fossilfritt Sveriges uppfattning att regeringen och myndigheter bör arbeta för en enhetlig tolkning av förnybartdirektivet och att elen som används som insatsvara i drivmedelsproduktion får beräknas enligt den nationella elmixen. Samtidigt pågår förhandlingar om en ytterligare revidering av förnybartdirektivet där regeringen och myndigheter också behöver vara aktiva och bevaka svenska intressen.

7.3.3 Regeringen bör senast 2022 tydliggöra vätgasens roll i gröngasprincipen och EU ETS.

Det är inte helt tydligt vilken typ av tydliggörande som här avses. Gröngasprincipen innebär, förenklat, att producenter och konsumenter anslutna till ett gasnät har möjlighet att handla biogas virtuellt på samma sätt som för handel med förnybar el. Detta leder till en effektiv och kostnadseffektiv distribution av gasen. Biogas som matas in i en del av nätet kan alltså, avtalsmässigt, köpa motsvarande andel i en annan del av nätet varvid en annan skattesats tillämpas. Vad som gäller för vätgas som framställts från biogena källor, och huruvida denna skulle behandlas annorlunda än annan grön vätgas är inte tydligt. Det skulle därför vara positivt att behandla även denna fråga i skatteöversynen som avses i förslag 3.1.

[25] RED II: Delegerad akt som anger vad som är förnybart och vilken vätgas som klassas som grön.

Om vätgas matas in i naturgasnätet[26] (möjligt i begränsad omfattning) är det fortfarande endast naturgas som kan plockas ut. Eftersom efterfrågan på vätgas kommer vara stor från tillämpningsområden där enbart vätgas krävs förefaller det osannolikt att inmatning av vätgas i naturgassystemet kommer förekomma i någon större utsträckning, varför frågan trots otydlighet inte brådskar. Frågan kan också förstås som huruvida motsvarande gröngasprincip som finns för biogas och naturgas ska tillämpas för grön vätgas i ett dedikerat vätgasnät. Då utvecklingen snarare tycks gå mot utveckling i kluster än utbyggnad av ett nationellt vätgasnät är detta möjligen inte heller en brådskande fråga, men en utredning av frågan skulle vara välkommen.

7.3.4 MSB bör under 2021 skapa nationella råd och rekommendationer för hantering av vätgas och vätgasledningar som bör användas av alla räddningstjänster och kommuner.

Energimyndigheten välkomnar båda dessa förslag och menar att MSB har en viktig funktion att fylla både vad gäller sitt arbete med skydd mot olyckor och räddningstjänstfrågor (3.4) liksom i sitt arbete med försörjningsberedskap och beredskapsplanering (3.5). Trots att vätgasanvändning och produktion förekommit länge har detta varit i minde skala och främst inom industrin. En ökad användning med fler och nya gränssnitt mot allmänheten innebär därför att det måste till en betydande kunskapshöjning och spridning om egenskaper och risker kopplade till vätgas, ammoniak och elektrobränslen. **Givet den snabba utvecklingen på området ser Energimyndigheten det som angeläget att MSB skyndsamt ges förutsättningar för att komma igång med detta arbete.** Förslagen är alltså förknippade med vissa kostnader men dessa bör prioriteras då de vägs upp av nyttor i form av ökad säkerhet och minskad risk för stora olyckor. Förekomsten av olyckor kan i sin tur ha långtgående konsekvenser på vätgasens utveckling. Detta kan exemplifieras med den explosion som skedde vid en vätgastankstation i Norge 2019 som sedan lett till att samtliga **vätgastankstationer** i Norge håller stängt tills vidare. Tydlighet i form av regler och föreskrifter kan också bidra med förutsägbarhet och trygghet både för marknadsaktörer och inställningen hos allmänheten.

7.3.5 MSB bör senast 2022 se över sin vägledning om reservkraft och komplettera den med möjligheten att använda förnybara alternativ, exempelvis bränsleceller.

Även detta förslag välkomnar Energimyndigheten och tycker det är positivt att vägledningen ses över i ett tidigt skede för att möjliggöra användningen av bränsleceller i ett beredskapssyfte. Däremot kan det dröja innan detta skulle kunna tillämpas då det kan krävas en god tillgång på vätgas och ett välutvecklat infrastruktursystem för distribution. Utöver detta anser Energimyndigheten också att regelverket för arbetsmaskiner behöver anpassas så att bränsleceller kan accepteras även där.

[26] Förutsättningarna för detta varierar beroende på gasnätets kompatibilitet med att kunna skicka vätgas.

7.4 Område 4: Flera fossilfria vätgassatsningar i behov av finansieringslösningar

För att skapa bra förutsättningar för svensk vätgasutveckling som stärker svensk konkurrenskraft så behöver Sverige arbeta aktivt för att ta del av de aviserade EU-medlen som finns. Här uttrycker Fossilfritt Sverige att det finns ett behov av att flera myndigheter samordnar dels nationella bidrag och utlysningar som planeras, men även hur de kan stärka och koordinera bidragsprocessen och utlysningar inom EU. För att uppnå detta ges följande förslag.

7.4.1 Regeringen bör snabbutreda ett produktionsstöd för projekt med fossilfri vätgas under en introduktionsfas genom »Carbon Contract for Difference«, ett system där staten ger support baserat på projektets koldioxidminskning relaterat till EU-ETS-priser.

Inom ramen för det uppdrag att ta fram underlag om näringslivets klimatomställning inför den kommande klimatpolitiska handlingsplanen som regeringen gett till Myndigheten för tillväxtpolitiska utvärderingar och analyser, med stöd av bl.a. Energimyndigheten, kommer möjliga styrmedel att analyseras närmare. Detta avser styrmedel som kan stärka de ekonomiska incitamenten för produktion och användning av förnybar vätgas och andra lösningar som kan minska utsläppen i industrin Energimyndigheten lägger därför inte fram några förslag på sådana styrmedel i denna strategi utan konstaterar bara att behov och möjlig utformning av sådana styrmedel behöver utredas närmare.

7.4.2 Regeringen bör under 2021 ge i uppdrag till Energimyndigheten att skapa en utlysning för regioner i Sverige som demo-show-rooms för att testa och demonstrera sektoröverskridande vätgassystem. Målet är att etablera ett par svenska vätgaskluster (»Hydrogen valleys«).

Energimyndigheten håller med om att det finns ett behov av att finansiera demonstrationsprojekt av den här karaktären med målsättningen att vätgaskluster ska etableras. Däremot anser vi inte att det behövs ett specifikt uppdrag kring detta då vi i dagsläget bedömer att de kan hanteras inom våra befintliga verktyg. Några exempel på verktyg/program som kan ge stöd till vätgasrelaterade projekt är bland annat Industriklivet och utlysningen ”Pilot- och demonstrationsprojekt för energi- och klimatomställningen” inom Energimyndighetens program Pilot och demonstration. Det finns idag också många möjligheter att få stöd i form av bidrag eller lån från EU via en stor bredd av instrument och verktyg. Här är däremot kunskapen generellt låg hos svenska aktörer kring vilka stöd som kan vara aktuella för olika vätgasrelaterade projekt och hur verktygen fungerar. För att svenska aktörer ska kunna ta del av en större mängd forskningsmedel från EU finns det ett behov av ytterligare information, stöd och vägledning.

Energimyndigheten anser att vätgas bör likställas med övriga energiformer när det gäller finansiering, det vill säga teknikneutralitet, men det bör undersökas i vilken grad det går att ytterligare förstärka satsningar på systemdemonstrationer inom befintliga finansieringsverktyg. Detta ligger i linje med förslaget ovan.

7.4.3 Regeringen bör under 2021 ge i uppdrag till Business Sweden att arbeta med hela vätgasvärdekedjan för att stärka Sveriges position inom framställning av fossilfri vätgas, vätgasapplikationer och tillverkning av vätgasrelaterade komponenter

Energimyndigheten ser positivt på att ge Business Sweden i uppdrag att arbeta med att stärka Sveriges position i vätgasvärdekedjan. Business Sweden har redan påbörjat arbetet med att kartlägga vilka aktörer som är aktiva inom vätgasområdet.

7.4.4 Regeringen bör verka för åtgärder för att stimulera marknaden på fossilfria produkter, exempelvis genom ursprungsgarantier och spårbarhet för fossilfria produkter och tjänster.

Energimyndigheten ser positivt på att regeringen stöttar arbetet för att utveckla internationella standarder för spårbarhet för fossilfria produkter och tjänster. Sådana internationella standarder möjliggör för konsumenten att göra aktiva val och informera sig om produkter på marknaden. Det är vidare viktigt med en hög trovärdighet på sårbarheten för att en sådan märkning ska fungera i praktiken.

Artikel 19 inom ramen för REDII anger att ursprungsgarantier för vätgas ska ges ut genom att konvertera garantier för elproduktion. Förslaget från Fossilfritt Sverige uppfattas dock vara mer långtgående än ursprungsgarantier för vätgas och istället handla om någon form av märkning av produkter och tjänster som producerats med fossilfri el.

7.5 Område 5: Forskning, utveckling och kompetensförsörjning en nyckel för långsiktighet inom flera vätgasvärdekedjor

Slutligen uttrycker Fossilfritt Sverige att det finns ett behov av att säkerställa kunskap om batteri- vätgas- och bränslecellsetableringar hos beslutsfattare och därför ges följande förslag på åtgärder.

7.5.1 Regeringen bör arbeta för ökad koordinering mellan myndigheter gällande tillståndsfrågor kopplade till vätgasområdet, exempelvis genom att regeringen utser en samordningsansvarig myndighet.

Energimyndigheten ser positivt på samordning kring tillståndsfrågor för att undanröja hinder och förkorta långa ledtider för tillståndsprocesser. När det gäller tillståndsfrågor kopplade till elnätsutbyggnad och elproduktion anser Energimyndigheten även här att förslaget går i linje med det som ska hanteras i regeringens kommande elektrifieringsstrategi.

Utöver detta föreslås ett inrättande av en arbetsgrupp av sandlådeformat där ett antal specifika vätgasfall utreds för att belysa var flaskhalsar i processerna uppkommer och således vilka åtgärder som bör vidtas för att undanröja dessa hinder. Detta kan förkorta ledtider i tillståndsprocesser (utan att det sker på bekostnad av de krav som ställs) men också för att utreda regulatoriska hinder för marknadsintroduktion. Detta arbete kan hjälpa till att göra tillståndsprocesser mer förutsägbara i form av krav och tidsåtgång och underlätta standardisering av underlag som behövs för dessa processer. En sådan arbetsgrupp bör bestå av både aktörer från marknaden och myndigheter/regioner som sköter hanteringen av tillståndsprocesser och deltar vid utarbetande av regelverk. Arbetsgruppen bör innehålla aktörer från olika sektorer för att påvisa vätgasens sektorsövergripande natur.

7.5.2 Regeringen bör säkerställa att universitet, högskolor och institut fortsätter att etablera forskningsområden och innovationsområden inom området fossilfri vätgas.

Förslaget är svårt att ta ställning till då det saknar konkretion, men Energimyndigheten uppfattar det som att myndigheten delar bilden i den mån att det är viktigt att Sverige långsiktigt säkerställer en kompetensförsörjning till energisektorn och omställningen av den. För att bygga kompetens för framtiden och säkra industrins behov ser Energimyndigheten därför ett behov av en bred grundutbildning där energisystemperspektivet inkluderas. Kompetensförsörjning är avgörande för att stärka svensk konkurrenskraft och inte minst för att kunna adressera tillämpningsområden som är specifika för svenska behov och förhållanden, inom vätgasområdet t.ex. gällande lagring och transport.

Det är samtidigt viktigt att forskningen får vara behovsbaserad, dvs grunda sig i en efterfrågan från industrin och att finansieringen inte är alltför riktad. Här kan det konstateras att det redan finns flera FOI program där finansiering finns att söka. Det är inte tydligt om Fossilfritt Sverige efterfrågar mer än vad som redan görs, men innan ytterligare satsningar genomförs menar Energimyndigheten att det är viktigt med en genomlysning av var i kompetensförsörjningskedjan det finns luckor, t.ex. i form av ett behov av fler doktorander på området.

7.5.3 Energimyndigheten bör skapa kompetensnoder för utbildning inom vätgas, upplägget kan inspireras av Nätverket för vindbruks organisering i noder.

Nätverket för vindbruk drevs mellan 2008–2019 och var organiserat i fyra regionala noder med varsitt kompetensområde och med Energimyndigheten som nav. Sedan dess har programmet breddats i det nya programmet ”Lokala och regionala insatser för förnybar elproduktion”.

Noderna delades in i följande områden:

- Arbetskraftsförsörjning, drift och underhåll
- Näringslivs- och affärsutveckling
- Planerings och tillståndsfrågor
- Utbildning och kompetensfrågor

Den relativt flexibla strukturen i Nätverket för vindbruk med årliga utlysningar och stöd av regionala partners gjorde det möjligt för nätverket att snabbt kunna svara på förändringar i omvärlden och på så sätt arbeta med aktuella frågor. Den geografiska spridningen möjliggjorde även att projekten anpassades efter de lokala förutsättningarna, vilket resulterade i att relevanta projekt genomfördes. Ytterligare en faktor som bedöms som positiv var att nätverket involverade olika typer av aktörer (länsstyrelser, kommuner, regioner, branschföreningar, intresseorganisationer med flera), vilket bidrog till en god helhetssyn och att så kallade flaskhalsar i olika delar av vindkraftsutbyggnaden kunde identifieras. Detta sätt att formera arbetet inom Nätverket för vindbruk visade sig framgångsrikt och är således en av grunderna i det nya programmet Lokala och regionala insatser för förnybar elproduktion.

8 Begreppslista

Ett populärt sätt att beskriva de olika typerna av vätgas är med olika färger. De tre färger som oftast används är grå, blå och grön.

Tabell 7 Olika typer av vätgasproduktion (anpassad från (IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 degree climate goal, 2020)

Färg	Grå	Blå	Grön
Process	Ångreformering eller förgasning	Ångreformering eller förgasning med CCS	Elektrolys
Råvara/energikälla	Metan eller kol	Metan eller kol	Förnybar elektricitet

Utöver dessa tre färger förekommer i viss utsträckning även följande ”färger”:

Brun vätgas – Alternativ beteckning på vätgas framställd via kolförgasning.

Rosa/lila vätgas – Vätgas som framställs via elektrolys där elektriciteten kommer från kärnkraft.

Turkos vätgas – Vätgas som produceras av naturgas men via en pyrolysprocess där värme tillförs via el och kolet från naturgasen lämnar processen i form av fast kol istället för koldioxid.

I EU-kommissionens vätgasstrategi används en annan uppsättning begrepp:

”Electricity-based hydrogen” (elektricitetsbaserad vätgas) – vätgas som producerats i en elektrolysör genom elektrolys av vatten, oavsett vilket ursprung den el som använts har.

”Renewable hydrogen” (förnybar vätgas) – vätgas som producerats i en elektrolysör genom elektrolys av vatten och där elen som använts är av förnybart ursprung. Begreppet innefattar också vätgas som producerats genom reformering av biogas eller biokemisk omvandling av biomassa om biomassan uppfyller relevanta hållbarhetskriterier.

”Clean hydrogen” (ren vätgas) – avser förnybar vätgas.

”Fossil based hydrogen” (fossilbaserad vätgas) – vätgas som producerats av fossil råvara, exempelvis kol eller naturgas.

”Fossil based hydrogen with carbon capture” – (fossilbaserad vätgas med koldioxid-infångning) – vätgas som producerats av fossil råvara, exempelvis kol eller naturgas och där koldioxid fångats in.

”Low carbon hydrogen” (lågkolsvätgas) – omfattar fossilbaserad vätgas med koldioxid-infångning och elektricitetsbaserad vätgas med väsentligt minskade utsläpp av växthus-gaser i ett livscykelperspektiv jämfört med dagens vätgasproduktion.

Bilaga 1: Strategiska mål i de analyserade nationella strategier

Strategiska mål	Huvudmål	Mindre relevant	Inte adresserad
Minska utsläpp av växthusgaser	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Spanien, Storbritannien, Norge, Schweiz, Japan, Kina, Kalifornien, Marocko, Kanada	Italien, Ukraina, Ryssland, Sydkorea, Australien	
Diversifiera energiförsörjningen	EU, Tyskland, Spanien, Ukraina, Japan, Kina, Kanada	Frankrike, Italien, Norge, Ryssland, Sydkorea, Australien, Kalifornien	Nederländerna, Storbritannien, Schweiz, Marocko
Främja ekonomisk tillväxt	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Norge, Japan, Sydkorea, Australien, Kalifornien, Marocko, Kina, Kanada	Spanien, Storbritannien, Schweiz, Ukraina, Ryssland	Italien
Stödja nationell teknikutveckling	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Storbritannien, Norge, Ryssland, Japan, Sydkorea, Kina, Australien, Kalifornien, Marocko, Kanada	Spanien, Schweiz, Ukraina	Italien
Integration av förnybara energikällor	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Spanien, Storbritannien, Ukraina, Ryssland, Japan, Kina, Kalifornien, Marocko	Italien, Norge, Schweiz, Sydkorea, Australien	
Utveckla vätgasexport	Spanien, Ukraina, Ryssland, Australien, Marocko, Kanada		EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Italien, Storbritannien, Norge, Schweiz, Japan, Sydkorea, Kina, Kalifornien

Bilaga 2: Relevanta målsektorer i de analyserade nationella strategier

Sektorer för användning	Huvudmål	Mindre relevant	Inte adresserad
Industri	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Spanien, Australien Storbritannien, Norge, Ryssland, Marocko, Kanada	Italien, Japan, Kalifornien,	Schweiz, Ukraina, Sydkorea, Kina,
Kraft	Frankrike, Storbritannien, Ukraina, Ryssland, Sydkorea, Australien, Japan, Kina, Kanada	EU, Tyskland, Nederländerna, Spanien, Kalifornien, Marocko	Italien, Norge, Schweiz,
Transport	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Norge, Japan, Sydkorea, Australien, Kalifornien, Spanien, Storbritannien, Schweiz, Ukraina, Kina, Kanada	Italien, Ryssland, Marocko	
Byggnader	Japan, Sydkorea, Kanada	EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Storbritannien, Schweiz, Ryssland, Ukraina Australien, Kalifornien, Marocko	Italien, Norge, Kina, Spanien
Export	Spanien, Ukraina, Ryssland, Australien, Marocko, Kanada		EU, Tyskland, Nederländerna, Frankrike, Italien, Storbritannien, Norge, Schweiz, Japan, Sydkorea, Kina, Kalifornien

10 Referenser

The Blue Move for a Green Economy. (2018). *Ramvillkor och strategier för vägas inom transportsektorn.*

Abdin, Z. Z. (mars 2020). Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Review*, ss. vol. 120, 109620.

Aziz M., W. A. (2020). Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. *Energies*.

Bergström, H. (den 22 03 2019). *Effektbrist eller kapacitetsbrist – eller både och? Vi reder ut begreppen.: Ellevio*. Hämtat från Ellevio- webbplats : https://www.ellevio.se/om-oss/Pressrum/newsroom/2019/mars/effektbrist-eller-kapacitets-brist--eller-bade-och-vi-reder-ut-begreppen/

BloobergNEF. (2020). *Hydrogen Economy outlook- key messages.* BloombergNEF.

Bokinge, P., & Heyne, S. N. (2020). *Nordic P2X for Sustainable Transport.* Nordic Energy Research.

Brown, A. (den 18 Juli 2019). Uses of Hydrogen in Industry. *The Chemical Engineer*.

Commission, E. T. (2021). *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy.*

DeWitt, J. (2021). Why hydrogen power for agriculture? *AgDaily*.

DNV GL. (2019). *Maritime forecast to 2050.*

Durmaz, T. (2018). The economics of CCS: Why have CCS technologies not had an international breakthrough? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 328–340.

Ellevio . (u.d.). *Kapacitetsbrist i Stockholms elnät: Ellevio*. Hämtat från Ellevio-webb-plats: https://www.ellevio.se/om-oss/om-elmarknaden/kapacitetsbrist/

Energimarknadsinspektionen. (2020). *Sveriges el- och naturgasmarknad 2019.* Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Energimyndigheten. (2019). *Bantrafikens energianvändning.*

Energimyndigheten. (2021). *Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning. ER 2021:27.* Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. (2021). *Investering i klimatneutral metanolproduktion hos Perstorp stöds av Energimyndigheten*. Hämtat från http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/investering-i-klimatneutral-metanolproduktion-hos-perstorp-stods-av-energimyndigheten/

Energimyndigheten. (2021). *Kortsiktsprognos i siffror sommar 2021.*

Energimyndigheten. (2021). *Ovako satsar på vätgas och får stöd av Energimyndigheten*. Hämtat från http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/ovako-satsar-pa-vat-gas-och-far-stod-av-energimyndigheten/

Energimyndigheten. (2021). *Scenarier över Sveriges energisystem 2020.* Eskilstuna: Statens energimyndighet.

ETC. (2021). *Making hydrogen economy possible.*

EU-kommissionen. (2021). *Europaparlamentets och rådets direktiv om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.*

EU-kommissionen. (2021). *Europaparlamentets och rådets förordning om säkerställande av lika villkor för hållbar luftfart.*

EU-kommissionen. (2021). *Europaparlamentets och rådets förordning om användning av förnybara och koldioxidsnåla bränslen för sjötransport och om.*

EU-kommissionen. (u.d.). *Regulation (EU) 2019/631 setting CO2 standards for new cars and vans.*

European Commission. (2021). *Important Projects of Common European Interest (IPCEI)*. Hämtat från https://ec.europa.eu/competition-policy/state-aid/legislation/modernisation/ipcei_en

European Hydrogen Backbone. (2021). *Analysing future demand, supply and transport of hydrogen.*

Fagerström, A. (2021). *Large scale bio electro jet fuel production integration at CHP-plant in Östersund, Sweden.* IVL. Hämtat från https://www.ivl.se/download/18.2f05652c1775c6085c01a6/1612270805586/B2407.pdf

(2020). *Farming of the Future.* Lantmännen.

FCH. (2019). *Hydrogen roadmap Europe- A sustainable pathway for the European energy transition.* Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

Genrup, M., & Thern, M. (2019). *Gasturbinteknik – Årsrapport 2019.* Energiforsk AB .

Hybrit. (2021). *Hybrit – Fossil Free Steel*. Hämtat från https://www.hybritdevelopment.se/

hökgajg. (2009). *fsm-akl.*

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities.* International Energy Agency.

IRENA. (2018). *Hydrgon from renewable power.*

IRENA. (2019). *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective.*

IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 degree climate goal.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Jannasch, A.-K. (2020). *Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster´s process industries.* RISE. Hämtat från https://www.johannebergsciencepark.com/sites/default/files/M%C3%B6jligheter%20och%20hinder%20P2X_final.pdf

Jannasch, A.-K., Hjalmar, P., & Wolf, J. (2019). *Slutrapport – Integrering av elektro-bränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans.* Energimyndigheten.

Jesus Ochoa Robles, S. D.-L.-P. (2021). *Hydrogen Supply Chains: Design, Deployment and Operation.* London: Elsevier.

Jordbruksverket. (2018). *Hur kan den svenska jordbrukssektorn bidra till att vi når nationella klimatmålet?*

Karaeva, J. (2021). Hydrogen production at centralized utilization ofagricultural waste. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Kirchheim, R. P. (2014). Hydrogen in Metals. *Physical Metallurgy*, 2597–2705.

Lamb K., D. M. (2019). Ammonia for hydrogen storage; A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Lara, A. (2021). *The role of gas and gas infrastructure in Swedish decarbonisation pathways 2020–2045.* Energiforsk/ Guidehouse.

Liquid Wind. (2021). *Flagships*. Hämtat från https://www.liquidwind.se/

LKAB. (den 3 Oktober 2019). *HYBRIT: 200 miljoner satsas på pilotanläggning för lagring av fossilfri vätgas i Luleå: LKAB*. Hämtat från LKAB-webbplats: https://www.lkab.com/sv/nyhetsrum/nyheter/hybrit-200-miljoner-satsas-pa-pilotanlaggning-for-lagring-av-fossilfri-vatgas-i-lulea/

LRF, F. S. (2020). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – lantbruksbranschen.*

Lynch, J., Cain, M., & Frame, D. (2021). Agriculture's Contribution to Climate Change. *Frontiers in Sustainable Food Systems*.

(2020). *Market state and trends in renewable and low-carbon.* Publications – Gas for Climate 2050.

Marquez, M., & Tian, X. (Oktober 2016). The role of oxygen and hydrogen in refining. *Hydrocarbon Engineering Magazine*.

Montel Kraft Affärer. (2021). H2GS höjer prognos för elbehovet. *Montel Kraft Affärer*, 7.

N.A. Burton, R. P. (2021). Increasing the efficiency of hydrogen production from solar powered water electrolysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Ny teknik. (2021). *Jätteanläggning för vätgas planeras i Lysekil*. Hämtat från https://www.nyteknik.se/energi/jatteanlaggning-for-vatgas-planeras-i-lysekil-7018036

Ovako. (2021). *Fossilfri Vätgassatsning av Ovako, Volvokoncernen, Hitachi ABB Power Grids Sverige, H2 Green Steel och Nel Hydrogen*. Hämtat från https://www.ovako.com/sv/nyheterevents/nyheter--pressmeddelanden/ovako-press-release-detail/?releaseId=DF2A5B58DD20AB4E

Project Air. (2021). Hämtat från https://projectair.se/

Raksha, T. B. (2020). *International hydrogen strategies: A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany.* Iudwig bölkow systemtechnik, World Energy Council.

Ramin Moradi, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, s. 12254.

Ramin Moradi, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. 1225.

Ramin Moradi, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, ss. vol. 44, sidor 1225–12269.

Rausch, R. (2018). *Hydrogen from biomass gasification.* IEA Bioenergy.

Regeringskansliet. (2021). *Reduktionsplikt för bensin och diesel.*

Sciencedirect. (2019). *Hydrocracking*. Hämtat från Sciencedirect: https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydrocracking

Smith, C., Hill, A., & Torrente-Murciano, L. (2020). *Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape.* Energy & Environmental Science 2.

Stigebrandt, A. A. (2020). *The Eutrophication of the Baltic Sea has been Boosted and Perpetuated by a Major Internal Phosphorus Source*. Hämtat från https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2020.572994/full

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

Svenska kraftnät . (2021). *Långsiktig marknadsanalys 2021- Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050.* Sundbyberg : Svenska kraftnät.

Svenska Kraftnät. (2018). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, Rapport 2018.* Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svenska kraftnät. (2018). *Slutrapport pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager.* Sundbyberg : Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät. (den 26 11 2020). *Information om stödtjänster: Svenska Kraftnät*. Hämtat från Svenska kraftnät- webbplats: https://www.svk.se/aktorsportalen/system-drift-elmarknad/information-om-stodtjanster/

Svenska kraftnät. (2020). *KORTSIKTIG MARKNADSANALYS 2020.* Sundbyberg : Svenska kraftnät.

Sweco . (2020). *Lösningar för det svenska kraftsystemets utveckling – En rapport till Skellefteå Kraft.* Sweco.

Trafikanalys. (2020). *Fordon på väg.*

utredningar, S. o. (2021). *Betänkande av utredningen om fossiloberoende jordbruk SOU202167.*

Vattenfall. (den 01 september 2021). *Elpriser*. Hämtat från Rörligt elpris: https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/rorligt-elpris/prishistorik/

von Dalwigk, I., Söderbom, J., & Ghaem, S. (2021). *”Vätgas för flexibelt och robust energisystem” En vätgasöversikt för Sverige i ett internationellt perspektiv.* Stockholm : EIT InnoEnergy Scandinavia.

Wolf, J., & Jannasch, A.-K. (2021). *Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys – fallstudie.* Energimyndigheten. Slutrapport projekt P49830-1.

Zainul Abdin, A. Z. (2020). Hydrogen as energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ss. vol. 120, sida 109620.

Zhao Yanxing, G. M. (2019). Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, ss. vol. 44, sidor 16833–16844.

Hållbar energi för alla

Energimyndigheten leder samhällets omställning till ett hållbart energisystem.

Vi bidrar med fakta, kunskap och analyser om tillförsel och användning av energi i samhället, och arbetar för en trygg energiförsörjning.

Forskning om framtidens fordon och bränslen, förnybara energikällor och smarta elnät får stöd av oss. Vi stöttar också affärsutveckling som gör det möjligt att kommersialisera innovationer och ny teknik, och ser till att goda lösningar kan exporteras.

Vi ansvarar för Sveriges officiella statistik på energiområdet, och hanterar elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter.

Dessutom deltar vi i internationella klimatsamarbeten, och förmedlar fakta om effektivare energianvändning till hushåll, företag och myndigheter.

Energimyndigheten

Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se