

Förnybar vätgas i Skåne

– En utvärdering av praktiskt genomförbar potential ur ett energisystemperspektiv

Erik Ormegard & Mirjam Särnbratt

Examensarbete 2020
Miljö- och Energisystem
Institutionen för Teknik och samhälle
Lunds Tekniska Högskola



LUNDS UNIVERSITET

Lunds Tekniska Högskola

Förnybar vätgas i Skåne

En utvärdering av praktiskt genomförbar potential ur ett
energisystemperspektiv

Erik Ormegard & Mirjam Särnbratt

Examensarbete

Juli 2020

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	Dokumentnamn
	Examensarbete
	Utgivningsdatum
	2020-07-07
	Författare
	Erik Ormegard Mirjam Särnbratt

Dokumenttitel och undertitel

Förnybar vätgas i Skåne - En utvärdering av praktiskt genomförbar potential ur ett energisystemperspektiv

Sammandrag

Vätgas är en energibärare som kan ha en roll i fossilfria energisystem. I det här examensarbetet undersöktes därför den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas att göra nytta i Skånes energisystem inom tidsramen till 2030. Detta analyserades genom en undersökning av de tekniska och regionala förutsättningarna för förnybar vätgas, en intervjustudie med sju skånska vätgasaktörer, samt en beräkning av produktionspotentialen för förnybar vätgas i regionen. De tekniska förutsättningarna för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas bedömdes vara tillräckliga för att inte utgöra den begränsande faktorn för den praktiskt genomförbara potentialen inom tidsramen till 2030. Regionala förutsättningar som bedömdes kunna påverka potentialen var bland annat den begränsade möjligheten till underjordisk lagring och gasnäten i Skåne, som ansågs kunna innebära en särskild möjlighet att använda befintlig gasinfrastruktur för distribution av vätgas. Från intervjuerna framgick bland annat avsaknad av en nationell strategi för vätgas och brist på ekonomiskt stöd från styrmedel som hinder för vätgasens praktiskt genomförbara potential. Den största mängd vätgas som skulle kunna produceras i regionen utifrån tillgängliga resurser var enligt beräkningar 1,3–6,3 TWh/år genom elektrolys med förnybar el och 0,33–2,3 TWh/år genom reformering av biogas. Tillräckligt underlag saknades för att kunna göra motsvarande uppskattning för produktion genom förgasning av biomassa. Analysen resulterade i förslag på värdekedjor för vätgas med olika avvägningar av praktisk genomförbarhet och nytta för Skånes energisystem. Lagring i olika sorters gasbehållare bedömdes som det mest lämpliga alternativet för samtliga av de identifierade värdekedjorna. Särskild praktisk genomförbarhet bedömdes finnas för storskalig vätgasproduktion genom elektrolys, distribution med lastbil och användning till elproduktion, sameldning med natur- eller biogas i befintliga gasturbiner, samt till uppgradering av biogas. Förgasning av biomassa framträdde ur analysen som en produktionsmetod med stor nytta på grund av låg konkurrens om tillgängliga resurser, men dess praktiska genomförbarhet bedömdes mer osäker. Distribution genom gasnätet ansågs kunna öka den praktiskt genomförbara potentialen för vissa värdekedjor, förutsatt att nivåer för tillåten vätgasinblandning fastställs. Tung transport och elproduktion vid effektunderskott identifierades som vätgastillämpningar med särskild nytta. Utifrån de tekniska och regionala förutsättningarna bedömdes vätgas kunna göra nytta i Skånes energisystem. En nationell strategi för vätgas efterfrågades för att skapa riktning för vätgasens utveckling. Begränsningar för den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas i Skåne bedömdes framförallt bero på bristande regionala produktionsmöjligheter på grund av låg regional elproduktion och ett biogasfokus i regionen. Även osäkerheter gällande lönsamhet begränsade bedömningen, varav vidare utredningar om lönsamhet rekommenderades.

Nyckelord

Förnybar vätgas; hållbart energisystem; energisystemanalys; elektrolys; reformering, förgasning; vätgasinblandning; energilagring; vätgaslagring; bränslecell; power-to-gas

Sidomfång	Språk	ISRN
90	Svenska	LUTFD2/TFEM--20/5157--SE + (90)

Organisation, The document can be obtained through LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	Type of document
	Master thesis
	Date of issue
	2020-07-07
	Authors
	Erik Ormegard Mirjam Särnbratt

Title and subtitle

Renewable Hydrogen in Scania – An Evaluation of Practicable Potential from an Energy System Perspective

Abstract

Hydrogen is an energy carrier that could be a part of fossil free energy systems. That is why the practicable potential of renewable hydrogen to benefit the energy system of Scania, Sweden, within the time frame of until 2030 was evaluated in this report. This was done through reviewing the technical and regional conditions and through interviews with seven regional actors involved in hydrogen, as well as through an estimation of potential production of renewable hydrogen in the region. These factors were then synthesized in an analysis of the practicable potential. The technical conditions for production, storage, distribution and application of renewable hydrogen were concluded as sufficient as to not be a limiting factor for the practicable potential within the time frame. Identified regional conditions that could affect the practicable potential were the lack of studied geological spaces for underground storage, while the existing gas grid in the region could be beneficial for distribution of hydrogen, after acceptable hydrogen levels in the gas grid have been determined. Limitations of the practicable potential that were identified from the interviews were the lack of subsidies and a national strategy for hydrogen. The potential production of hydrogen in the region was estimated to 1,3–6,3 TWh/year from electrolysis with renewable electricity and 0,33–2,3 TWh from reforming of biogas. An equivalent estimation could not be done for gasification. The analysis resulted in possible value-chains with varying practicable potential and benefit to the energy system. Storage in pressure vessels was determined as most feasible alternative for all identified value-chains. Value-chains with more practicable potential were determined to include large scale hydrogen production by electrolysis, distribution using road transport and the applications of producing electricity through fuel cells during temporary power shortage, fuel specifically for heavy duty transport, as a part of a gas mixture with biogas or natural gas for combustion, or lastly as feedstock for upgrading biogas. Hydrogen production through gasification of biomass was determined to be a very beneficial method due to the decreased competition for resources compared to that of production from electricity and biogas, while lacking technical maturity. The present gas grid of Scania could be a beneficial method for distribution if injection of a sufficient amount of hydrogen can be shown to be possible and safe. Most beneficial applications of hydrogen were identified as fuel for heavy transport, especially in the long term, and for production of electricity during power shortage. Identified limitations on practicable potential were determined as lacking regional possibilities for hydrogen production and the lack of a national strategy for hydrogen to provide direction for the development of hydrogen. Overall, it was determined that hydrogen could provide benefit to the energy system of Scania, but that a limiting factor for determining the practicable potential was uncertainties regarding profitability. This is therefore recommended for further investigation.

Keywords

Renewable hydrogen; sustainable energy systems; energy systems analysis; electrolysis; steam methane reforming; gasification; energy storage; fuel cells; power-to-gas

Number of pages	Language	ISRN
90	Swedish	LUTFD2/TFEM--20/5157--SE + (90)

Förord

Det här examensarbetet i miljö- och energisystem utfördes under vårterminen 2020 inom civilingenjörsutbildningen Ekosystemteknik på Lunds tekniska högskola i samarbete med Miljöstrategiska enheten på Länsstyrelsen Skåne. Författarna bidrog i lika delar till arbetet.

Vi vill inleda med att tacka våra nära och kära som bidragit med mycket stöd under hela terminen. Att skriva examensarbete är en spännande men omvälvande process. Med er uppmuntran kunde vi även under de stressigaste dagarna se ljus på tillvaron och hoppfullt på framtiden. Ett extra tack riktas här till Emily Garney och Max Kennerland som genom regelbundet lunchsällskap kurerade vår sällskapssjuka från att arbeta på ett tomt campus under en rådande pandemi.

Vi vill skicka ett stort tack till Länsstyrelsen Skåne som gjorde det möjligt för oss att skriva om ett så spännande ämne och som erbjöd oss en trevlig och inspirerande arbetsplats. På Länsstyrelsen vill vi särskilt tacka Kristina Eriksson, vår handledare på Miljöstrategiska enheten, men även flera andra på Länsstyrelsen för kloka råd, unika perspektiv och värdefulla kontakter. Intervjuerna som utgör en viktig del av rapporten var resultatet av flera av dessa kontaktuppgifter. Tack även till de personer som deltog i intervjuerna och godkände att svaren kunde användas i arbetet.

Allra mest vill vi tacka våra handledare på avdelningen för miljö- och energisystem på Lunds tekniska högskola, Karin Ericsson och André Månberger. Er löpande feedback och konstruktiva kritik under arbetets gång har varit en ovärderlig resurs för oss. Varje gång vi tvekat över något i arbetet fick diskussionerna med er oss snabbt på rätsida igen. Tack för all er tid och ert förtroende för oss under denna vårtermin!

Erik Ormegard & Mirjam Särnbratt

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	3
1.1	Syfte och frågeställningar.....	4
1.2	Avgränsningar.....	4
1.3	Disposition.....	5
2	Metod.....	6
3	Tekniska förutsättningar.....	7
3.1	Förnybar produktion av vätgas.....	7
3.1.1	Elektrolys.....	7
3.1.2	Reformering.....	11
3.1.3	Förgasning.....	12
3.2	Lagring.....	13
3.2.1	Mekanisk lagring av vätgas.....	14
3.2.2	Materialbaserad lagring.....	16
3.3	Distribution.....	17
3.4	Tillämpningar av förnybar vätgas som energibärare.....	18
3.4.1	Bränslecellstillämpningar.....	18
3.4.2	Förbränningstillämpningar.....	25
3.5	Översikt av de tekniska förutsättningarna för förnybar vätgas.....	29
4	Förutsättningar för förnybar vätgas i Skåne.....	30
4.1	Effektfrågan.....	30
4.2	Geologiska förutsättningar.....	31
4.3	Gasnätet i Skåne.....	32
4.4	Transportsektorn.....	32
4.5	Fjärrvärme.....	33
4.6	Politiska målsättningar och styrmedel för förnybar vätgas.....	33
4.7	Intervjuer med aktörer verksamma inom förnybar vätgas i Skåne.....	36
5	Produktionspotential i Skåne.....	45
5.1	Genom elektrolys.....	45
5.2	Genom reformering av biogas.....	46
5.3	Genom förgasning av biomassa.....	47
6	Analys av praktiskt genomförbar potential.....	48
6.1	Produktion.....	48
6.1.1	Elektrolys.....	48

6.1.2	Reformering.....	51
6.1.3	Förgasning	52
6.2	Lagring	53
6.3	Distribution.....	53
6.4	Tillämpningar.....	54
6.4.1	Energilagring och elproduktion	54
6.4.2	Uppvärmning	55
6.4.3	Transport	56
6.4.4	Injicering i gasnätet	59
6.4.5	Reservkraft och peak-power i gasturbin	60
6.4.6	Produktion av elektrobränslen	60
6.5	Praktiskt genomförbara värdekedjor i Skåne	61
6.5.1	Störst nytta i elsystemet.....	62
6.5.2	Störst långsiktig nytta i transportsektorn.....	62
6.5.3	Störst potential utifrån befintlig teknik, infrastruktur och konventionella förbränningstillämpningar.....	63
6.5.4	Störst genomförbarhet idag.....	64
7	Diskussion.....	66
7.1	Avgränsningar.....	66
7.2	Avsaknad av specifika kostnadsberäkningar	67
7.3	Osäkerhet i beräknade exempel	67
7.4	Förslag för vidare undersökningar	67
8	Slutsats	69
	Källförteckning.....	71
	Litteratur.....	71
	Figurer	79
	Intervjupersoner.....	79
	Bilaga 1 – Intervjufrågor.....	80
	Bilaga 2 – Beräkningar	81

1 INLEDNING

För en minskad användning av fossila bränslen och utsläpp av växthusgaser behöver energisystemen ställas om till att utgå från icke-fossila källor (IPCC 2011). Dessa förnybara energikällor kan användas till att producera el eller andra energibärare som inte resulterar i några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären (Lund 2007; Sharaf & Orhan 2014). Ett exempel på en sådan energibärare är vätgas, vars energi kan utvinnas antingen genom förbränning eller genom omvandlingen till elektricitet i en bränslecell (Ginga 1989). Vätgas ger endast upphov till utsläpp av vattenånga (Chang 2007). Vätgas kan framställas ur såväl fossila som förnybara energikällor (Vincent & Bessarabov 2018). För att vara förnybar behöver den framställas antingen från vatten, biogas eller biomassa (Wallmark et al. 2014).

Konceptet med vätgas som energibärare började utforskas på 70-talet som ett möjligt alternativ till olja (Bockris 2013). På senare tid har vätgas enligt Abdin et al. (2020) fått uppmärksamhet som en potentiell metod för energilagring, speciellt i kontexten av en nära framtid där en stor del av elproduktionen är variabel, eftersom lagring av elektricitet har visat sig vara en utmaning (Gür 2018). Vätgasen anses lovande i många tillämpningar inom allt från transport till industri och skulle liksom förnybart producerad elektricitet kunna vara ett sätt att uppnå minskade utsläpp inom energisystemet (Zhang et al. 2016).

Sveriges Riksdag röstade år 2017 igenom en klimatlag som bland annat innefattar ett mål om att inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser år 2045 och att minska utsläppen av växthusgaser inom transportsektorn med 70 % till år 2030 (Regeringskansliet 2017). Sveriges har dessutom ett energipolitiskt mål av 100 % förnybar elproduktion år 2040 (Energimyndigheten 2019a). För att kunna nå de nationella klimat- och energimålen har Region Skåne egna mål till år 2030 och har ambitionen att vara ledande i arbetet med att minska klimatpåverkan från regionen. Målen har formulerats inom Klimatsamverkan Skåne¹ och omfattar energianvändning, andel förnybar elproduktion och växthusgasutsläpp inom bland annat transportsektorn. De regionala målen är skarpare än de nationella och kräver lösningar på hur fossila bränslen ska ersättas i alla samhällssektorer, inte minst inom transportsektorn. Dessutom innebär en hög andel förnybar energi flera utmaningar för hur en stabil elförsörjning kan säkerställas (Länsstyrelsen Skåne 2018). Regionen står redan idag inför utmaningar eftersom elanvändningen är betydligt större än produktionen och att överföringen av el till Skåne från resten av Sverige är begränsad (Adielsson 2019).

Att Skåne har ambitiösa klimatmål och energirelaterade utmaningar på områden där vätgasen anses kunna göra nytta gör det intressant att undersöka vad vätgasen skulle kunna erbjuda för möjligheter i det skånska energisystemet. Det räcker dock inte med att vara ett lovande alternativ om vätgasen ska kunna utgöra en alternativ energibärare. Det måste också vara möjligt att införa hela systemet i praktiken. Enligt Boyle (2004) är den *praktiskt genomförbara potentialen* för en viss teknik en delmängd av den *teoretiska potentialen*, som baseras på en fysiskt tillgänglig resurs. I en kontext av förnybar energi kan den fysiskt tillgängliga resursen utgöras av exempelvis solinstrålning eller biomassa. Den teoretiska potentialen begränsas till den praktiskt genomförbara potentialen av bland annat tekniska faktorer, landanvändningsfaktorer och distributionsfaktorer. Detta gör att den praktiskt genomförbara potentialen alltid blir mindre än den teoretiska (Boyle 2004). I detta

¹ Klimatsamverkan Skåne är ett samarbete mellan Region Skåne, Länsstyrelsen Skåne, Kommunförbundet Skåne (Klimatsamverkan Skåne n.d.)

examensarbete, som utförs på Miljöstrategiska enheten på Länsstyrelsen Skåne, utreds den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas att göra nytta som energibärare i Skånes energisystem.

1.1 SYFTE OCH FRÅGESTÄLLNINGAR

Syftet med examensarbetet är att undersöka den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas att göra nytta i Skånes energisystem. Följande frågeställningar används som utgångspunkt i undersökningarna för att uppfylla syftet:

- Vilka är de tekniska förutsättningarna för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas?
- Vilka är de regionala förutsättningarna för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas?
- Hur bedömer aktörer som arbetar eller har arbetat med förnybar vätgas i Skåne den praktiska potentialen för sin verksamhet? Vilka eventuella hinder upplever de?
- Baserat på de tekniska och regionala förutsättningarna, hur mycket förnybar vätgas skulle kunna produceras i Skåne?
- Vilka är de mest relevanta värdekedjorna som kan identifieras för förnybar vätgas i Skåne?

1.2 AVGRÄNSNINGAR

En viktig avgränsning i detta examensarbete är den geografiska. Den praktiskt genomförbara potentialen av förnybar vätgas för Skåne är vad som kommer att undersökas, vilket innebär att avgränsningar kan göras för de produktion-, lagring-, och distributionsmetoder, samt användningsområden för förnybar vätgas som inte bedöms vara relevanta för Skåne.

En central avgränsning i arbetet är tidsramen fram till år 2030 som potentialen för förnybar vätgas kommer att utredas inom. En begränsad tidsram möjliggör mindre spekulativa antaganden och resulterar i en bättre utvärdering av praktisk potential. Tidsavgränsningen leder också till att tekniker som idag inte har en mognad på minst demonstrationsprojektnivå inte kommer att utredas, eftersom det går att anta att tekniken då inte kommer att hinna uppnå en tillräcklig kommersiell mognad till 2030. Samtidigt kan ett längre perspektiv användas i diskussioner om vad som skulle kunna ske bortom år 2030.

Ytterligare en avgränsning är att endast tillämpningar där vätgasen utgör energibärare och är en del av ett förnybart energisystem studeras. Detta avser alltså de tillämpningar där vätgasens syfte är att ge energi till en process eller att omvandlas till ett annat bränsle. De fall där vätgasen används som reaktant för att bilda en produkt vars slutanvändning är utanför energisystemet kommer inte att utredas i detta arbete. Detta innefattar exempelvis tillämpningar inom kemisk industri, däribland framställningen av petrokemiska produkter och ammoniakderivat (kvävegödsel). Motiveringen till denna avgränsning är att syftet med examensarbetet är att undersöka potentialen för förnybar vätgas i ett förnybart energisystem, inte att undersöka nyttan med att ersätta vätgas producerad från fossila källor med förnybar vätgas i befintliga användningsområden.

I arbetet ska den *praktiskt genomförbara potentialen* för förnybar vätgas utredas, vilket i första hand beror tekniska och geografiska faktorer, och som därmed får större fokus i analysen jämfört med exempelvis ekonomiska faktorer. De ekonomiska faktorer som framträder i studerad litteratur kommer dock i viss utsträckning att inkluderas i rapporten för att ytterligare nyansera analysen om den praktiskt genomförbara potential för förnybar vätgas i Skåne.

1.3 DISPOSITION

Avsnitt 1: Arbetet introduceras. Syfte, frågeställningar och avgränsningar anges.

Avsnitt 2: Metoden som används för att besvara frågeställningarna beskrivs.

Avsnitt 3: De tekniska förutsättningarna för att producera, lagra, distribuera och använda vätgas redovisas ur ett allmänt perspektiv och deras sammanhang illustreras i ett systemschema.

Avsnitt 4: De regionala förutsättningarna för förnybar vätgas beskrivs. Sammanfattade svar från intervjuade aktörer verksamma med förnybar vätgas i Skåne presenteras.

Avsnitt 5: Produktionspotentialen för vätgas i Skåne uppskattas.

Avsnitt 6: Resultaten av rapportens tidigare element analyseras och den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas i Skåne inom den definierade tidsramen bedöms. Utifrån tidigare framtaget systemschema lyfts de mest relevanta värdekedjorna för Skåne fram.

Avsnitt 7: Resultatet granskas kritiskt och möjligheter för vidareutveckling av arbetet diskuteras.

Avsnitt 8: Arbetets slutsats formuleras utifrån de besvarade frågeställningarna som presenteras.

2 METOD

De tekniska förutsättningarna undersöktes genom utförandet av en litteraturstudie. Till denna studie samlades underlag in via databaserna *Web of Science*, *Science Direct* och *Google Scholar*. Sökningarna genomfördes för att kunna få detaljerad information om de olika produktionssätten, lagrings- och distributionsmetoderna, samt användningsområdena. Relevanta artiklar hittades genom att definiera tydliga sökfraser baserat på nyckelord typiska för ämnesområdet och utifrån sökresultatet endast välja ut granskade artiklar². I första hand valdes artiklar som även innefattade någon form av litteraturgenomgång (s.k. *review-artiklar*), där deras referenser sedan användes för att söka ytterligare information inom det studerade området. Utifrån litteraturanalysen kartlades vätgasens system i ett systemschema.

Förutsättningarna i Skåne för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas omfattades också av litteraturstudien. Här utgjorde dock regionala rapporter och styrdokument utgångspunkten. Det skånska perspektivet kompletterades med hjälp av kvantitativa beräkningar baserade på prognoser för utvecklingen av förnybara resurser i regionen. Beräkningarna presenteras i mer detalj i Bilaga 2 – Beräkningar.

För att bidra med ytterligare underlag till undersökningen av de skånska förutsättningarna genomfördes intervjuer med skånska aktörer som har eller har haft verksamhet inom vätgasens värdekedja, d.v.s. inom någon del av produktionen, lagringen, distributionen eller användningen av förnybar vätgas. Aktörerna identifierades genom en kombination av egna eftersökningar, förslag från personer på Länsstyrelsen Skåne som genom olika projekt kommit i kontakt med aktörer kopplade till förnybar vätgas, samt genom vidare rekommendationer av intervjuade personer. Givet den geografiska avgränsningen var kriteriet för att en aktör skulle räknas som skånsk att deras verksamhet var etablerad inom Skåne, även om huvuddelen av verksamheten sker någon annanstans. Intervjuerna genomfördes över telefon eller videosamtal med en semi-strukturerad metodik. Detta innebar att samma åtta frågor ställdes i intervjuerna men att följdfrågor kunde ställas för förtydliganden eller mer specifik information. Se Tabell 5 för de aktörer som deltog i intervjun och Bilaga 1 – Intervjufrågor för intervjufrågorna. Intervjuerna spelades in med intervjupersonernas godkännande, varpå de transkriberades. Transkripten skickades tillbaka till de intervjuade personerna så att de fick möjlighet att godkänna de svar de gett under intervjun och rätta till eventuella felaktigheter eller missförstånd. Informationen från transkripten användes sedan som en del i utvärderingen av förutsättningarna för förnybar vätgas i Skåne.

Analysen av den praktiskt genomförbara potentialen för produktion, lagring och användning av förnybar vätgas i Skåne fram till 2030 utfördes som en kvalitativ analys med vissa kvantitativa element, där resultaten från tidigare delar i rapporten syntetiserades och utvärderades. Att bedömningen i huvudsak är kvalitativ innebär att resultaten inte kan uttryckas i mätetal, utan ger upphov till verbala formuleringar (Backman 1998). Systemschemat som togs fram utifrån de tekniska förutsättningarna i avsnitt 3 bearbetades till att peka ut ett antal värdekedjor med störst praktiskt genomförbar potential utifrån olika perspektiv.

² För att exempelvis hitta artiklar om vätgas som energilagring användes sökfrasen *hydrogen AND "energy storage system"*.

3 TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

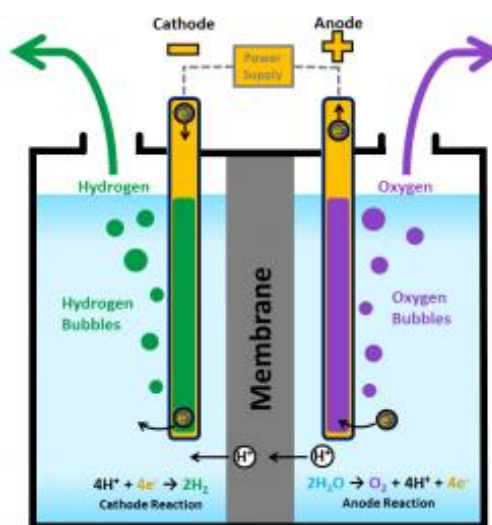
Väte är det vanligaste och lättaste grundämnet som existerar. I gasform är väte färg- och luktlös, lättflyktigt, ökänt lättantändligt och övergår i flytande form först under -253 °C (Jolly 2007). Vätgas har länge använts inom olika industrier, exempelvis för tillverkning av ammoniak eller i raffinaderier där råolja omvandlas till bensin och diesel. Eftersom användningen av vätgas är utbredd finns det tydliga rutiner och regler om hur hänsyn tas till dess lättantändlighet så att den hanteras säkert (Vätgas Sverige & Svenska Gasföreningen 2009). I denna del av rapporten beskrivs de tekniska förutsättningarna för produktion, lagring, distribution och användning av vätgas, med syfte att skapa en grund för bedömningen av den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas som energibärare i Skåne.

3.1 FÖRNYBAR PRODUKTION AV VÄTGAS

Vätgas kan framställas ur många råmaterial - fossila bränslen, biomassa, biogas eller vatten (Vincent & Bessarabov 2018). Den största mängden vätgas produceras idag genom reformering av fossil naturgas eller uppstår som biprodukt i kemisk industri (Vätgas Sverige & Svenska Gasföreningen 2009). Om vätgasen ska framställas på ett förnybart sätt som inte bottnar i användandet av fossila bränslen, bör det produceras ur biomassa, biogas eller vatten (Wallmark et al. 2014; Yao, Bui & Mac Dowell 2019). Olika produktionsätt kan vara mer eller mindre lämpliga baserat på vätgasens slutliga användning, med avseende på exempelvis var produktionen kan lokaliseras. De mer etablerade teknikerna för att förnybart framställa vätgas ur vatten, biogas och biomassa beskrivs i följande avsnitt.

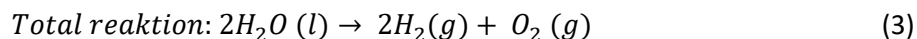
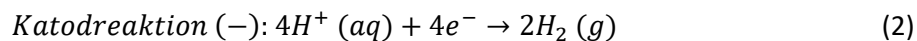
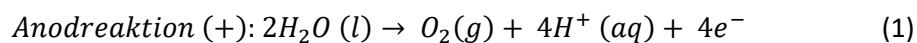
3.1.1 Elektrolys

Elektrolys är benämningen på den process där elektrisk energi används till att driva en icke-spontan reaktion. Att spjälka vattenmolekyler för att bilda vätgas och syrgas är ett exempel på en sådan icke-spontan reaktion, som alltså kräver energi för att kunna ske. Processen illustreras i Figur 1. Energin tillförs genom att två elektroder skickar elektrisk ström genom vatten och en elektrolyt, där elektrolytens syfte är att öka konduktiviteten. Strömkällan skapar en spänningsskillnad mellan de två elektroderna när den driver elektroner från den ena elektroden till den andra. Den elektrod som får ett elektronunderskott blir positivt laddad och kallas anod, medan den negativt laddade elektroden kallas katod (Chang 2007). Vilken som blir den exakta anod- och katodreaktionen beror på om elektrolysen sker i en sur eller basisk elektrolyt. Anoden i en sur, akvatisk lösning utjämnar spänningsskillnaden genom att oxidera vattenmolekylerna, som då delas upp i syrgas och vätejoner enligt (1) nedan. Eftersom anoden är positivt laddad repellerar den vätejonerna i lösningen, som istället söker sig till den negativt laddade katoden där fler elektroner finns. Vätejonerna tar upp elektronerna och reduceras, varpå de tillsammans bildar vätgasmolekyler, se (2) (Millet & Grigoriev 2013). Den här typen av reaktion, där ett ämne oxideras och ett

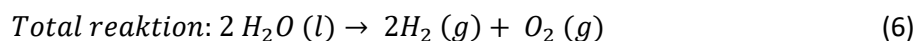
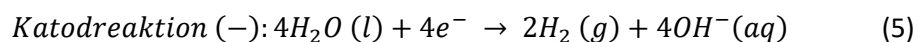
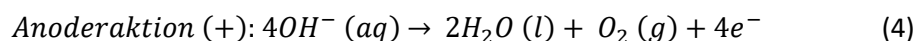


Figur 1: Elektrolys, schematisk bild (EERE, u.d.a).

ämne reduceras, kallas för redoxreaktion. Den summerade redoxreaktion som blir resultatet av denna process visas i (3) (Chang 2007).



När elektrolyten istället är basisk är det hydroxidjonerna som överför den elektriska potentialen. Vid anoden oxideras hydroxidjonerna till vatten och syrgas, medan vatten reduceras till vätgas och hydroxidjoner vid katoden. Detta beskrivs av reaktionerna nedan (Millet & Grigoriev 2013):



Den totala ekvationen för elektrolys i vatten är alltså samma, oberoende av vilken elektrolyt som används. Detta gäller även för den elektriska spänning som måste tillsättas för att reaktionerna ska kunna ske. Däremot finns det få elektrolysörer med en sur elektrolytisk lösning på grund av syrans tendens att korrodera elektrodmaterialen (Millet & Grigoriev 2013).

Olika elektrolystyper

En elektrolysör består av celler sammankopplade till en stack och i varje sådan cell sker elektrolys. Hastigheten för vätgasproduktionen beror linjärt av den totala arean hos elektrolyscellerna (Yao, Bui & Mac Dowell 2019). Tre sorters elektrolysörer är ofta omnämnda i litteraturen. Den första är den alkaliska elektrolysören, vars elektrolyt är en kaliumhydroxidlösning. Den andra sorten har en fast elektrolyt som är ett membran över vilket protonerna kan transporteras, d.v.s. ett *Proton Exchange Membrane* eller ett *Polymer Electrolyte Membrane* och elektrolysören kallas därför PEM-elektrolysör. Den tredje sorten har ett liknande membran som PEM-elektrolysören men transporterar oxidjoner istället. Denna teknik kallas således för *Solide Oxide* och kan benämnas som SO-elektrolysör (Schiebahn et al. 2015). Av dessa tre tekniker är det den alkaliska elektrolysören och PEM-elektrolysören som finns tillgängliga kommersiellt, där den alkaliska elektrolysören hittills är billigast. SO-elektrolysören anses istället ha stor framtidspotential på längre sikt, bland annat tack vare sin låga elektricitetskonsumtion (Chehade et al. 2019; Götz et al. 2016; Yao, Bui & Mac Dowell 2019). Eftersom syftet med rapporten är att undersöka potentialen för vätgas att göra nytta i Skåne inom tidsavgränsningen till 2030 kommer inte SO-elektrolysören att utredas vidare. Istället kommer alkaliska elektrolysörer och PEM-elektrolysörer att beskrivas i mer detalj.

I en *alkalisk elektrolysör* består elektrolyten av en 20–40 % (viktprocent) kaliumhydroxidlösning som ökar konduktiviteten i kretsen (Schiebahn et al. 2015). Denna teknik har utvecklats sedan 1920-talet och finns idag tillgänglig och etablerad på marknaden (Ayers et al. 2019). Elektroderna är perforerade och består vanligen av nickelpläterat stål (Schiebahn et al. 2015). Elektrolyten som

omger elektroderna är uppdelad av ett membran genom vilket endast hydroxidjoner kan transporteras (Vincent & Bessarabov 2018).

Mycket av det som anses vara fördelaktigt med den alkaliska elektrolysören kommer av att den är en väletablerad teknik (Götz et al. 2016; Millet & Grigoriev 2013; Yao, Bui & Mac Dowell 2019). Den har testats under lång tid och i stor skala (Chehade et al. 2019; Millet & Grigoriev 2013). Sett till investeringskostnaden är den i dagsläget även den billigaste elektrolysören (Chehade et al. 2019; Götz et al. 2016; Yao, Bui & Mac Dowell 2019). Den lägre kapitalkostnaden kommer delvis av att materialkostnaderna är låga, eftersom den inte kräver någon katalysator i ädelmetall (Schiebahn et al. 2015). En ytterligare fördel som den alkaliska elektrolysören har är att vanligt vatten kan användas i processen (Millet & Grigoriev 2013). Dessutom har den alkaliska elektrolysören i allmänhet längre demonstrerad livslängd än PEM-elektrolysören (Götz et al. 2016; Schiebahn 2015).

Begränsningen hos en alkalisk elektrolysör ligger i att den helst bör köras kontinuerligt, gärna på minst 20 % av sin fulla kapacitet (Schiebahn et al. 2015; Gahleitner et al. 2013). Dessutom behöver den alkaliska elektrolysören mellan 30 och 60 minuter för att startas om efter att ha varit inaktiverad (Gahleitner et al. 2013). Verkningsgraden hos elektrolysören minskar också när strömdensiteten ökar (Ayers et al. 2019; Millet & Grigoriev 2013). Vätgasen som produceras är delvis förorenad av syrgas, vilket behöver filtreras bort för att kunna användas i vätgastillämpningar som kräver en hög renhet (Millet & Grigoriev 2013). Den alkaliska elektrolysören arbetar snabbare när trycket är högre, men begränsas av att syre med högt tryck är en säkerhetsrisk och att vätgas vid högt tryck kan kontaminera syrgasen. Därför brukar processtrycket inte överstiga 10 bar (Ayers et al. 2019).

PEM-elektrolysören har en fast elektrolyt som utgörs av ett polymermembran (Lynch et al. 2016). Membranets pH-värde motsvarar en 10–20 % (viktpcent) lösning av svavelsyra. Därför behöver stabila ädelmetaller utgöra elektrodmaterialen (Vincent & Bessarabov 2018). Även denna elektrolysör finns på marknaden, men dess utveckling har till stor del skett under de tre senaste decennierna (Götz et al. 2016; Schiebahn et al. 2015).

Fördelarna med denna typ av elektrolysör är de många aspekter av flexibilitet som den uppvisar. Den aktiveras fort, har en lägre minsta möjlig last jämfört med en alkalisk elektrolysör och kan hantera en snabbt och kraftigt varierande strömdensitet. Den kan dessutom köras under olika tryck på anod- och katodsidan, vilket minimerar risken kopplat till att hantera syrgas med högt tryck (Götz et al. 2016; Schiebahn 2015). Vätgasen som produceras behöver därmed inte komprimeras lika mycket efteråt. Dessutom får gasen en högre renhet (Vincent & Bessarabov 2018). Förutom fördelar kopplade till flexibilitet är PEM-elektrolysören också platseffektiv tack vare sin kompakta design (Chehade et al. 2019; Yao, Bui & Mac Dowell 2019).

De negativa aspekterna hos PEM-elektrolysören är tätt förknippade med att tekniken är nyare och materialen dyrare. Ädelmetallerna i elektroderna och i membranet gör investeringskostnaden högre jämfört med en alkalisk elektrolysör (Ayers et al. 2019; Lynch et al. 2016; Schiebahn 2015). Processvattnet som används behöver vara avjoniserat, vilket blir ett extra steg i produktionsprocessen (Ayers et al. 2019; Millet & Grigoriev 2013; Zhang et al. 2016). Tekniken förekommer inte lika ofta i MW-skala och är inte heller lika vältestad för vätgasproduktion i denna skala (Ayers et al. 2019; Götz et al. 2016). Trots att den teoretiskt sett kan ha högre verkningsgrad vid högre strömdensitet jämfört med en alkalisk elektrolysör så har utförda demonstrationsprojekt hittills inte uppvisat någon högre effektivitet, åtminstone inte för anläggningar som är mindre än 2 MW (Chehade et al. 2019). Än så länge har PEM-elektrolysören även en kortare livslängd än en alkalisk elektrolysör (Götz et al. 2016; Schiebahn et al. 2015).

Kostnadsfaktorer för elektrolys

Proost (2019) har sammanställt projiceringar för kapitalkostnad för elektrolysörer i framtiden och vad det i kombination med olika elpriser skulle resultera i för kostnad för vätgasproduktion. I denna artikel framkommer det att om nyttjandegraden för elektrolysören är låg utgör kapitalkostnaden den största delen av kostnaden för den producerade vätgasen. Om den istället körs på fullast och i många timmar är det elpriset som har störst påverkan på vad vätgasen kostar. I artikeln jämförs studier som under olika antaganden beräknar kostnaden för att producera vätgas genom elektrolys. Denna kostnad relateras sedan till naturgasreformerad vätgas. När antaganden om kapitalkostnad för elektrolysören, elpris och nyttjandegrad varieras blir resultaten både kostnader som är jämförbara med vad det kostar att producera vätgas ur naturgas och kostnader som är många gånger högre. I Tabell 1 nedan redogörs för prisexempel i två olika studier som Proost (2019) diskuterar.

Tabell 1: Resultaten från olika kostnadsberäkningar av Proost (2019) utifrån olika antaganden, omarbetat till gemensam valuta (EUR) utifrån medelväxelkurs (1,1) som anges på European Central Bank (2020). Basår för kostnadsuppgifterna anges inte i artikeln.

Driftstimmar (h)	Elpris (EUR/MWh)	Kapitalkostnad (EUR/kW)	Effektivitet (%)	Kostnad vätgasproduktion (EUR/kg)
500	0	800	80	10.5 EUR/kg
500-1000	0	400,	70	1-3 EUR/kg
>1800	46	700	Anges ej	<4 EUR/kg
>1800	57	385	Anges ej	3 EUR/kg
<4500	55 EUR/MWh	400	70	3-4 EUR/kg
>4500	30 EUR/MWh	360 EUR/kW	70	<2 EUR/kg
7000	60-70	800	80	4 EUR/kg

Vad exemplen visar är bland annat att inte ens ett elpris på noll kan kompensera den höga kapitalkostnaden för elektrolysören om den har få driftstimmar per år. Det låga antalet driftstimmar leder till en mycket hög kostnad för vätgasen. Exemplet där den resulterande kostnaden blir 1–3 EUR/kg anser inte Proost (2019) vara trovärdigt, eftersom så pass få driftstimmar snarare leder till investering i en mindre elektrolysör med högre kapitalkostnad per installerad kW. Därför är det mer trovärdigt att anta en högre kapitalkostnad i det fallet.

Proost (2019) konstaterar också att för att elektrolysproducerad vätgas ska kunna konkurrera med vätgas framställd ur naturgas måste elektrolysörens storlek uppnå 2 MW-intervallet, vilket också är ett villkor för att elektrolyssystemet ska kunna paras ihop med en genomsnittlig landbaserad vindkraftsanläggning. För PEM-teknologi innebär detta att det inte längre räcker med en stack, utan att flera måste användas.

Slutsatsen i Proost (2019) är att vätgas verkar kunna tillverkas för kostnader som är jämförbara med vätgas som tillverkas av naturgas (d.v.s. för kostnader upp till 4 EUR/kg) och kommer kunna konkurrera med naturgasreformerad vätgas redan år 2020. Proost (2019) efterlyser dock mer konkret data för att kunna tillämpa på enskilda fall. Även Le Duigou et al. (2017) använder 4 EUR/kg som ett riktmärke för när vätgasens produktionskostnad blir konkurrenskraftig, detta inom transportsektorn.

Rapporten av Tractebel Engie & Hincio (2017) illustrerar ytterligare hur tillämpningen spelar roll för hur lönsam vätgasproduktionen kan bli. I denna rapport görs tidiga fallstudier på kostnader och lönsamhet utifrån olika regionala förhållanden och tillämpningar. Deras resultat är bland annat att

två av tre fall av dessa tidiga fallstudier är lönsamma redan idag. Kostnaden för att producera vätgas jämförs då med vad vätgas kostar att köpa in i respektive sektor, vilket ger olika vinstmarginaler. De mest lönsamma fallen är där vätgasen produceras från el som säljs till lågt pris på grund av låg efterfrågan och där vätgasen säljs som processkemikalie till livsmedelsindustri och som drivmedel. Detta antyder att det inte helt går att ange vid vilken produktionskostnad som vätgasproduktionen blir konkurrenskraftig. Rapporten förutspår också att den mest robusta lönsamheten för en nära framtid kommer finnas i att tillverka vätgasen i andra syften än att omvandla den tillbaka till el. Vikten av att tillvarata olika intäktsströmmar betonas också, där lönsamheten förbättras kraftigt i de fall där betalning erhålls från att erbjuda frekvensreglering av elnätet.

Eftersom kapitalkostnaden har en stor påverkan på den slutliga kostnaden för den producerade vätgasen blir det även viktigt att följa prisutvecklingen för elektrolysörer. Enligt IEA (2019) ligger kapitalkostnaderna för alkaliska elektrolysörer och PEM-elektrolysörer idag inom ett intervall på 450–1250 EUR/kW respektive 1000–1600 EUR/kW. Elektrolysören utgör 50 % respektive 60 % av kapitalkostnaden för hela systemet för vätgasproduktionen, medan stödutrustning och andra anläggningskomponenter utgör resten av kostnaderna. Några studier som gör projiceringar för framtida kostnad för elektrolysörer och deras resultat visas nedan i Tabell 2.

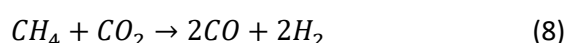
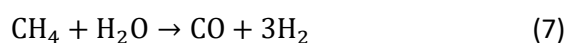
Tabell 2: Exempel på studier som tar projicerar investeringskostnaden för elektrolysörer år 2030. Kostnaderna i rapporterna anges med 2017 som basår och är därför omvandlade till 2020 års pengavärde enligt Inflation Tool (2020).

Studie/rapport	Kapitalkostnad år 2030, alkalisk elektrolysör (EUR/kW)	Kapitalkostnad år 2030, PEM-elektrolysör (EUR/kW)
Saba et al. (2017)	820-950	420-1000
Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018)	460-740	460-740

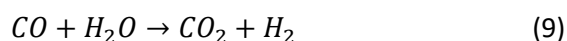
Enligt Saba et al. (2017) kommer en kostnadsreduktion att ske för både alkaliska elektrolysörer och för PEM-elektrolysörer. Den kommer i fallet med alkaliska elektrolysörer att orsakas av en effektivare värdekedja och av att fler alkaliska elektrolysörer kommer att säljas. Kostnadsreduktionen för PEM-elektrolysörer kommer istället främst att orsakas av teknisk innovation, där elektrolysörerna bland annat får större cellarea och bättre kontrollsystem.

3.1.2 Reformering

Att framställa vätgas ur natur- eller biogas, vilka huvudsakligen består av metan och koldioxid, sker genom reformering. Reformering av naturgas är den vanligaste metoden för att producera vätgas och tekniken har funnits länge (Vätgas Sverige & Svenska Gasföreningen 2009). Även reformering av biogas har diskuterats under lång tid (Shiga et al. 1998). Processen skiljer sig inte nämnvärt jämfört med produktionen av vätgas från naturgas, bortsett från att omvandlingseffektiviteten är lägre för biogas, cirka 80 % kontra 85 %, på grund av skillnaden i gasblandningarnas metankoncentration. De kemiska reaktionerna som sker i det första steget av processen som sker i reformeringsreaktorn, är följande:



Reaktionen som presenteras i (7) kallas ångreforming, medan (8) sker i större utsträckning när det är lägre koncentration vattenånga och högre koncentration torr gas och kallas därför torr reformatör (Braga et al. 2013). Reaktionerna är endoterma och kräver enligt Gaoa et al. (2018) en temperatur på 700–900 °C och enligt Hajjaji et al. (2016) ett tryck på 10 bar. Beroende på halten metan och koldioxid i biogasen skiljer sig de optimala förutsättningarna för reaktorn och i vilken utsträckning reaktionerna i (7) och (8) sker. Värmen och vattenångan som krävs i processen genereras i en panna, exempelvis genom förbränning av biogas, vilket påverkar energieffektiviteten i omvandlingen av biogas till vätgas (Braga et al. 2013). Reaktionerna i reformeringsreaktorn ger upphov till en gasblandning av vätgas och kolmonoxid som kallas *syngas* (syntesgas). Gasen har många användningsområden i industrin och reformatör av biogas bedöms av Gaoa et al. (2018) som ett effektivt sätt att producera den med god klimatnytta. Om syftet med omvandlingsprocessen däremot är att maximera utbytet av vätgas fortsätter processen genom att leda gasblandningen genom två reaktorer med låg (200–300°C) respektive hög (300–400°C) temperatur i vilka den så kallade vattengas-shift-reaktionen sker:



I (9) omvandlas kolmonoxiden som har bildats av reaktionerna i reformeringsreaktorn till vätgas med koldioxid som restprodukt (Braga et al. 2013). Vätgasen separeras från koldioxiden och renas till ett innehåll på upp till 99 % vätgas genom ett urval av gasreningstekniker, exempelvis H₂-membranseparation (Hajjaji et al. 2016). För en ren slutprodukt uttrycker Gaoa et al. (2018) vikten av en oförorenad biogas som råmaterial.

Enligt en livscykelanalys utförd på vätgasproduktion genom reformatör av biogas ger denna process upphov till mindre än hälften av koldioxidutsläppen jämfört med motsvarande vätgasproduktion från naturgas. Detta beror på att produktionen av biogasen inte allokeras några utsläpp i analysen, eftersom den i systemet som analysen baserades på kommer från jordbruksavfall. Jämfört med nuvarande produktionsmetod av vätgas bedöms alltså reformatör av biogas ge upphov till mindre växthusgasutsläpp (Hajjaji et al. 2016). Även Braga et al. (2013) argumenterar för att reformatör av biogas är en bra metod för att producera vätgas, inte minst på grund av att tekniken redan finns på plats genom den stora mängd vätgas som produceras på samma sätt från naturgas.

3.1.3 Förgasning

Förgasning är en välbeprövad teknik som har använts länge på fossilt råmaterial för att producera vätgas som en del av innehållet i syngas (Farzad et al. 2016). Tillämpningen av tekniken på biomassa är dock i utvecklingsstadiet och är inte kommersiellt utbredd. Ett antal pilotprojekt har däremot genomförts genom åren (Wallmark et al. 2014). En anledning till varför förgasning anses lovande är att många olika typer av biomassa kan användas i processen, som dock kan behöva anpassas beroende på råmaterialens vatteninnehåll. Exempel på råmaterial är:

- Energigrödor
- Jordbruks- och djuravfall
- Skogsrester
- Industriellt eller kommunalt avfall
- Avloppsslam

Genom att värma upp biomassan till över 700 °C sker partiell oxidation. Detta gör att gas och träkol bildas och till slut att även träkolen omvandlas till gas. Gasen som bildas är syngas och är en blandning av vätgas, kolmonoxid, koldioxid och metan. Denna gasblandning har som tidigare nämnts flera tillämpningar ett värde i sig. Om målet med förgasningen däremot är att utvinna vätgas ur processen tillämpas därefter reformeringsprocessen och vattengas-shift-reaktionen som definierades i reaktion 7–9 i avsnittet ovan (Ni et al. 2006).

Med den konventionella tekniken behöver biomassan enligt Ni et al. (2006) ett vatteninnehåll på under 35 % för att den ska gå att förgasa, annars behöver biomassan torkas innan förgasningsprocessen vidtas. Konventionella tekniker för förgasning är enligt Farzad et al. (2016) följande:

- Fastbäddsförgasning
- Fluidbäddförgasning
- Suspensionsförgasning

Enligt Ni et al. (2006) är fluidbäddsförgasaren mest lovande för vätgasproduktion tack vare sitt utbyte på 60 volymprocent med hjälp av lämpliga katalysatorer. Processen ger upphov till tjära som en oönskad restprodukt. Förekomsten av tjära varierar med teknik och kvaliteten på biomassa. Nyare tekniker som plasmaförgasning har fördelen att kunna förgasa fler sorters biomassa, exempelvis avloppsslam med ett högt vatteninnehåll. Underhållskostnaderna för termisk plasmabehandling är höga då det sker vid en temperatur på 4700–20 000 °C, men resulterar samtidigt i ett högre utbyte av de önskvärda gaserna och mindre tjära (Farzad et al. 2016; Wallmark et al. 2014).

3.2 LAGRING

En stor och angelägen utmaning för etablerandet av vätgas som en energibärare är hur den bäst förvaras på ett energieffektivt, kostnadseffektivt och säkert sätt (Abe et al. 2019; Gangu et al. 2019; Zhang et al. 2016). Trots att vätgasen har en hög gravimetrisk energitäthet (energitäthet per viktenhet), mer än dubbelt så hög som fossila bränslen, gör den låga volymetriska energitätheten att mycket stora volymer, höga tryck eller låga temperaturer krävs för att lagra samma energimängd i vätgas som i motsvarande fossil energibärare (Abe et al. 2019; Zhang et al. 2016). På vilket sätt låg vikt och kostnad, samt hög energitäthet ska åstadkommas är en fråga som hittills saknar ett tillfredsställande svar (Abe et al. 2019; Andersson & Grönkvist 2019). Vilka befintliga och framtida metoder som är mest lämpliga för lagring beror på tillämpningen, med avseende på exempelvis hur snabbt gasen ska kunna frigöras och hur ren den måste vara (Andersson & Grönkvist 2019). Behovet av en kompakt design varierar. En hög viktdensitet är den begränsande parametern för transporttillämpningar eftersom den påverkar räckvidden och systemeffektiviteten. För stationära tillämpningar kan volymdensiteten istället ges högre prioritet (Abe et al. 2019; Zhang et al. 2016).

Nedan redogörs för etablerade såväl som nyare tekniker för att lagra vätgas. Avsikten med detta avsnitt är att ge en djupare förståelse för vad som karaktäriserar de olika lagringsmetoderna i förhållande till vilken tillämpning de är anpassade till, vilka energiförluster som sker, vilka förutsättningar de kräver, deras tekniska mognad och vilken skala metoderna är lämpade för. I de fall då uppgifter om kostnader återfinns i litteraturen redovisas även dessa.

3.2.1 Mekanisk lagring av vätgas

Mekanisk lagring avser de lagringsmetoder där vätgasmolekyler utsätts för mekanisk behandling, antingen komprimering eller kondensering, för att sedan förvaras i en lagringskomponent (Moradi & Groth 2019).

Komprimerad gas

Att lagra vätgas under högt tryck i olika sorters gasbehållare är den absolut vanligaste lagringsformen och används i många olika tillämpningar (Sdanghi et al. 2019; Yanxing et al. 2019). Av de demonstrationsprojekt som Chehade et al. (2019) inventerade hade 75 % av projekten med tillgänglig information om lagringsteknik låtit lagra vätgasen i gasbehållare i stål. Framsteg på området har skett när gasbehållarna har förstärkts med glas- eller kolfiber. Förstärkningen ökar systemeffektiviteten hos den levererade vätgasen eftersom lagringskomponentens vikt minskar (Sdanghi et al. 2019). Lagringssystemets energieffektivitet påverkas också av förlusterna som uppstår vid gasens kompression, där ungefär 10 % förloras i processen (Abe et al. 2019; Moradi & Groth 2019).

Vid atmosfärstryck och rumstemperatur har vätgas endast en volymdensitet på 0,083 kg/m³. Den tekniska utmaningen ligger i att det är svårt att uppnå en volymdensitet på över 39 kg/m³, en nivå som redan kräver ett tryck på vid 700 bar. Detta beror på att densiteten inte förändras proportionellt mot trycket. Det är dessutom riskfyllt att hantera så höga tryck (Yanxing et al. 2019).

Ju mer av strukturen som består av glasfiber eller kolfiber desto lättare och dyrare blir gasbehållaren. En behållare helt i metall kan lagra vätgas vid ett tryck på 50 bar, medan en behållare med glasfiberöverdrag har högre tolerans. En gasflaska helt i kolfiber har högst hållfasthet vid höga tryck, men är än så länge avsevärt mycket dyrare än en vanlig behållare i metall (Barthelemy, Weber & Barbier 2017).

På grund av den låga volymetriska energidensiteten blir investeringskostnaderna för att lagra vätgas storskaligt ovan jord mycket höga. Större gaslager, från tiotals ton vätgas och uppåt, har sällan tryck på mer än 100 bar. Detta gör att de istället måste ha en större inre volym. Stora lager med tryck så höga som i transporttillämpningar (700 bar) skulle resultera i mycket höga kostnader, eftersom det skulle kräva att behållarna var tillverkade i kompositmaterial. Driftkostnaderna vid lägre tryck blir å andra sidan lägre av att gasen inte behöver komprimeras lika mycket (Andersson & Grönkvist 2019). Eftersom den här typen av lager har höga konstruktionskostnader vid större lagringsvolymmer anses de mest relevanta för lagring i liten till medelstor skala (Andersson & Grönkvist 2019; Reuß et al. 2019).

Storskalig gaslagring

För mycket storskalig lagring, med en medellång till lång tidshorisont av veckor–månader eller rent av år, anses underjordisk lagring i befintliga eller skapade geologiska utrymmen vara den mest relevanta lösningen för den nära framtiden (Andersson & Grönkvist; Moradi & Groth 2019; Reuß et al. 2019; Tarkowski 2019). Redan idag finns erfarenhet av att lagra gas underjordiskt, dock främst kopplad till naturgas (Moradi & Groth 2019). Principen för att lagra naturgas och vätgas underjordiskt är visserligen densamma, men vätgasmolekylerna är mycket flyktiga på grund av sin ringa storlek, vilket gör att de lätt kan diffundera ut även i fasta material. Detta leder till att lämpligheten hos olika geologiska material kan skilja sig något för vätgas jämfört med naturgas. Trycket som gasen är möjligt att lagras vid kan också vara annorlunda (Tarkowski 2019). Underjordisk lagring av vätgas förekommer dock redan idag i saltkaverner vid Golfkusten i USA och

i Storbritannien, vilket bekräftar att dessa är tekniskt möjliga förvaringsutrymmen (Andersson & Grönkvist 2019; Tarkowski 2019).

Underjordisk lagring av vätgas innebär lägre investeringskostnader än samma mängd gas lagrad ovan jord (Andersson & Grönkvist 2019; Tarkowski 2019). Andra fördelar utöver de lägre kostnaderna är att säkerheten ökar och att markytan ovan jord hålls tillgänglig och kan användas till annat (Tarkowski 2019). Underjordisk lagring kräver dock mycket specifika geologiska förutsättningar, varvid möjligheterna att använda denna metod begränsas till de områden där villkoren uppfylls. Trycket är också begränsat till ungefär 200 bar, vilket å andra sidan ökar säkerheten jämfört med system med högre tryck (Andersson & Grönkvist 2019; Moradi & Groth 2019).

De tre huvudsakliga kategorierna för underjordiska lagringsutrymmen som anses möjliga för vätgaslagring är saltkaverner, akviferer och hålrum som finns i nedlagda gruvor och gamla gas- och oljefält (Tarkowski 2019). Av dessa är gamla oljefält det billigaste utrymmet att lagra gas i enligt Tarkowski (2019), medan saltkaverner är det mest fördelaktiga alternativet sett till den låga permeabiliteten och reaktiviteten enligt Andersson & Grönkvist (2019). Även Moradi & Groth (2019) pekar ut saltkaverner som ett lovande alternativ, då saltstrukturen är tät och inte reagerar med vätgasen. Djuphavsakviferer erbjuder i sin tur den största volymen lagrad vätgas, varvid dessa kan vara intressanta för exempelvis säsongslagring i framtiden (Sainz-Garcia et al. 2017). Hur mineraler och mikroorganismer i denna miljö skulle interagera med vätgasen behöver dock studeras ytterligare (Moradi & Groth 2019). Ett exempel på ett inklätt gaslager, som på engelska kallas *Lined Rock Cavern*, finns i Halland i Sverige. Principen för denna typ av lager är att den omgivande bergmassan bär trycket från gasen men förseglas av stål för att förhindra läckage. I detta exempel är det naturgas som lagras och erfarenheten har hittills varit god (Tengborg, Johansson & Durup 2014). Huruvida vätgas skulle kunna lagras på samma vis behöver dock undersökas vidare (Andersson & Grönkvist 2019).

För de fall där geologiska förutsättningar saknas för att lagra stora mängder vätgas underjordiskt kvarstår andra möjligheter utifrån hur naturgas lagras idag. Exempel på detta är rör i marken för tryck upp till 100 bar, större gasklockor med tryck endast något högre än atmosfärstryck och högtrycksklockor med tryck på upp till 20 bar. Approximerat från uppgifter om tryck och diameter från befintliga naturgasrör skulle upp till 12 ton vätgas kunna förvaras i sådana rör, som kan bli flera kilometer långa (Andersson & Grönkvist 2019). Det är även möjligt använda flera stycken sfäriska högtrycksklockor, eller stora kluster med gasflaskor. I en japansk studie av Ozaki et al. (2014) undersöktes kostnaden för olika typer av stora vätgaslager utifrån olika antaganden. De definierade kriteriet att gaslagret skulle innehålla totalt 580 ton vätgas, vilket innebär ett energiinnehåll på ungefär 19 GWh. Syftet var att undersöka kostnaden för säsongslagring där gas fylldes på under 90 dagar för att sedan tömmas ut under nästa 90-dagarsperiod. För att uppnå detta krävdes antingen 33 sfäriska gasklockor med ett tryck på 9,5 bar och en diameter på 35,5 m eller 38x800 stycken gasflaskor med 350 bar och en volym på 0,8 m³/styck. Ytan som krävdes i dessa två exempel var 13 respektive 4 hektar. Detta kan anses vara ett stort markanspråk för att åstadkomma säsongslagring och belyser varför underjordiskt utrymme anses fördelaktigt för att lagra energimängder som ska kunna räcka under en hel säsong. Om lagringsbehovet istället vore lägre skulle inte lika många gasklockor eller gasflaskor användas och inte lika mycket mark behövas i anspråk.

Flytande väte

Flytande väte är mer kompakt än gasformigt väte. Vid sin kokpunkt på -253 °C har det flytande vätet en densitet på 71 kg/m³, vilket är nästan dubbelt så mycket som densiteten för vätgas vid ett tryck

på 700 bar i rumstemperatur. Den högre densiteten gör att lika många mol flytande väte kan förvaras i en mindre tank och under lägre tryck jämfört med gasformigt väte (Abe et al. 2019). Den stora nedkylningen kräver dock 30–40 % av den flytande vätegaset energiinnehåll och välisolerade tankar krävs dessutom för att bromsa den annars mycket snabba förångningen av vätet (Abe et al. 2019; Moradi & Groth 2019). Utöver dessa förutsättningar måste flytande väte kylas i särskilda anläggningar och kräver därför sin egen infrastruktur. Denna infrastruktur finns redan i viss utsträckning då lagringsmetoden är vanlig i industriella sammanhang (Barthelemy et al. 2017). Nackdelarna begränsar antalet tillämpningar där denna typ av lagring är motiverad och gör den mest lämplig i fall då kostnaden är av lägre prioritet och där vätegaset lagras under kort tid (Abe et al. 2019). Den totala lagringskapaciteten i en enskild tank kan dock vara upp till 5000 kg, varpå metoden ofta tillämpas för långväga transport av väte via lastbil eller lastfartyg (Abdin et al. 2020; Moradi & Groth 2019).

Kryokomprimerad vätegas

Denna metod baseras på att vätegas komprimeras vid en mycket låg temperatur (-233 °C), vilket är under den kritiska punkten för vätegaset som således inte övergår i flytande form (Moradi & Groth 2019). Fördelen med denna metod är den höga energikoncentrationen på ungefär 80 kg/m³ (jämför exempelvis med flytande väte som har 70 kg/m³) (Barthelemy, Weber & Barbier 2017; Moradi & Groth 2019). Enligt Yanxing et al. (2019) skulle optimalt tryck och temperatur kunna ge viktdensitet på 60–70 kg/m³. Den är också kompatibel med infrastruktur för både vätegas och flytande väte och fördröjer förloppet med avdunstningsförluster (Barthelemy, Weber & Barbier 2017). I dagsläget är metoden dock inte utbredd (Zhang et al. 2016).

3.2.2 Materialbaserad lagring

Materialbaserad lagring omfattar de metoder där vätegas i ett värdmaterial lagras genom fysiska eller kemiska interaktioner. Än så länge är flytande väte och gasformigt väte i gasbehållare de enda kommersiellt tillgängliga sätten att lagra vätegas på som inte kräver särskilda geologiska förutsättningar (Barthelemy, Weber & Barbier 2017). Däremot hade 9 % av demonstrationsprojekten i Chehade et al. (2019) valt olika sorters metallhydrider som lagringsmetod.

Genom adsorption kan vätegas lagras i exempelvis nanotuber eller metallorganiska ramverk. Vätegaset kan också absorberas i olika organiska föreningar eller i övergångsmetaller. Sorptionen (samlad namn för adsorption och absorption) möjliggör lagring av vätegas under lägre tryck och med högre densitet jämfört med komprimerad gas och flytande väte (Yanxing et al. 2019). Det låga trycket gör att atomisk form till en säker form av vätegaslagring, vilket är en av anledningarna till att dessa metoder får uppmärksamhet (Milanese et al. 2018). Det är dessutom möjligt att uppnå en hög volymdensitet (Abdin et al. 2020; Zhang et al. 2016). Det ideala materialet bör ha både hög volymdensitet och viktdensitet, uppvisa god reversibilitet och ha inte alltför svåruppnåeligt tryck och temperatur vid reaktionsjämvikt. Dock finns det ännu inget material som uppfyller alla dessa villkor av de olika ämnen och legeringar som anses vara möjliga vätegaslager (Gangu et al. 2019; Zhang et al. 2016).

Adsorption

I adsorptionsbaserade lagringsmetoder fäster vätegasmolekyler reversibelt på värdmaterialet genom van der Waalsbindningar (Abdin et al. 2020; Abe et al. 2019). Olika organiska material med varierande nanostruktur har uppmärksammats för sin låga vikt, stora fästyta och sin kemiska stabilitet. Ett annat material under utveckling är metallorganiska ramverk, som har hög porositet

och där strukturen enkelt kan varieras (Abdin et al. 2020). Vätgasen frigörs från materialet genom att det aktiveras termiskt eller genom annan lämplig process. Även om dessa reaktioner har snabb kinetik vid normalt tryck och temperatur är lagringskapaciteten låg (Abe et al. 2019; Zhang et al. 2016). Hittills har adsorptionsmaterialen inte kunnat uppnå mer än 1 viktprocent vätgas vid normalt tryck (Yanxing et al. 2019). För att kunna uppnå acceptabel lagringskapacitet kan temperaturen för adsorptionen sänkas kraftigt, vilket dock komplicerar processen (Abe et al. 2019; Zhang et al. 2016). Att tillsätta ädelmetaller i ramverken och kolstrukturerna är en annan förbättringsmöjlighet som undersöks (Gangu et al. 2019).

Absorption

Genom absorption in i värdmaterialet kan vätgas lagras i atomär form i allt ifrån organiska föreningar till metaller och legeringar (Moradi & Groth 2019). Väteatomerna binds genom reversibla kemiska reaktioner och lagringsmaterialet kan uppnå högre vikt- och volymdensitet jämfört med flytande eller gasformigt väte (Abe et al. 2019). Reaktionen kan även vara irreversibel, men kräver då att delkomponenterna återbildas eller kontinuerligt fylls på. Därför är de reversibla reaktionerna av störst intresse (Barthelemy et al. 2017).

Hydrider

En sorts hydrid baseras på jonbindningar som bildas när vätgas kombineras med natrium eller litium. Nackdelen med dessa hydrider är att en mycket hög temperatur krävs för att reaktionen ska vara reversibel, vilket gör dem till ett mindre fördelaktigt alternativ (Barthelemy et al. 2017). Istället anses metallhydrider vara mest lovande för materialbaserad lagring (Abe et al. 2019; Moradi & Groth 2019; Zhang et al. 2016). Hydrider som bildas av vätgas och övergångsmetaller med högt atomnummer kan ske under vad som nästan är normalt tryck och temperatur. Deras begränsning ligger istället i att metallerna har en hög molmassa. Detta innebär att det är svårt att uppnå en hög gravimetrisk densitet för vätgasen, även om bra volymetrisk densitet kan uppnås. Detta gör dem mindre lämpade för tillämpningar där lagringssystemets vikt måste hållas låg, men väl lämpade för stationära tillämpningar (Barthelemy et al. 2017).

I fall där vätgasen lagras med kovalenta bindningar till värdmaterialet, exempelvis i molekyler som magnesiumhydrid (MgH_2), aluminiumhydrid (AlH_3) och borhydrid (B_xH_y), är värdena för både vikt- och volymdensitet bättre. Dessa kan uppgå till 9 viktprocent (att jämföra med det europeiska målet för vätgaslagring i transporttillämpningar på 4,8 viktprocent och uppåt). Magnesiumhydrid pekas ut som särskilt lovande med nästan 8 viktprocent väte. Att tillverka utgångsmaterialet är dock en process som är svår att skala upp, om än förhållandevis billigt (Barthelemy et al. 2017).

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

När absorptionen sker in i en flytande organisk förening kan relativt hög vikt- och volymdensitet uppnås i många fall. Däremot har varje förening särskilda för- och nackdelar och ingen förening i dagsläget möter samtliga kriterier för densitet, snabb extraktion och dehydrering vid tillräckligt låg temperatur för att kunna utgöra lager i transporttillämpningar. Demonstrationsprojekt har dock genomförts för dibensyltoluen, som är välstuderad och anses kunna vara lämplig för att åtminstone kunna distribuera energi i framtiden (Niermann et al. 2019).

3.3 DISTRIBUTION

Om produktionen och användningen av vätgasen inte sker på samma plats måste vätgasen förflyttas. Hur detta ska ske på bästa sätt är en annan aspekt med stor betydelse för bedömningen av vätgasens praktiskt genomförbara potential. Distributionen påverkar energieffektiviteten,

kostnaden och koldioxidutsläppen för en värdekedja för vätgas. Ju större avståndet mellan produktion och användning är, desto viktigare blir transportsättet (Abdin et al. 2020; Apostolou & Xydis 2019; Moradi & Groth 2019). I dagsläget existerar tre huvudsakliga distributionsmetoder: vägtransport av vätgas i flytande form eller gasform, fartygstransport av flytande väte eller distribution i gasledningar (Moradi & Groth 2019).

För distribution av stora mängder över långa avstånd är transport på fartyg och i gasledningar mest lämpligt. Gasledningar har dock fördelen att energiförlusterna är lägre (Abdin et al. 2020). Samtidigt är investeringskostnaden för att bygga nya gasledningar mycket hög, varvid metoden anses mest fördelaktig i de fall då en vätgasledning redan finns (Apostolou & Xydis 2019). Att injicera vätgasen i naturgasnätet är också en möjlighet så länge koncentrationen är låg nog att säkerställa att ledningens hållfasthet inte påverkas (Peng et al. 2016). I Tyskland är 5 volymprocent den högsta tillåtna koncentrationen för vätgas i naturgasnätet och denna gräns har formulerats främst utifrån en kvalitetsstandard för slutanvändningen (Schiebahn et al. 2015). I USA kan enligt Melaina et al. (2013) en inblandning på upp till 20 % vätgas i naturgasnätet fram till att det finns möjlighet för att distribuera vätgas med hjälp av naturgasnäten. En hög inblandning vätgas (>20 %) kan dock leda till sprickor och blåsor i rören (Moradi & Groth 2019; Tarkowski 2019). Gränsvärden för tillåtna värden varierar i Europa, där 0–12 volymprocent tillåts i de länder där en gräns har definierats (Bruce et al. 2019). Vätgasen kan trots blandningen med naturgas användas helt separat, förutsatt att gasen avskiljs vid slutstationen. Den kan också användas i olika naturgastillämpningar men begränsas då av slutanvändarnas krav på prestanda (Peng et al. 2016).

Att frakta vätgas på lastbil innebär ofta lägre fasta kostnader jämfört med att bygga en vätgasledning, eftersom befintlig infrastruktur utnyttjas. Däremot blir de rörliga kostnaderna ofta högre (Abdin et al. 2020; Moradi & Groth 2019; Sdanghi et al. 2019). Den främsta nackdelen med vägtransport är dock att mängden vätgas som kan transporteras begränsas av dess låga densitet. I gasform kan endast cirka 600 kg vätgas transporteras, medan väte i flytande form kan fraktas i större mängder på upp till 5000 kg (Emonts et al. 2019). Att göra vätgasen flytande ökar således densiteten avsevärt, men resulterar som tidigare nämnts i stora energiförluster (Moradi & Groth 2019). På fartyg fraktas ofta vätgas ofta i flytande form. Detta gör att mängden som transporteras maximeras men förutsätter samtidigt att det finns infrastruktur för att kondensera gasen vid hamnarna (Abdin et al. 2020).

Även om kostnaderna för distributionen ökar med avståndet mellan produktion och användning kan det finnas fördelar med en centraliserad vätgasproduktion. Storskalig produktion kan innebära lägre kostnader per kg producerad vätgas jämfört med småskalig produktion, vilket kan kompensera för den ökade distributionskostnaden (Abdin et al. 2020). Att beakta de regionala förutsättningarna för transport och distribution blir därför viktigt (Moradi & Groth 2019).

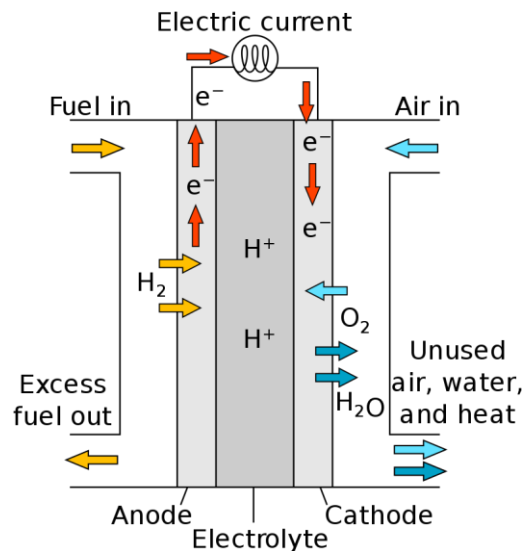
3.4 TILLÄMPNINGAR AV FÖRNYBAR VÄTGAS SOM ENERGIBÄRARE

3.4.1 Bränslecellstillämpningar

Vätgasens energi kan utvinnas i en bränslecell, där den kemiska energin omvandlas till elektricitet genom en spontan reaktion. Motsatt till elektrolys sker det i bränslecellen en reaktion där vätgas och syrgas bildar vatten. Elektronerna tvingas röra sig genom den externa kretsen och bilda ström när vätgasmolekylen avger sina elektroner och blir vätejoner. Detta orsakas av att

syrgasmolekylerna är starkt oxiderande. Vätejonerna kan därefter färdas genom elektrolyten och förenas med oxidjonerna (Chang 2007). Processen illustreras i Figur 2.

I likhet med elektrolysörer finns det olika sorters bränsleceller med olika tekniker för att utvinna energin ur vätgasen. De sex mest etablerade bränslecellerna på marknaden innefattar bland annat PEM-bränslecellen och den alkaliska bränslecellen. Dessa tekniker har de lägsta temperaturintervallen för arbetstemperatur, 60–150 °C respektive 150–200 °C och har högst verkningsgrad av de bränslecellerna som drivs med ren vätgas (Zhang et al. 2016). PA-bränslecellen har ett medelhögt temperaturintervall (160–220 °C), men har en längre uppstartssträcka på grund av sin något högre temperatur (Sharaf & Orhan 2014). PEM-bränslecellen anses vara den mest flexibla tekniken och därför lämplig inom många tillämpningar. Det är den vanligaste bränslecellen inom portabla och mobila tillämpningar. Nackdelen är att den kostar mer att tillverka på grund av dyrt elektrodmaterial (Zhang et al. 2016).



Figur 2. Enkel bild för hur en bränslecell fungerar (Mattuci 2015).

Energilagring och elproduktion

Utvecklingen mot ett fossilfritt energisystem väcker frågan om hur den naturliga variabiliteten hos många förnybara energikällor ska hanteras. Behovet av el (effekt) varierar över både dygnet och året och variationen sammanfaller inte nödvändigtvis med när förnybar elektricitet är tillgänglig (Pellow et al. 2015; Nikolaidis & Poullikkas 2017). En strategi för att överbrygga skillnaderna mellan elproduktion och elanvändning är att på olika sätt lagra energi (Sandén 2014). Energilagringen tjänar olika syften beroende på vilken teknik som nyttjas. Lagringsmetoderna kan kategoriseras baserat på vilken karakteristisk tidsskala och effekt (i W) de har, men de kan också kategoriseras utifrån den tjänst de erbjuder elnätet (Göransson & Johnsson 2018). Baserat på tidsskala finns det alltifrån energilagring som ska aktiveras direkt för att kunna hantera plötsliga fluktuationer i frekvens till energilagring för variationen över dygnet, till och med över säsonger (Nikolaidis & Poullikkas 2017). Det finns även energilagringstekniker som har en förskjutande funktion där energin kan frigöras vid lasttoppar (Göransson & Johnsson 2018). Energilagring kan även avhjälpa flaskhalsar i eldistributionen genom att placeras nära punkter där elanvändningen är särskilt hög (Acar 2018).

Att göra vätgas av el ingår *Power-to-Gas*-konceptet, som innebär att lagra elektrisk energi i kemiska energibärare. En av fördelarna med konceptet är att elproduktionen kan sammankopplas med andra sektorer, som transportsektorn och uppvärmning av fastigheter (Schiebahn et al. 2015). Principen för energilagring i vätgas kan sammanfattas med att vätgasen tillverkas vid hög tillgång till förnybar elektricitet och omvandlas tillbaka till el vid tillfällena med sämre tillgång och högre efterfrågan (Nikolaidis & Poullikkas 2017).

Vätgasens nyttor inom energilagring är många. Genom att variera storleken på vätgaslagret respektive bränslecellen kan effekt och energimängd dimensioneras oberoende av varandra (Colbertaldo et al. 2019). Tack vare bränslecellens snabba växling från inaktivt till aktivt läge är vätgasen en lovande lösning för de tjänster som kräver en kort responstid, som när frekvensen plötsligt minskar eller när elavbrott sker (Lund et al. 2015). Just som back-up-system, s.k.

Uninterrupted Power Supply, är lämpligheten särskilt stor. Vätgasen utgör då reservkraft till viktig verksamhet som inte får störas av elavbrott, exempelvis sjukhus, telekommunikationssystem och andra samhällsviktiga funktioner. Tack vare skalbarheten hos vätgaslagret kan bränslecellen producera el under en längre tid än de blybatterier som ofta används för dessa tillämpningar idag, vilket är anledningen till varför vätgasen ses som särskilt väl lämpad för denna användning (Sharaf & Orhan 2014).

I andra fall är den mycket långsiktiga lagringen det som eftersträvas, där vätgasen anses kapabel att överbrygga säsongsmässiga skillnader mellan elproduktion och elanvändning. Anledningen till detta är dels att vätgasen kan lagras i en större mängd samlad energi jämfört med batterier (Heinemann et al. 2018) och dels att vätgasen kan lagras länge utan att ladda ur som batterier gör (Colbertaldo et al. 2019; Kharel & Shabani 2018). Lagret kan dessutom placeras närmare slutanvändningen än exempelvis magasinkraftverk (PHS) (Heinemann et al. 2018).

Vätgaslager skulle även kunna installeras i hus för att producera el (Zhang et al. 2015). Lagret ger fastighetsägaren bättre möjlighet att erbjuda efterfrågefleksibilitet, eftersom vätgaslagret kan användas för att producera el när efterfrågan på el är som högst istället för att ta från elnätet (Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) 2016). Energilagret kan även användas för att öka egenkonsumtionen av förnybar el om en sådan anläggning finns på fastigheten (Power Circle 2016).

Uppvärmning

I omvandlingen från vätgas till el i bränsleceller uppstår värme som restprodukt. Denna värme kan tillvaratas och distribueras på samma sätt som elen, vilket ökar energiomvandlingens verkningsgrad. Att utnyttja värme på detta sätt kallas för *kraftvärmeproduktion*. Japan är ett föregångsland i den här tillämpningen för vätgas, men kraftvärmeproduktion med vätgas som bränsle förekommer i dagsläget på flera olika platser i världen inklusive Europa (Zhang et al. 2015). Uppvärmning med hjälp av bränsleceller är dock inte det främsta skälet till varför bränsleceller införskaffas och är inte en tillämpning i sig. Istället innebär uppvärmningstillämpningen en möjlighet för att få bättre effektivitet i energiutvinningsprocessen.

Flera olika bränsleceller kan användas för kraftvärmeproduktion, varav PEM-bränsleceller är den bäst lämpade tekniken tack vare sin höga verkningsgrad för elproduktionen (Wilberforce et al. 2016). Dess relativt låga arbetstemperatur på upp till 100 °C gör den däremot mer anpassad för kraftvärmeproduktion i mindre skala (Zhang et al. 2015). Om kraftvärmeproduktionen ska försörja hela bostadsområden kan istället bränsleceller med högre arbetstemperatur användas (Wilberforce et al. 2016; Zhang et al. 2015). I nuläget använder dock ett flertal av högttemperaturteknikerna olika kolväten som bränslen snarare än ren vätgas (Sharaf & Orhan 2014), varvid deras användning avgränsas från djupare utredning i rapporten.

Transport

I transporttillämpningar används vätgasen och bränslecellen till att driva en elmotor i fordonet. Bränslecellsfordon skiljer sig därför inte mycket från laddbara fordon där elen lagras i ett batteri snarare än produceras kontinuerligt genom en bränslecell (Alaswad et al. 2016). Bränslecellsfordon har också batterier, men dessa är mindre än i batteridrivna fordon för att de endast stödjer bränslecellens elförsörjning vid behov och möjliggör lagring av bromsenergi (Kast et al. 2017; Larsson et al. 2015). I transporttillämpningar är det uteslutande PEM-bränsleceller som används (Alaswad et al. 2016; Pollet et al. 2019).

På grund av likheterna mellan bränslecellsfordonen och de laddbara elfordonen överlappar många av fördelarna. Därför kan laddbara elfordon och bränslecellsfordon i vissa fall behandlas gemensamt

under samlingsnamnet *eldrivna fordon*. Den huvudsakliga fördelen med eldrivna fordon är att elmotorer ger upphov till mindre växthusgasutsläpp jämfört med förbränningsmotorer som drivs med fossila bränslen, förutsatt att elen kommer från förnybara källor. Även förbränningsmotorer kan drivas på förnybara bränslen, men genererar fortfarande andra föroreningar i samband med förbränningen med försämrande effekt på luftkvaliteten. Bränslecellsfordonen släpper istället endast ut vatten under drift. Den högre verkningsgraden hos elfordon är ytterligare en av fördelarna gentemot förbränningsmotorer. En elmotor använder en mycket större andel av energin i bränslet till att driva fordonet framåt istället för att energin förloras som värme (Alaswad et al. 2016; Larsson et al. 2015). En bränslecell genererar visserligen värme i elproduktionen, men mycket mindre än en förbränningsmotor, och denna kan till stor del nyttjas till att värma bränslecellsfordonets insida (Alaswad et al. 2016). Ett talande exempel på skillnaden i verkningsgrad mellan en förbränningsmotor och ett bränslecellsfordon är att de totala energiförlusterna är lägre för omvandlingen från biogas till vätgas till el i ett bränslecellsfordon jämfört med att använda biogasen direkt i en förbränningsmotor (Larsson et al. 2015).

Fördelarna med bränslecellsfordon kontra laddbara elfordon är flera. En viktig aspekt är skillnaden i räckvidd, där bränslecellsfordon sett från dagens teknik kan köra längre på en tank jämfört med laddbara elfordon. Enligt Schiebahn et al. (2015) går det åt 1 kg vätgas per 100 km. Det går dessutom ungefär lika snabbt att tanka bränslecellsfordon med vätgas som konventionell tankning (Alaswad et al. 2016; Larsson et al. 2015; Lee et al. 2018; Pollet et al. 2019). Det behöver inte vara mer komplicerat än hur det demonstreras i Figur 3. Det tar många gånger längre tid att ladda batteriet i ett laddbart elfordon, minst cirka 30 minuter, vilket kan upplevas som problematiskt vid längre transportsträckor (Wallmark et al. 2014). För långa resor där väldigt stor räckvidd är att föredra kan dock även bränslecellsfordon enligt Larsson et al. (2015) vara mindre lämpade jämfört med fordon som drivs med bränslen med högre energidensitet än vätgas.



Figur 3. Tankning av vätgas (EERE u.d.).

Det finns även ett par nackdelar med bränslecellsfordon jämfört med batteridrivna fordon. En aspekt är bränslecellsfordonens lägre totala energieffektivitet, som orsakas av omvandlingsförlusterna i vätgasproduktionen, samt mellan vätgas och el i bränslecellen. Investeringskostnaderna är högre för både bränslecellsfordon och för utbyggnaden av nödvändig infrastruktur för tankning. Vätgas är dessutom hittills ett dyrare bränsle än el att tanka sitt fordon med (Ala et al. 2020; Lee et al. 2018). Ala et al. (2020) poängterar även den explosionsrisk som alltid existerar i samband med användningen av vätgas.

Just kostnaden för bränslecellsfordon identifieras som en de största utmaningarna för storskalig kommersialisering (Ajanovic & Haas 2018; Alaswad et al. 2016; Pollet et al. 2019). Investeringskostnaden är i nuläget ungefär dubbelt så hög som för laddbara fordon (Pollet et al. 2019). Att säkerställa bränslecellsenshetens tålighet och prestationsförmåga är också något som behöver bemötas innan tekniken kan få stor spridning (Alaswad et al. 2016). Detta beror på att bränsleceller degraderar med tiden och ökar fordonets bränsleförbrukning med ca 23 % (Ahmadi et al. 2020). Baserat på utvecklingstakten för bränslecellsfordon är det enligt Pollet et al. (2019) sannolikt att målsättningar för dess ekonomiska konkurrenskraftighet och tålighet gentemot konventionella fordon med förbränningsmotor uppnås innan 2030. Kostnaderna förutspås kunna sjunka genom att öka fordonens produktionsvolym, samt genom att hitta billigare alternativ till

platina i bränslecellerna (Pollet et al. 2019). Enligt Ajanovic & Haas (2018) kommer även andra kostnadsreduktioner för bränsleceller och för vätgasproduktionen kunna bidra till att fordonen blir billigare. Bränslecellsfordons konkurrenskraftighet jämfört med fossildrivna alternativ kommer att öka i framtiden genom ekonomiska styrmedel som ger högre kostnader för fossila bränslen (Ajanovic & Haas 2018).

I följande delavsnitt beskrivs de tekniska förutsättningarna mer ingående för olika typer av fordon samt för den nödvändiga infrastrukturen för bränslecellsfordon i transportsektorn.

Lätta fordon

Att bränslecellsfordon har fått stort fokus för tillämpningen inom lätta fordon är inte konstigt eftersom största delen av transportsektorn består av lätta fordon. De tekniska förutsättningarna för lätta bränslecellsfordon finns på plats till den grad att dessa produceras kommersiellt sedan ett par år tillbaka. Användningen har sakta ökat i takt med fortsatta förbättringar och nya lanseringar, exempelvis i form av Toyota Mirai år 2017 som kan ses i Figur 4 (Ahmadi et al. 2020). Stora tekniska förbättringar kan fortsatt förväntas fram till 2050, framförallt av bränslecellens olika komponenter och energidensiteten i vätgastankarna, vilket kommer öka fordonens konkurrenskraft (Chena & Melaina 2019).



Figur 4. Toyota Mirai (M 93 2018).

Som tidigare nämnts bedömer Pollet et al. (2019) att det är sannolikt att bränslecellsfordon kan konkurrera med fordon med förbränningsmotorer innan 2030. Modelleringar av Chena & Melaina (2019) pekar snarare mot att bränslecellsfordon kan konkurrera ekonomiskt först senare, till exempelvis 2050. Inköp och drift av bränslecellsfordon beräknas då vara endast cirka 1–11 % dyrare jämfört med fordon med förbränningsmotorer. Redan 2035 förutspår Chena & Melaina (2019) dock att prisskillnaden mellan bränslecellsfordon och konventionella fordon kan vara så liten som 22 %. Kostnadsminskningarna förväntas uppkomma genom lägre tillverkningskostnader för fordonen och reducerade kostnader för vätgas (Chena & Melaina 2019). Att uppnå just minskningar i priset för vätgas är kritiskt för bränslecellsfordonens konkurrenskraftighet jämfört med fossila alternativ och bör enligt Chena & Melaina (2019) vara fokus för policyåtgärder och statligt stöd.

De relativt små lagringsutrymmena för vätgas i personbilar som exempelvis Toyota Mirai gör att gasen behöver komprimeras till ett högt tryck på 700 bar för att kunna lagras i en mängd som

möjliggör en tillfredsställande räckvidd för fordonet (Lee et al. 2018; Kast et al. 2018). Detta är en utmaning på grund av att det höga trycket innebär ökade kostnader för vätgastankning (Alaswad et al. 2016).

Tunga fordon

Kast et al. 2017 anser att bränsleceller i tung trafik är tekniskt genomförbart och kan fylla samma funktion som konventionella fordon med förbränningsmotorer. Pollet et al. (2019) anser att det går att argumentera för att bränslecellsfordon passar bäst för att ersätta tung trafik, eftersom detta är en sektor som är svårt att ersätta med laddbara fordon. Bränslecellsfordon skulle därigenom kunna komplettera de andra alternativen som finns för fossilfria transporter.

En anledning till att det kan vara lättare att omvandla tunga fordon till bränslecellsfordon är att de har större utrymme för att lagra vätgasen jämfört med lätta fordon (Çabukoglu et al. 2019). Detta möjliggör dessutom ett lägre tryck på 350 bar i vätgaslagringstankarna, jämfört med det vanliga trycket på 700 bar som används i personbilar som t.ex. nya Toyota Mirai (Lee et al. 2018; Kast et al. 2018). Enligt Lee et al. (2018) kan ett tryck på 350 bar för lagringstanken räcka för att ett tungt fordon ska kunna uppnå en räckvidd på cirka 240–320 km. Ett tungt fordon med behov av lång räckvidd från cirka 480 km och uppåt kan dock behöva det högre trycket på 700 bar. Mer lagringsutrymme kan dessutom behövas för detta (Lee et al. 2018). Att använda ett lägre tryck skulle reducera materialkostnaderna för både fordonen och bränslet eftersom mycket energi går åt till att komprimera gasen till det höga trycket. Samtidigt är de största tekniska problemen med implementeringen av tunga bränslecellsfordon relaterade till just vätgaslagringen på fordonet. Enligt en modell baserad på amerikanska lastbilar, presenterad av Kast et al. (2015), kunde vätgaslagringen täcka 90 % av den dagliga körningen. Det bedömdes vara möjligt att förbättra siffran genom att maximera utnyttjad volym på fordonen och genom att använda det högre lagringstrycket. Enligt Kast et al. (2015) behöver dock fler studier på kostnad och konkurrenspotential genomföras för att kunna bedöma de aspekterna. Att tanka ett tungt bränslecellsfordon med vätgas tar ungefär lika lång tid, som tankning av diesel för motsvande fordonstyp, d.v.s. 10–12 minuter (Lee et al. 2018).

Övergången för hela den tunga fordonsflottan till bränslecellsfordon kan försvåras av att det finns många olika typer av tunga fordon med kraftigt varierande design. Detta gör att många unika lösningar måste utformas för att anpassas till respektive fordons behov och plats för vätgaslagring (Kast et al. 2018). Samtidigt argumenterar Kast et al. (2018) för att det trots detta finns tekniska förutsättningar för att ersätta största delen av den tunga, fossila fordonsflottan med bränslecellsfordon.

Redan år 2003 identifierade en svensk studie en stor potential för just bränslecellsbusar. I studien argumenterades det för att stadsbusar borde kunna bli bland de första kommersiella bränslecellsfordonen. Detta ansågs möjligt tack vare bussars relativt obegränsade vikt och volym och att de har en centraliserad tankinfrastruktur som då är lättare att förändra. Att stadsbusar med förbränningsmotorer i stor grad orsakar luftföroreningar och buller i städer ansågs också öka potentialen för bränslecellsbusar (Folkesson et al. 2003). Intresset för bränslecellsdrivna busar verkar ha stigit, vilket bland annat visas genom ett projekt i Kina där 300 bränslecellsbusar är beställda från Ballard med en kostnad på cirka 550 000 EUR/fordon (Ala et al. 2020).

Çabukoglu et al. (2019) drar slutsatsen att tunga bränslecellsfordon har bättre teknisk potential än batteridrivna tung trafik under förutsättningarna att den nödvändiga infrastrukturen finns på plats och vätgasen produceras från förnybara källor. Detta grundar Çabukoglu et al. på skillnaden i räckvidd, men framhärdar samtidigt att det kan vara svårare att uppnå samma reduktion av

växthusgasutsläpp med bränslecellsdrivna fordon på grund av omvandlingsstegen som krävs i vätgasproduktionen. Lee et al. (2018) skriver att det saknas studier för vilken reduktion av växthusgasutsläpp som tunga bränslecellsfordon, speciellt lastbilar, ger upphov till. Deras klimatpåverkan beror dock främst på hur vätgasen produceras. Om vätgasen tillverkas genom elektrolys beror dess klimatpåverkan i sin tur på den elmix som används. Detta påverkar även bränslecellsfordonens fördelar jämfört med laddbara fordon. Lee et al. (2018) uttrycker att störst klimatnytta troligtvis uppnås om vätgasen produceras genom elektrolys med förnybar el, men att fler studier på klimatnyttan för vätgasproduktion från biomassa behövs. I delar av världen där luftföroreningar i städer är ett stort problem sker satsningar på tunga bränslecellsfordon som drivs med vätgas producerad genom reformering av naturgas för att endast minska luftföroreningarna, trots att detta leder till lägre reducerad klimatnytta (Lee et al. 2018).

Sjöfart

Användning i färjor, båtar, transportfartyg och undervattensfordon är sjöfartstillämpningar som studeras för bränsleceller. Det har dock visat sig finnas vissa problem med bränslecellers livslängd i samband med långvarig kontakt med luft med hög salthalt och generell stöttålighet, vilket skulle innebära vissa svårigheter för bränsleceller att få genomslag i marin transport. Den mest lovande tillämpningen inom sjöfart är undervattensfordon (Alaswad et al. 2016). På grund av dessa begränsande tekniska möjligheter och bristande relevans för ersättning av undervattensfordon avgränsas sjöfart som transporttillämpning fortsättningsvis.

Flygtrafik

För användningen av vätgas i kommersiell flygtrafik är det inte bränsleceller som är av störst intresse, istället är det att ersätta flygfotogen med vätgas till förbränning som är mest relevant. Det skulle innebära kraftigt reducerade växthusgasutsläpp från den problematiska flygsektorn. I nutid och inom en nära framtid bedöms denna övergång dock sakna tekniska förutsättningar för implementering och inte som relevant inom tidsramen av detta arbete. Detta på grund av problem med lagring av tillräcklig mängd vätgas på flygplanet, hög kostnad för förnybar vätgas, brist på infrastruktur för vätgas som bränsle samt behov av strukturella förändringar av flygplanen i bruk (Baroutaji et al. 2019). Av denna anledning avgränsas denna tillämpning fortsättningsvis i arbetet.

Vätgasinфраstruktur i transportsektorn

Bristen på infrastruktur för lagring och distribution av vätgas i transportsektorn är en stor utmaning för bränslecellsfordonens möjlighet till genomslag (Alaswad et al. 2016). Offentliga tankstationer för de nya modellerna av bränslecellsfordon från Toyota och Hyundai finns enligt Pollet et al. (2019) endast i 15 länder. Ala et al. (2020) kommer fram till att bränslecellsfordonsflottan behöver öka parallellt med utbyggnad av tankstationer för vätgas, men att tillgängliga tankstationer också måste finnas för att köpviljan för bränslecellsfordon ska uppstå. För att bränslecellsfordon ska kunna ersätta befintliga fordon uttrycker Çabukoglu et al. (2019) behovet av ny infrastruktur som kan producera och distribuera hållbar vätgas. I en studie på norska förhållanden av Rosenberg et al. (2010) framgår det att lokala förutsättningar för vätgasproduktion, exempelvis i form av överskott på förnybar el, är av stor vikt för bränslecellsfordonens möjligheter. Emonts et al. (2019) identifierar behovet av lagringsmöjligheter med hänsyn till bränslecellsfordonens genomslagsmöjligheter, vilket geologiska reservoarer skulle kunna stå för i ett scenario med stor andel (30–75 %) bränslecellsfordon i trafiken. I ett sådant scenario hade transport av vätgasen också kunnat ske genom gasledning. Med en lägre andel bränslecellsfordon skulle det dock vara mer kostnadseffektivt med transport av vätgas via lastbil, alternativt tåg eller båt. Vätgasen kan också produceras vid tankstationen, antingen genom elektrolys eller reformering av biogas. Fördelen med

denna typ av tankstation är att det den är oberoende av huruvida det finns ett gasnät. Dock gör den höga kapitalkostnaden för en elektrolysör eller reformeringsanläggning för biogas att on-site-produktion av vätgas är en betydligt dyrare lösning för vätgastankstationer (Hecht & Pratt 2017).

Tankstationer för vätgas behöver även någon form av temporär lagring. Om gasen transporteras dit i en gasledning lagras den sedan i en tank och om gasen levereras med lastbil lagras den i samma behållare som den kom i. Om vätgasen levereras i vätskeform behöver den omvandlas till gasform inför lagringen. I det sista steget innan tankning kyls vätgasen ned till $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, komprimeras till ett tryck på 900 bar och lagras i en högtryckstank med ett tryck på upp till 700 bar. Dessa kan sedan i genomsnitt tankas på 850 kg per dag och 1000 kg som högst. Investeringskostnaden för tankstationer med leverans från lastbilar beräknas till ca 1,7 miljoner EUR och 2 miljoner EUR för en tankstation med leverans från gasledning (Emonts et al. 2019). Hecht & Pratt (2017) som utvärderat olika möjligheter för vätgastankstationer i USA identifierade också tankstationer dit vätgas distribueras snarare än produceras på plats som den typ av tankstation med lägst investeringskostnad. Modulstationer, det vill säga färdigkonstruerade tankstationer som bara placeras ut, var även billigare än konventionella stationer som behöver konstrueras på en viss plats. För vätgasproduktion på själva tankstationen identifierades elektrolys som ett betydligt billigare alternativ än reformering. Dessa tankstationer som jämfördes för amerikanska förhållanden hade dock en lägre kapacitet på endast upp till 300 kg vätgas per dag, jämfört med de tidigare nämnda i europeiskt sammanhang (Hecht & Pratt 2017). Rosenberg et al. (2010) bedömer att det skulle gå snabbare för bränslecellsfordon att bli konkurrenskraftiga i städer där befintligt gasnät skulle kunna utnyttjas för transport av vätgas jämfört med landsbygd utan befintligt gasnät. Enligt deras modellering skulle det kunna ske år 2025 för städer respektive 2030 för landsbygd om stora satsningar görs på infrastruktur för vätgas. Det skulle också krävas kontinuerliga teknologiska framsteg, kostnadsminskningar genom ökade produktionsvolymerna och policystöd för att stimulera initiala vätgassatsningar (Rosenberg et al. 2010).

I en modellering av potentialen för tunga bränslecellsfordon av Kast et al. (2018) identifierades en avvägning gällande behovet av mer utrymme för vätgaslagring på fordonen kontra en mer utbyggd infrastruktur som förbättrar tankningsmöjligheterna. En mer utbredd tankinfrastruktur för bränslecellsfordon resulterar att kraven på fordonens räckvidd minskar (Kast et al. 2018). Laddbara bränslecellsfordon skulle kunna utgöra en teknologisk och ekonomisk brygga och minska de initiala kraven på infrastruktur. Räckvidden som batteriet erbjuder är tillräcklig för de flesta resor för personbilar, vilket minskar behovet av vätgastankstationer, samtidigt som vätgasen ökar räckvidden för fordonet när det behövs (Lane, Shaffer & Samuelsen 2020).

3.4.2 Förbränningstillämpningar

Injicering i gasnätet

Att injicera vätgas i gasnätet är inte bara en möjlig distributionsmetod som nämnts i 3.3, utan även en potentiell tillämpning för vätgasen. I detta fall menas att vätgasen injiceras i gasnätet med syftet att sameldas med gaserna den blandas med, istället för att skilja ut vätgasen vid slutanvändningen. Metan, huvudkomponenten i naturgas, har vissa svagheter sett till förbränningsegenskaper som begränsar dess användning i vissa motorer. Att tillsätta vätgas kan då tack vare dess höga reaktivitet och förbränningshastighet förbättra verkningsgraden hos förbränningsprocesserna som gasblandningen används till (Mehra et al. 2017; Wang et al. 2014). Det finns dock vissa säkerhetsrisker i samband med inblandning och förbränning av vätgas som bland annat utgörs av brand i gasledningar och vätgasförsprödning. I ledningar med vätgaskoncentrationer under 20 % är dock risken för detta liten enligt Mukherjee et al. (2015) och enligt Mehra et al. (2017) är vätgas

utblandad med naturgas generellt mer säker än ren vätgas. En inblandning av vätgas på 20 % är enligt flera källor en nivå som skapar god balans mellan de förbättrade förbränningsegenskaperna och säkerhetsaspekterna av en ökad andel vätgas (Mehra et al. 2017; Mukherjee et al. 2015; Wang et al. 2014). Hytan, namnet på naturgas med upp till 20 % inblandad vätgas, kan enligt Wang et al. (2014) fungera i befintlig infrastruktur för naturgas. Wulfs, Linßens & Zapps (2018) inventering av demonstrationsprojekten för Power-to-Gas i Europa fram till att i majoriteten av projekten injicerades den producerade gasen i form av vätgas eller metan oftast i ett gasnät, vilket visar på att de tekniska förutsättningarna för en viss inblandning existerar redan idag. Därför är det inte främst gasnäten som begränsar denna tillämpning idag, utan snarare slutanvändarnas tekniska krav på gasblandningen (Peng et al. 2016). Här varierar dock förutsättningarna från fall till fall. Om gasblandningen ska användas i förbränningsmotorer är den tillåtna inblandningen för vätgas endast 2 % och i vissa befintliga gasturbiner kan begränsningen beroende på teknik vara så låg som <1 % eller 3–4 % enligt Altfeld & Pinchbeck (2013), som utredde förutsättningarna för användning av naturgas berikad med vätgas i Tyskland. Med några mindre justeringar kan anser de dock att upp till 5 % inblandning av vätgas kan uppnås för gasturbinerna. Denna gräns på 5 % anges också i flera standarder som högsta tillåtna värde för inblandningen (Altfeld & Pinchbeck 2013). Melaina et al. (2013) påpekar att förutsättningarna för högsta tillåtna inblandning för vätgasen med fördel kan bedömas från fall till fall.

Trots stort intresse för denna tillämpning finns det även andra frågetecken kring praktisk implementering på stor skala och lönsamhet (Wulf, Linßen & Zapp 2018). En negativ aspekt för inblandning av vätgas i naturgas är risken för ökade utsläpp av kväveoxider som orsakas av den högre temperaturen som vätgasen ger upphov till i förbränningen (Mehra et al. 2017).

Förutom att späda ut naturgas med vätgas finns alternativet att ersätta naturgasen i ledningarna helt med vätgas och låta den ta naturgasens plats i alla tillämpningar idag. Detta skulle dock kräva en väldigt stor omställning där mycket befintlig teknik skulle behöva bytas ut delvis eller helt (Boait & Greenough 2019).

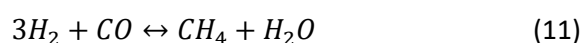
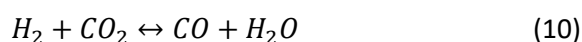
Reservkraft och peak-power genom gasturbin

Enligt Bruce et al. (2019) kan gasturbiner av typen OCGT (*Open Cycle Gas Turbine*) både passa bra som störningsreserv (elproduktion som aktiveras vid oplanerade elavbrott) och till spetsförsörjning i elsystemet (elproduktion som möter toppar i elanvändningen). Gasturbiner har låg investeringskostnad och låg fast driftkostnad, men har samtidigt höga rörliga kostnader på grund av låg verkningsgrad och dyra bränslen. Gasturbiners starttid beror på storlek och typ, och kan variera mellan 2 och 30 minuter. Moderna gasturbiner kan drivas på olika bränslen i gas- och vätskeform och kan köras på vätgas i form som en del av syngas eller genom upp till 15 % inblandning i natur- eller biogas. Den möjliga inblandningen av vätgas i gasturbiner förväntas dock kunna öka till 40 % inom en snar framtid, för att senare kunna utgöras av 100 % vätgas (Bruce et al. 2019). Tekniska svårigheter som uppstår vid förbränning av vätgas med ren syrgas i en gasturbin är framförallt hög flamtemperatur, över 3000 °C, vilket ställer höga krav på brännkammardesign och på nedkylning av lågan för att en hög inblandning ska kunna uppnås (Östberg 2017). Enligt Gibbins & Chalmers (2008) har gasturbiner med ren vätgas som bränsle lägre verkningsgrad jämfört med turbiner naturgas som bränsle. För *Power-to-Gas*-tillämpningar har elproduktion från vätgas genom gasturbiner lägre total verkningsgrad för omvandlingen el-vätgas-el än den på 30–40 % som fås genom elproduktion från bränsleceller (Bruce et al. 2019).

Produktion av elektrobränslen

Ett användningsområde för vätgas är i produktionen av så kallade elektrobränslen, vilket är förnybara kolväten i gasform eller flytande form och som väldigt enkelt kan integreras i infrastruktur för befintliga bränslen. Elektrobränslen utgör även en potentiell energibärare och kan lagra el från variabel elproduktion. Grunden ligger i att vätgas produceras från förnybar el genom elektrolys och att kolväten produceras genom olika efterföljande processvägar (Nikoleris & Nilsson 2013).

Metanisering är en process där vätgas och koldioxid kombineras för att producera metan. Enligt bland annat Bargiacchi, Antonelli & Desideri (2019) är den mest undersökta och lovande vägen för denna process genom den så kallade Sabatier-reaktionen som består av följande två steg:



Sabatier-reaktionen i reaktion 10 och 11 är alltså den omvända processvägen av reaktion 7 och 9, det vill säga ångreformerings respektive vattengas-shift-reaktionen, som presenterades i samband med möjliga produktionsvägar för vätgas från biogas (Su et al. 2016; Toro & Sciubba 2018). I motsats till ångreformeringsreaktionen är denna reaktion exoterm och sker vid högt tryck och låg temperatur, men reaktionen sker långsamt. Därför behöver en lämplig katalysator användas och temperaturen kontrolleras (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Toro & Sciubba 2018). Det finns många studier på optimal katalysator för metanisering av koldioxid, exempelvis nickel eller rutenium, men det finns fortfarande vissa tekniska och ekonomiska hinder kopplat till processen (Su et al. 2016). Samtidigt förekommer metanisering i norra Tyskland redan idag, vilket visar på att det finns vissa tekniska förutsättningar (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019).

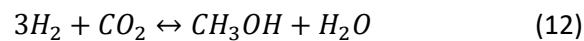
Det finns många anledningar till att vilja använda vätgas till att producera metan. De flesta anledningarna är kopplat till konceptet *Power-to-Gas*. Medan det ur vissa perspektiv finns fördelar med att behålla vätgasen i ren form finns det även fördelar med att låta vätgasen kombineras med koldioxid och bilda metan (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Nikoleris & Nilsson 2013; Su et al. 2016; Toro & Sciubba 2018). En anledning är att metan är mycket enklare att lagra än vätgas (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Toro & Sciubba 2018). Uppskattningsvis krävs det fyra till fem gånger mindre lagringsutrymme för metan jämfört med lagring av samma mängd vätgas (Budny, Madledner & Hilgers 2015). En annan stor fördel med metan är att det är den största beståndsdelen i naturgas, som år 2015 stod för 22 % av världens primärenergi. Detta innebär att naturgas har en stor mängd kommersiellt tillgängliga användningsområden och en befintlig infrastruktur för dess lagring och distribution (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019). Möjliga användningsområden för metan är exempelvis i transportsektorn eller för värme- och elproduktion i kraftvärmeverk (Toro & Sciubba 2018). Det är även ett kort steg från metan till syntetisk naturgas, vilket kan matas direkt in i gasnätet (Su et al. 2016).

En styrka med produktion av metan från koldioxid och vätgas producerad genom elektrolys med förnybar el är att klimatnyttan som uppnås. Denna åstadkoms genom att koldioxid binds in i ett bränsle istället för att bara släppas ut och bidra till växthuseffekten. Produktionen kan alltså skapa negativa utsläpp från en process som annars ger upphov till koldioxid som restprodukt. Koldioxiden frigörs först när metanen förbränns och skapar alltså ett högre värde på den utsläppta koldioxiden genom ytterligare ett användningssteg (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Su et al. 2016; Toro

& Sciubba 2018). Ett högre pris på koldioxidutsläpp i framtiden genom skarpare styrmedel kan göra att denna fördel ökar i betydelse rent ekonomiskt (Toro & Sciubba 2018).

Nackdelen med metanproduktion genom Power-to-Gas är energiförlusten som uppstår i omvandlingarna. Enligt Toro & Sciubba (2018) är omvandlingseffektiviteten från vätgas till metan cirka 90 %. Elektrolysören bedöms dock ha störst påverkan på den totala verkningsgraden för processen från el till metan (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Toro & Sciubba 2018). Enligt Bargiacchi, Antonelli & Desideri (2019) är energieffektiviteten från el till metan, med vätgas som intermediär, cirka 70 %. Elektrolysören har även störst påverkan på investeringskostnaden. Simuleringar för processvägen ger upphov till en uppskattad kostnad på ca 53 EUR/MWh för metan producerad genom elektrolys samt Sabatierprocessen. Förutom investeringskostnaden bedöms priset bero till stor del på elpriset, vilket talar för att överskottsel från en stor andel intermittent, förnybar elproduktion skapar bättre förutsättningar för denna process (Toro & Sciubba 2018)

Även metanol kan vara ett relevant bränsle att producera från förnybar vätgas, eftersom bränslen i vätskeform istället för gasform ofta innebär förbättrade lagringsmöjligheter. Genom följande reaktion, som görs efter omvänd vatten-gas shiftreaktion, bildas metanol (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019):

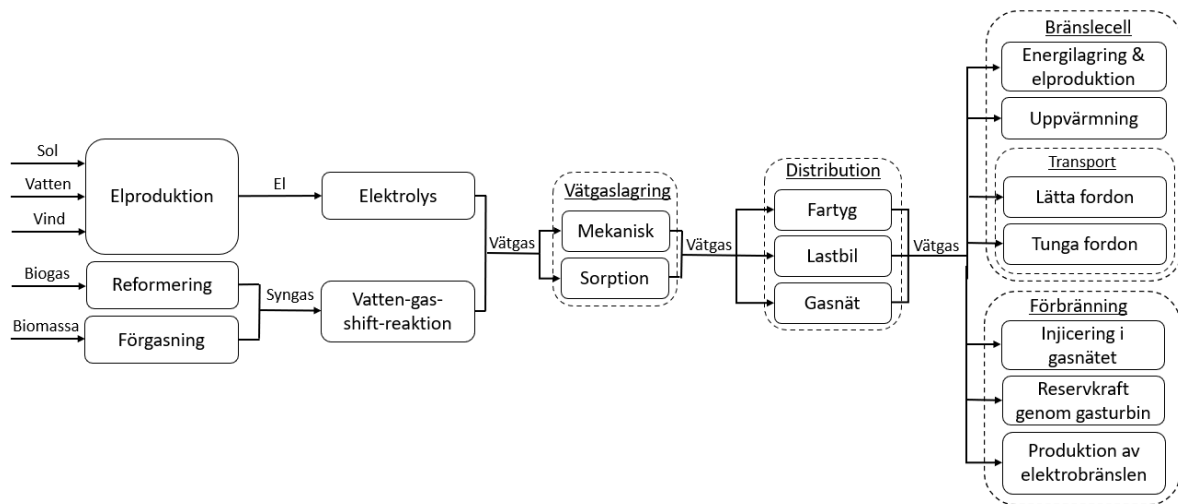


Den tekniska potentialen har bevisats för denna process genom pilottester, men har haft blandade resultat med avseende på omvandlingseffektivitet. Jämfört med metanisering är processen dock mer komplicerad med högre tryck och temperatur och medför större kostnader (Bargiacchi, Antonelli & Desideri 2019; Nikoleris & Nilsson 2013). Samtidigt är det kostnaden för själva elektrolysören för att producera vätgas som är så pass hög att Nikoleris & Nilsson (2013) drar slutsatsen att lagring av el i elektrobränslen inte är ekonomiskt försvarbart, oavsett specifikt elektrobränsle.

Det finns ytterligare processvägar för produktion av andra elektrobränslen, till exempel etanol, dimetyleter eller syntetisk diesel direkt från vätgas och koldioxid eller vidare från metanol. Dessa processer är mer komplicerade med lägre och energi- och omvandlingseffektivitet samt större krav på lämpliga katalysatorer, vilket gör det svårare att få processerna med dessa slutprodukter ekonomiskt försvarbara (Nikoleris & Nilsson 2013). Eftersom de tekniska nackdelarna för denna tillämpning förstärks av produktion av elektrobränslen med mer komplex struktur än metan, utan att fördelarna skiljer sig märkvärt så är det produktion av metan som fortsättningsvis utvärderas med hänsyn till produktion av elektrobränslen.

3.5 ÖVERSIKT AV DE TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGARNA FÖR FÖRNYBAR VÄTGAS

Utifrån litteraturanalysen av de tekniska förutsättningarna för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas kan följande systemschema som presenteras i Figur 5 användas för att förklara deras samband och illustrera potentiella värdekedjor. Endast de element med tillräcklig teknisk mognad enligt arbetets avgränsningar inkluderas i systemschemat. Figuren kommer att användas i arbetets senare delar för att kunna analysera den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas i Skåne.



Figur 5. Systemschema över förnybar vätgas som energibärare.

4 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FÖRNYBAR VÄTGAS I SKÅNE

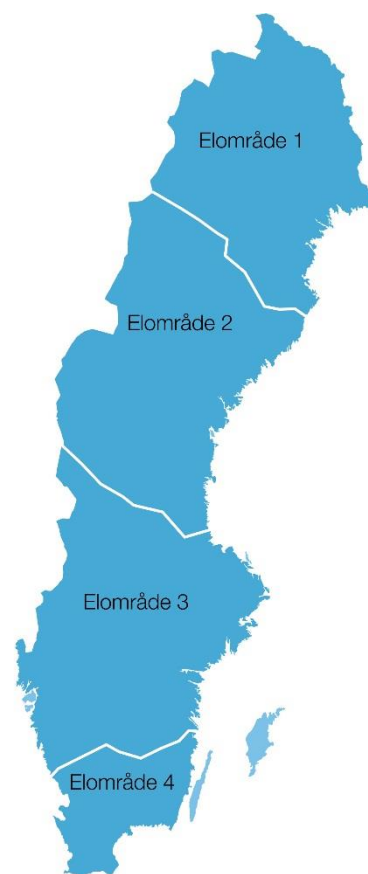
Skåne är en av Sveriges storstadsregioner och har en befolkning på över 1,3 miljoner människor, koncentrerade till de västra delarna av regionen kring Malmö, Lund och Helsingborg. Parallellt med dessa större städer har Skåne även en flerkärnig ortstruktur med många självständiga orter med olika förutsättningar, vilka resulterar i olika krav på exempelvis på transportsystemet. En annan geografisk aspekt är att Skåne är en del av Öresundsregionen, vilket innebär att en tät samverkan med Danmark är möjlig och i vissa fall nödvändig. Skåne utgör dessutom en viktig förbindelse mellan Sverige och övriga Europa (Region Skåne 2018a).

De tekniska förutsättningarna som beskrivits för förnybar vätgas i avsnitt 3 målar upp bilden för vad som är tekniskt möjligt för förnybar vätgas. Denna del av rapporten beskriver i sin tur de regionala förutsättningarnas påverkan på den praktiska potentialen för förnybar vätgas i just Skåne.

4.1 EFFEKTFRÅGAN

Effektbrist definieras som när efterfrågan på el i ett visst ögonblick överstiger tillgången till el i samma ögonblick. Effektbrist kan uppstå vid överbelastning av elnäten, vid driftstörningar eller då efterfrågan på el blir osedvanligt hög. Bristen kan hanteras antingen genom att aktivera reservkraft som kan generera mer el, importera el från utlandet förutsatt att elen inte efterfrågas där eller i värsta fall genom att manuellt koppla ifrån vissa användare och på vis minska lasten i ett visst ögonblick (Energimyndigheten 2020).

I Figur 6 visas indelningen av Sveriges elområden. Skåne är en del av elområde 4. I detta område är den regionala elproduktionen under ett år lägre än den regionala användningen av el. Därmed behöver el överföras från elområde 3 i Sverige eller importeras från grannländerna, främst Danmark eller Tyskland. Överföringsförmågan från de närliggande områdena är dock begränsad och hög efterfrågan på el i elområde 4 kan dessutom sammanfalla med en hög efterfrågan i angränsande områden. Effekttoppar uppstår när elanvändningen i ett visst ögonblick är mycket hög, till exempel under kalla vinterdagar när uppvärmningsbehovet är stort samtidigt som industriprocesser med stort elbehov är i drift. Effekttoppar, tillsammans med den begränsade överföringsförmågan från angränsande områden, gör att effektbrist riskerar att uppstå. Hittills har inte manuell frånkoppling behövt ske eftersom extra kraft har kunnat genereras för att möta toppen, i kombination med andra åtgärder som i vintras resulterade i att 255 MW frigjordes i befintliga elnät (Sydsvenskan 2019). En av åtgärderna är att Heleneholmsverket, som tidigare drevs med naturgas men som stängde när koldioxidskatten höjdes, får vara en del av effektreserven och då drivs med biogas (Schoug 2019). Däremot produceras allt mindre el från kraftvärmeverk i Skåne. Under perioden 2010-2017 minskade produktionen från 3,1 TWh till 1,2 TWh (Statistiska Centralbyrån 2020a). Öresundsverket är ett exempel på kraftvärmeverk som har



Figur 6: Karta över Sveriges elområden (Energimyndigheten 2019b)

tagits ur bruk på senare tid³ (Svenska Kraftnät 2019a). Istället stod vindkraft för 1,7 TWh av elproduktionen i regionen år 2017 (Statistiska Centralbyrån 2020a). Detta innebär att mängden planerbar elproduktion har minskat. Att Skåne är en expansiv region som dessutom har ett flertal planerade projekt med stort elbehov leder till att utmaningen blir större (Adielsson 2019). Redan idag är elnätet i Malmöregionen särskilt belastat (Svenska Kraftnät 2019b).

Det finns flera planerade och pågående projekt som syftar till att förstärka överföringskapaciteten mellan elområde 4 och omkringliggande områden. Sydvestlänken håller på att byggas och beräknas kunna tas i drift i slutet av 2020 (Svenska Kraftnät 2019c). Förstärkningen är dock inte färdigställd, utan två ledningar till behöver förnyas och detta förväntas vara genomfört år 2024 (Svenska Kraftnät 2019b). Denna förstärkning motsvarar ungefär det effektbortfall som har orsakats av att två reaktorer i Barsebäck har avvecklats (Svenska Kraftnät 2019c). Hansa Power Bridge förstärker överföringskapaciteten mellan Sverige och Tyskland och beräknas vara i drift år 2026 (Svenska Kraftnät 2017). Andra förstärkningar av betydelse är sträckan Barsebäck-Sege (Svenska Kraftnät 2019d) och sträckan Hurva–Sege (Svenska Kraftnät 2019e). Även om dessa förstärkningar ökar kapaciteten för överföring in till elområde 4 kvarstår dock frågan om kapaciteten i de regionala och lokala elnäten. Enligt Evander & Larsson (2019) delar lokala nätägare i Skåne uppfattningen att överföringen från stam- och regionnät ner till lokalnät är den huvudsakliga begränsningen. En viss osäkerhet finns kring lokalnäten, men dessa uppfattas i regel ha ledig kapacitet förutsatt att nyetablering av bostäder och industri lokaliseras strategiskt. Eftersom stam- och regionnät dimensioneras för att klara den högsta effekttoppen (Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) 2016) finns det en stor samhällsnytta i att åstadkomma ett jämnare effektuttag i elnäten. Därför diskuteras bland annat olika sätt att skapa incitament för att få elkunder att reglera sin effektanvändning, ett begrepp som kallas *efterfrågeflexibilitet* (Evander och Larsson 2019). Efterfrågeflexibilitet betonas av Evander & Larsson (2019) som en viktig del av lösningen på effektfrågan. Ett jämnare effektuttag och lokala energilager skulle även kunna möjliggöra lägre krav på överföringskapacitet (Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) 2016).

4.2 GEOLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

I Anthonsen et al. (2013) kartläggs de akviferer som finns i Sverige, där några befinner sig längs den skånska sydkusten. Förvisso framhåller de osäkerheten gällande den exakta volymen hos dessa akviferer på grund av ofullständiga data om porositet och permeabilitet, men de utgör likväl ett möjligt alternativ när det kommer till lagring av gas i framtiden. Eftersom geologisk lagring av vätgas utnyttjar samma typ av utrymmen är deras kartläggning tillämpbar även i denna rapport, trots att deras artikel undersöker förutsättningar för lagring av koldioxid. Denna insamlade data är dock inte framtagen med avseende på att kunna lagra vare sig koldioxid eller vätgas, vilket gör att den behöver tolkas för dessa syften. Mer data kan dessutom bli nödvändig för att bättre kunna bedöma lämpligheten.

En rapport från Sveriges Geologiska Undersökning (2016) som är resultatet av projektet *NORDICCS: inventeringen av nordiska, geologiska utrymmen för koldioxidlagring*, konstaterar att stora kunskapsluckor fortfarande finns för samtliga lagringsutrymmen inom Sveriges gränser. Detta talar för att den tekniska mognaden för att kunna lagra vätgas i samma utrymmen är mycket låg och att även om det skulle finnas vilja för att lagra vätgas i dessa utrymmen vore det en lång väg till dess att en tillräcklig kunskapsnivå uppnås. I HyUnder-projektet undersöktes möjligheten för

³ Kraftverket är inte formellt nedlagt men har lagts i malpåse.

saltvattenakviferer där man kom fram till att det inte lär bli ekonomiskt försvarbart inom en snar framtid (se Sainz-Garcia et al. 2017; Simon et al. 2015).

4.3 GASNÄTET I SKÅNE

I Sverige finns det två större gasnät, där det ena finns i Stockholm och det andra går genom Skåne längs västkusten, se Figur 7 (Fossilfritt Sverige 2020). Detta sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungssund norr om Göteborg. (Svenskt Gastekniskt Center 2013). Det sydvästra gasnätet kallas för stamnätet och ägs av Swedegas (Svenskt Gastekniskt Center 2013). Från stamnätet kommer gasen till mät- och reglerstationer där tryck och volym regleras och där uttaget mäts för att kunna betalas. Därefter tar distributionsledningarna vid. Dessa ägs av andra företag, t.ex. Weum (Swedegas u.d; Weum u.d.). I stamnätet transporteras årligen 10 TWh naturgas (Fossilfritt Sverige 2020). Utöver stamnätet finns det lokala nät i flera skånska orter och tätorter, till exempel i Ängelholm, Helsingborg, Lund, Dalby, Söndra Sandby, Bjärrred och Kristianstad. En del av dessa är anslutna till stamnätet, medan andra är fristående (Energimarknadsbyrån 2020; Svenskt Gastekniskt Center 2013).



Figur 7: Det svenska stamnätet för gas, inklusive distributionsledningar (Weum u.d.).

Det finns inget formellt regelverk som begränsar mängden vätgas som kan injiceras i svenska gasnät, istället ligger den rent praktiska gränsen på 2 volymprocent för delar av gasnätet med nedströms anslutna tankstationer för fordonsgas. Detta beror på att tankstationer för fordonsgas kräver att gasen de använder innehåller minst 97 % metan. Trots den låga begränsningen är det fortfarande möjligt för motsvarande 70 GWh vätgas att kunna blandas in i gasnätet, vilket kan anses vara ett högt värde innan vätgastekniken har blivit utbredd i Skåne. Nätägare får dessutom göra avsteg från detta i delar av eller hela nätet om det accepteras av kunderna (Bruce et al. 2019).

4.4 TRANSPORTSEKTORN

Precis som i övriga Sverige står transportsektorn i Skåne för en avsevärd andel av både slutlig energianvändning och de totala växthusgasutsläppen. År 2015 orsakades 37 % av koldioxidutsläppen i Skåne av transportsektorn och energianvändningen uppgick till ca 11 TWh, varav 9,5 TWh tillfördes från fossila bränslen (Länsstyrelsen Skåne 2018; Region Skåne 2018b). 8,4 TWh av energianvändning av dessa fossila bränslen var från oljeprodukter (Länsstyrelsen Skåne 2019a). Endast en mycket liten andel av drivmedlen (2 % år 2013) var regionalt producerad (Länsstyrelsen Skåne 2018). Den största delen av koldioxidutsläppen, 63 %, orsakas av personbilar. Tung lastbil och buss står för 23 % av utsläppen, vilket gör denna kategori till den näst största (Region Skåne 2018b). Inom tung transport är det godstransporter som dominerar den totala körda sträckan med 91 % av de mil som körts i regionen (Statistiska Centralbyrån 2020b). Godstransporterna koncentreras allt mer till den västra delen av Skåne (Region Skåne 2015a). Kategorin utpekas som en utmaning inför att den ska bli fossilfri (Region Skåne 2018b). Ett av målen för ett hållbart

transportsystem som definieras i Skånes klimat- och energistrategi är att utsläppen av växthusgaser från transporter år 2030 ska vara minst 70 % lägre än år 2010, vilket dock inte omfattar luft- och sjöfart (Länsstyrelsen Skåne 2018).

Enligt Region Skåne (2015a) är en stor del av godstransporterna i Skåne transit, vilket betyder att deras startpunkt och slutdestination ligger utanför regionen. Skåne konstateras vara en nod som förbinder Sverige med kontinenten. Från Skåne transporteras gods till resten av Sverige, Finland, Norge, Danmark och längre ut till västra och östra Europa. De nationella trenderna talar för att transporterna både inom och genom Skåne kommer att fortsätta öka och att dessa fortsatt domineras av vägtransporter, som utgjorde 85 % av all godstransport 2013. Ökad handel med östra och västra Europa förväntas leda till fler transittransporter, samtidigt som befolkningsökningen i regionen leder till ökad mängd intraregional godstransport. Det är även transittransporterna som står för en stor del av värdet i godstransporterna (Region Skåne 2015a). Öresundsförbindelsen, samt hamnar i Trelleborg respektive Malmö, utgör dessutom delar av det transeuropeiska stomtransportnätet som har utsetts av EU, varvid framkomligheten blir särskilt betydelsefull (Region Skåne 2018a). De många hamnarna gör Skåne till en hamnregion och denna roll har förstärkts under senare år i takt med att utrikeshandeln har ökat. Regionen har därför stor betydelse för Sveriges import och export (Region Skåne 2015b).

4.5 FJÄRRVÄRME

Eftersom elektrolysörer och bränsleceller utför energiomvandlingar inom ett temperaturintervall på 70–150 °C (se 3.1.1 och 3.4.1) uppkommer spillvärme som skulle kunna tillvaratas. Temperaturen vid vilken reformering sker är ännu högre (se avsnitt 3.1.2). Beroende på vald design för systemet för vätgasens produktion eller användning skulle både primär värme och sekundär värme kunna alstras i processerna enligt Länsstyrelsen Skånes (2014) definition. Låggradig värme skulle även kunna användas till att framställa mer elektricitet, alternativt höja verkningsgraden i en biogasanläggning genom att värma rötgassubstratet (Länsstyrelsen Skåne 2014). Dessa möjligheter skulle kunna utnyttjas vid stationära tillämpningar.

Spillvärme står för ungefär 10 % av den tillförda energin i det skånska fjärrvärmenätet och tillförs till tio orters fjärrvärmenät (Länsstyrelsen Skåne 2014). Att utnyttja spillvärme innebär att bränsletillförseln till fjärrvärmeproduktionen kan minska, vilket skulle kunna minska användningen av naturgas i sektorn (Länsstyrelsen Skåne 2018). Möjligheten för vätgasteknik att tillföra spillvärme till fjärrvärmenäten i Skåne beror delvis på lokalisering. Eftersom grundinvesteringen är stor vid anläggandet av en ny fjärrvärmeledning kan det vara svårt att få lönsamhet om spillvärmens alstras på en anläggning avlägsen från närmaste fjärrvärmenät. Om kvalitén på värmen är låg kan fjärrvärmenätsföretagen dessutom välja andra bränslen över spillvärmens, som då förblir outnyttjad. Kvalitén på värmen spelar även roll för huruvida en anläggning ska medges tillträde till fjärrvärmeledningen, där det endast finns en garanti om tillstånd att tillträda om värmen som levereras är primär (Länsstyrelsen Skåne 2014).

4.6 POLITISKA MÅLSÄTTNINGAR OCH STYRMEDEL FÖR FÖRNYBAR VÄTGAS

För att skapa förutsättningar för kommersiellt genomslag av förnybara alternativ finns det ofta ett behov av direktiv och styrmedel för att staka ut en startsträcka. Förnybar vätgas är inget undantag och detta avsnitt syftar till att belysa befintliga direktiv och styrmedel som kan påverka dess praktiska potential i Skåne. Vätgas har många alternativ för produktionsmetoder och användningsområden, något som tydliggörs från systemschemat i Figur 5 i del 3.5. Därför kan

styrmedel inom många olika områden påverka förutsättningarna för vätgas. Det finns också en risk för att en del direktiv och styrmedel kopplade till något av dessa alternativ inte nämns, men ambitionen är att ta hänsyn till det som har störst påverkan på den praktiska potentialen av förnybar vätgas i Skåne.

EU har genom olika direktiv som påverkar förutsättningarna för vätgas tydliggjort sin ambition att medlemsländerna bör satsa på för att uppfylla långsiktiga mål om minskade utsläpp av växthusgaser. Följande EU-direktiv och förordningar som presenteras i Tabell 3 berör specifikt vätgas inom olika områden (Floristean et al. 2019; Floristean & Brahy 2019).

Tabell 3: EU-direktiv och förordningar som påverkar förutsättningarna för förnybar vätgas.

Direktiv/förordning	Beskrivning	Berört område
Sevesodirektivet ^a	Förebyggande av kemikalieolyckor	Produktion, lagring
ATEX-direktivet ^a	Reglera utrustning och arbetsmiljö med risk för explosiv atmosfär	Produktion, lagring
Direktiv om harmonisering av medlemsstaternas lagstiftning om tillhandahållande på marknaden av tryckbärande anordningar (PED) ^b	Reglering av tillverkning och design av trycksatt utrustning för olika ämnen, varav vätgas faller in under grupp 1 (farliga ämnen och blandningar)	Produktion, lagring, distribution
Direktiv 2008/68/EC och 2010/35/EU ^b	Reglering av transport av farligt respektive trycksatt gods	Distribution
Direktiv om industriutsläpp (IED)	Reglerar utsläpp från produktion av bland annat vätgas på industriskala	Produktion
Direktiv om utbyggnad av infrastrukturen för alternativa bränslen (AFID) ^a	Definierar minimivärden för utbyggnad av infrastruktur för alternativa bränslen med icke-obligatorisk bestämmelse om vätgas	Infrastruktur för fordon
Reviderade förnybardirektivet (RED II) ^{a, b}	Sätter minimikrav på 14 % för medlemsländers slutgiltiga energiförbrukning från förnybara bränslen i transportsektorn 2030 - beskrivs som ouppnåeligt utan investeringar i produktion av förnybar vätgas	Transportsektorn
Clean Vehicles Directive ^a	Definierar gränser för utsläpp från fordon	Transportsektorn
Förordning om anordningar för förbränning av gasformiga bränslen ^b	Att relevanta tekniker för förbränning av gas ska vara tekniskt överensstämmande	Kraftproduktion
Direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas ^b	Etablerar gemensamma regler för lagring och distribution av naturgas och gaser som kan injiceras i systemet	Lagring, distribution, sektorkoppling
Elmarknadsdirektivet (Ei:s dnr 2019-100492) ^c	Handlar bland annat om huruvida nätägare själva ska kunna ha energilagring. Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag att ge förslag till hur detta EU-direktiv ska genomföras i svensk lagstiftning	Energilagring

^a Floristean et al. (2019)

^b Floristean & Brahy (2019)

^c Energimarknadsinspektionen (u.d.)

Något som saknar laga kraft men som pekar mot EU:s intresse för vätgastillämpningar är dess resolution om småskalig produktion av el och värme (2012/2930/(RSP)). I den konstateras det att mikrogeneration kommer att krävas för att nå långsiktiga mål rörande andelen förnybar energi och att medlemsnationer borde rekommendera och stödja sådana typer av småskaliga lösningar (Floristean & Brahy 2019).

Energimarknadsinspektionens förslag till hur Elmarknadsdirektivet ska realiseras i svensk lag kommer att ha betydelse för möjligheten för lokala nätägare att lagra egen el. Huvudregeln i direktivet är att nätägare inte får ha lokala energilager, men undantag finns. Ett av dessa är om lagret upprättas i syfte att säkerställa driften av distributionssystemet (Energimarknadsinspektionen u.d.).

Styrmedel och policys på nationell nivå som påverkar förutsättningarna för förnybar vätgas presenteras i tabellen nedan.

Tabell 4: Styrmedel och policys för vätgas på nationell nivå (Aronsson, u.d.).

Styrmedel/policys	Beskrivning	Berört område
Klimatlagen ^a	Anger att politiker är ansvariga för att uppnå de bestämda klimatmålen	Produktion
Skattebefriande ^a	El som används för elektrolytiska processer, exempelvis vätgasproduktion, är befriade från energiskatt	Produktion
Bonus-malus-systemet ^a	Vid inköp av fordon med inga eller låga utsläpp fås en bonus (t.ex. upp till 20 % av inköpspris för bränslecellsbuskar), medan inköp av fordon med höga utsläpp kostar extra	Transportsektorn

^a Aronsson (u.d.)

Svenska staten har inkluderat vätgas inom AFID som definieras i Tabell 3, men har inte satt några mål för utvecklingen för vätgastankstationer och har överlämnat beslut om satsningar på vätgastankstationer på regional och lokal nivå (Aronsson et al. u.d.). Samtidigt anger Floristean & Brahy (2019) att medlemsländer som inkluderar vätgastankstationer i sin plan enligt AFID ska försäkra att det till 31 december 2025 ska finnas ett tillräckligt antal vätgastankstationer för att säkerställa förutsättningarna för bränslecellsfordon att åtminstone kunna färdas på EU:s viktigaste vägnät.

I regionala strategier och planer ges inte vätgasen något större utrymme. I Skånes Klimat- och energistrategi omnämns vätgas som en del i övergången mot en hållbar vägtrafik (Länsstyrelsen Skåne 2018). I den regionala planen för infrastruktur för elfordon och förnybara drivmedel anges att de nuvarande regionala förutsättningarna för vätgasfordon är bristande, men att gasen kan ha en roll i framtidens fossilfria fordonsflotta om den nödvändiga infrastrukturen byggs ut och fordonspriserna går ner (Länsstyrelsen Skåne 2019b). Det är alltså huvudsakligen i samband med transportsektorn som vätgas framställs som att kunna ha en roll i den regionala utvecklingen.

4.7 INTERVJUER MED AKTÖRER VERKSAMMA INOM FÖRNYBAR VÄT GAS I SKÅNE

Som en del av arbetet genomfördes intervjuer med aktörer i Skåne som på olika sätt arbetar med förnybar vätgas. Ambitionen var att inkludera aktörer inom så många delar av den förnybara vätgasens värdekedja som möjligt för att få en nyanserad bild. Transkripten från intervjuerna användes som underlag till denna del med syftet att besvara frågeställningen gällande regionala aktörers syn på potentialen för förnybar vätgas i Skåne. Aktörerna som intervjuades presenteras i Tabell 5 nedan med en kort beskrivning av dess verksamhet relaterat till vätgas.

Tabell 5. Intervjuade skånska aktörer och en kort beskrivning av deras respektive verksamhet kopplat till förnybar vätgas.

Aktör	Beskrivning	Representant
Catator AB	Utvecklare och försäljare av teknik för vätgasproduktion från bränslen, exempelvis reformatorer, med huvudkontor i Lund	Fredrik Silversand, Styrelseordförande
E.ON	Ägare av tankstation för vätgas i Malmö som invigdes 2003 och som stängde ett par år senare	Lennart Bengtsson, Projektingenjör ansvarig för tankstation för vätgas i Malmö när den var i drift
Kraftringen	Undersöker hur vätgaslösningar fördelaktigt kan integreras med befintlig verksamhet inom infrastruktur för energiförsörjning, exempelvis för lagring, och strävar efter att vara en aktör i samhällsutvecklingen genom att samordna aktörer	Mikael Dennbo, Innovationsstrateg
Nordion Energi	Energi- och infrastrukturbolag som bland annat äger Swedegas och Weum och som driver projekt med Power-to-Gas, där vätgas producerat genom elektrolys med el från vindkraft omvandlas till metan genom metanisering för att kunna utnyttja befintlig infrastruktur - gasnätet, för lagring, distribution och användning	Peter Blomberg, Teamledare affärsutveckling och innovation, samt Eric van Gysel, Affärsutvecklare
Plagazi	Utvecklare och försäljare av system för vätgasproduktion genom plasmaförgasning av olika typer av avfall och som har pågående projekt runtom i Europa	Torsten Granberg, VD
Region Skåne	Utför strategiskt miljöarbete genom bevakning av utvecklingen av förnybar vätgas för potentiella tillämpningar inom transportsektorn och inom energisystemet som kan ligga i regionens samhällsintresse, samt agera strategisk samordnare av aktörer. Har tidigare köpt in EU-finansierade vätgasfordon till verksamhetens fordonsflotta och delfinansierat en tillfällig tankstation för vätgas i Malmö	Ola Solér, Miljöstrateg
Vätgas Sverige	Medlemsorganisation som jobbar med projekt för att öka kunskapen om vätgas och med EU-projekt för finansiering till infrastruktur.	Helena Tillborg, 2:e vice ordförande

Intervjuade aktörers plats i vätgasens värdekedja

Aktörerna som intervjuades representerar flera olika delar av den förnybara vätgasens värdekedja. Plagazi och Catator representerar producenter av förnybar vätgas från biomassa respektive biogas. Tankstationen som E.ON drev, vars verksamhet som Lennart Bengtsson berättade om rörde sig istället om distribution av vätgasen till transportsektorn och utbyggnad av infrastruktur. Region

Skåne har en intressant och komplicerad roll i arbetet med förnybar vätgas genom att arbeta strategiskt med regionala frågor gällande övergången mot ett fossilfritt samhälle. Samtidigt tog de dessutom själva steget att investera i bränslecellsfordon för sin interna fordonsflotta. Under perioden som de använde fordonen hade de därför även en plats i användningsdelen av vätgasens värdekedja. Vätgas Sverige är ett exempel på en aktör med sin verksamhet utanför vätgasens värdekedja, men som har en central roll i utvecklingsarbetet för alla delar av vätgasens värdekedja genom att initiera och driva på olika projekt och informera aktörer och allmänheten om möjligheterna med vätgas. Exempel på ett sådant projekt är deras arbete under perioden 2015–2018 tillsammans med Energikontoret Skåne i projektet Blue Move (Tibbelin 2019).

Flera av aktörernas verksamhet överlappar potentiella uppdelningar av verksamheter i exempelvis produktion, infrastruktur och användning. Krafringen är ett sådant exempel, med en verksamhet som Dennbo uttrycker skulle kunna utnyttja vätgas i samband med reservkraft och lagring av energi från intermitterande elproduktion, vilket också skulle kunna ha en roll i att hantera den lokala effektbristen. Det skulle alltså vara ett system som innefattar produktion från förnybar el genom elektrolys, lagring och användning genom att åter omvandla vätgasen till el, alternativt användning av vätgas inom transportsektorn. Dennbo poängterar även Krafringens intention att bli en systemaktör i samhällsutvecklingen och inte bara en leverantör av infrastruktur. Även Nordion Energi överlappar flera olika delar av vätgasens värdekedja. Detta genom ett Power to Gas-projekt som involverar produktion av vätgas genom elektrolys, följt av produktion av metan genom metanisering och kan därför ses som både en producent och användare av vätgas. De fyller också en roll som leverantör av infrastruktur genom möjligheten för distribution och lagring genom gasledningar.

Anledning för aktörers verksamhet med vätgas och val av lokalisering

E.ON:s satsning på att bygga en tankstation för vätgas drevs redan under 2000-talet. Anledningen till att bedriva den verksamheten var enligt Lennart Bengtsson att det fanns ett intresse för att börja testa vätgas i transportsektorn och att anlägga pilotanläggningar för att göra det möjligt, och att det fanns pengar att tillgå för en sådan satsning. De flesta inblandade aktörer var också väldigt positivt inställda till vätgas och optimistiska gällande dess möjligheter.

För Vätgas Sverige sker inte någon specifik satsning i Skåne för tillfället, utan deras strategiska verksamhet i form av olika projekt sker med större perspektiv och som i vissa fall inkluderar Skåne. Enligt Ola Solér, utvecklingsstrateg på Region Skåne, har Region Skånes strategiska verksamhet att göra med vätgas eftersom en del av deras ansvar är regional utveckling genom utvecklingsstrategin, vilket innefattar att uppnå regionala och nationella miljömål. De ser därför det som sitt uppdrag att bevaka vätgasens utveckling och arbeta för implementeringen av fossilbränslefria lösningar, varav vätgas skulle kunna vara ett alternativ. Inköpen av bränslecellsfordonen för fordonsflottan motiverades genom delaktighet i Klimatsamverkan Skåne som inkluderade initiativ för aktörer att bli fossilbränslefria till 2020.

Mikael Dennbo ser att Krafringen utforskar vätgasens möjligheter som en del av uppfyllandet av deras uppdrag att driva framtidens energilösningar, i och med att han anser att vätgasen kan spela en viktig roll i energisystemet för hållbarhet, leveranssäkerhet och för konkurrenskraft. Han ser det även som inom Krafringens uppdrag att hantera effektbristen i regionen och att elektrolys från vindkraft och solkraft vid låga elpriser, följt av lagring av vätgasen som sedan kan omvandlas till el vid behov kan ha en plats för att bemöta den problematiken. Han uttrycker även ett intresse för vätgasens roll i ökad självständighet och resiliens genom off-grid-lösningar, vilket han ser hade kunnat vara fördelaktigt i enskilda fall. För Nordion Energi anges anledningen till lokalisering av

vätgassatsningar i Skåne att vara tillgången till gasnätet som finns på plats i Sydsverige, speciellt med hänsyn till den bristande infrastruktur som finns i övrigt för lagring och distribution av vätgas i Sverige.

Anledningen till att Torsten Granberg från Plagazi valde att påbörja verksamheten med plasmaförgasning var på grund av den potential han såg i samband med att ha kört en plasmaförgasare i St Petersburg år 2007 och i den rena syntesgas som producerades, samt de låga produktionskostnaderna av vätgas som processen gav upphov till. Företagets huvudkontor är lokaliserat i Båstad på grund av bosättning där, samt tidigare professionella band till Skåne, och inte så mycket på grund av extra intresse för vätgas i området. Catators verksamhet började inte med vätgasproduktion, men debatten kring vätgasens möjligheter som drivmedel för fordon under 90-talet fick företaget att börja arbeta med vätgasframställning genom ångreformering, samt bränslekonvertering till vätgasrika blandningar. Enligt Fredrik Silversand från Catator blev valet av företagets lokalisering i Lund naturligt till följd av studier på Lunds Tekniska Högskola, trots att deras försäljning inte sker i större utsträckning i närområdet utan mer internationellt.

Tekniska möjligheter och hinder

Samtliga aktörer uttrycker sig positivt över vätgasens tekniska möjligheter. Elektrolysörer nämns specifikt som något med hög teknisk mognad av flera av de intervjuade aktörerna, med flera exempel på kommersiella tillämpningar runtom i världen idag. Fredrik Silversand från Catator uttrycker att de tekniska hindren för vätgas huvudsakligen ligger i logistiken kring produktion och distribution. Produktion från el innebär energiförluster, som ytterligare förstoras vid tillämpningar där vätgasen omvandlas tillbaka till el. Hinder i samband med distribution uttrycker Silversand har att göra med det höga trycket som vätgas lagras under, vilket framförallt resulterar i en säkerhetsrisk i kommersiella sammanhang när många människor ska hantera den, exempelvis i samband med tankning av fordon. Denna säkerhetsaspekt är något som Ola Solér från Region Skåne berättar påverkade dem i samband med tankningen av de bränslecellsfordon de nyttjade en period, vilket krävde att användare gick säkerhetsutbildningar och som begränsade vilka som kunde använda fordonen. I intervjun uttrycker dock Solér att mycket mer är på plats gällande säkerhetsaspekten idag, då marknad och kompetens har utvecklats. Även Lennart Bengtsson, E.ON. berättar att säkerhetsfrågan kring E.ON:s tankstation var det största frågetecknet, men att det rent tekniskt inte var några problem efter en korrekt utförd riskanalys och en bra dialog med lokal räddningstjänst om hur anläggningen fungerade.

Peter Blomberg och Eric van Gysel från Nordion Energi uttrycker sig väldigt positivt om möjligheterna för hur vätgas kan hjälpa dem uppnå deras målsättningar om 100 % biogas i deras gasnät. Sektorkopplingen mellan el-gas-fjärrvärme som vätgas erbjuder anges dessutom som väldigt intressant. Power to Gas genom metanisering och lagring i gasnätet skulle på längre sikt kunna balansera elnätet. Det är i metaniseringen av vätgasen som de nuvarande största tekniska utmaningarna ligger, eftersom det är en mindre beprövad teknik med endast 2–4 pilotanläggningar i Europa. Solér, Region Skåne, berättar att de bevakar den roll som vätgas kan spela i energisystemet när det kommer till säsongslagring av energi och hur det kan användas för att minska risker i region- och lokalnät. Han uttrycker att vätgaslagring är ett billigare alternativ för säsongslagring än batterier, men att det i dagsläget ändå är för dyrt. De exempel som har genomförts hittills är enligt Solér på mindre skala och har utförts av enskilda bostadsbolag som anser att de får tillbaka investeringen genom att värdet på huset ökar. Solér ställer sig dock tveksam till detta och att menar på att man bör vara försiktig för utveckling av ö-drifter som han anser endast kommer höja merkostnaderna. Solér berättar att säsongslagring i byggnader kan ha en plats inom samhällskritisk infrastruktur som sjukhus eller centraler, men att sådana satsningar annars bäst görs av exempelvis Kraftringen som

kan göra det samhällsekonomiskt fördelaktigt genom att exempelvis undvika kostnader för nätutbyggnad och generellt integrera ett större systemtänk.

Torsten Granberg från Plagazi som berättar om deras verksamhet med plasmaförgasning och är väldigt positivt inställd till dess möjligheter. Han poängterar att det baserat på molekylär struktur är mer energikrävande att spjälka vatten jämfört med kolhaltigt avfallsmaterial. Han ifrågasätter även den vanliga bilden av plasmaförgasnings höga elförbrukning som ofta poängteras som ett tekniskt hinder och uttrycker att mycket energi återvinns genom värmeväxling av gaser. Granberg refererar till pågående projekt med plasmaförgasning i Tyskland och Schweiz som bevis för teknikens möjligheter.

En möjlighet för specifikt Skåne som Tillborg, Vätgas Sverige, berättar om är den geografiska närheten till Danmark och Tyskland där vätgas är av större intresse. Hon fortsätter med att vi i Skåne dessutom har problemen med kapacitetsbrist och effektfrågan genom att majoriteten av elen produceras i norra Sverige och konsumeras mer i södra Sverige, och flaskhalsarna i transporten av elen söderut. Därför uttrycker hon att det finns ett intresse av att öka elproduktionen i södra Sverige, men att närheten till Danmark och Tyskland i detta fall förhindrar den utvecklingen på grund av de låga elpriserna som uppstår vid överskott av variabel förnybar elproduktion. Det skulle dock vid dessa lågpristillfällen kunna finnas en möjlighet att lagra denna el i vätgas för att senare omvandla tillbaka den till el för att parera effektoppar och plana ut effektbristen.

När det kommer till perspektiv på teknik på längre sikt uttrycker exempelvis Fredrik Silversand, Catator, att det är troligt att vätgas och bränslecellsteknik är en del av framtidens energisystem, med ett potentiellt genombrott om cirka 10 år, men att det samtidigt kommer finnas många andra alternativ på grund av en utveckling på alla fronter. Mikael Dennbo, Krafringen, ser också stora möjligheter med vätgas i framtidens energisystem. Han uttrycker att den pusselbiten som saknas i samband med fortsatt tillväxt av vindkraft och solceller är långtidslagring av den intermittenta energi som de producerar. På grund av att batterier är så pass dyrt att använda för sådan lagring ser han stora möjligheter för vätgas i detta sammanhang. Tidshorisonten som Dennbo ser är att vätgas kan ha kommit en bit på vägen till 2030, men att det är till 2045 som vätgas kan vara en riktig "game changer" i energibranschen.

Möjligheter och hinder genom befintliga lagstiftningar och styrmedel

Ingen aktör nämner något problem med nationell lagstiftning. Lennart Bengtsson från E.ON poängterar att en bra dialog med lokal räddningstjänst behövs när exempelvis en gastankstation ska anläggas. Torsten Granberg från Plagazi berättar att definitionen av grön vätgas definieras i EU-lagstiftning som producerad ur elektrolys och därför utesluter vätgas producerad från biomassa, trots att denna i kombination med CCS till och med har negativa utsläpp av koldioxid. Detta påverkar säljkraften hos denna vätgas, som enligt Granberg på grund av definitionen "inte räknas" i olika sammanhang.

En möjlighet med vätgas i samband med befintlig lagstiftning som Mikael Dennbo från Krafringen berättar om är hur vätgas skulle kunna möjliggöra delning av självproducerad, förnybar energi, exempelvis från solceller, fastigheter sinsemellan genom att använda vätgas som energibärare.

Helena Tillborg från Vätgas Sverige uttrycker att vätgas inte är en tillräckligt stor del av befintliga styrmedel och även Ola Solér, Region Skåne, anser att det finns en brist på riktade stöd. Samtidigt innefattas vätgas i mer generella styrmedel, exempelvis genom möjlighet att söka bidrag i Klimatklivet. Där påpekar dock både Tillborg och Solér att vätgaslösningar nedprioriteras på grund av dess höga kostnader kontra klimatnytta, vilket är det som används för att jämföra ansökningar.

Båda nämner även bonus-malus för fordon som även gynnar bränslecellsfordon. I detta sammanhang föreslår Fredrik Silversand, Catator, att det kan vara relevant med en miljöbilspremie för bränslecellsfordon i framtiden då tekniken är mer befäst.

Mikael Dennbo från Krafringen uttrycker att deras verksamhet är i ett för tidigt skede för att kunna uttrycka sig om hur styrmedel kan påverka, men ser samtidigt att olika typer av stöd kan ha en påverkan framöver för att få ekonomi i investeringar. Han poängterar även att EU har fått upp ögonen för vätgas som del av framtidens energisystem och därför erbjuder stöd. Samtidigt uttrycker Fredrik Silversand från Catator samt Peter Blomgren och Eric van Gysel från Nordion Energi, att det finns behov för nationellt stöd i form av subventioner, driftstöd och/eller utveckling- och forskningsstöd för vätgassatsningar.

Blomgren och van Gysel, Nordion Energi, poängterar att det i dagsläget saknas ett system för att få ersättning för negativa utsläpp, vilket annars hade kunnat gynna denna tillämpning av vätgas som utgör en koldioxidsänka. De uttrycker också att det krävs ett högre pris på koldioxid, närmare 1150 kr per ton, för att göra vätgaslösningar mer konkurrenskraftiga.

Plagazi och Catator, som båda är aktörer med en pågående verksamhet som inkluderar praktiska tillämpningar och försäljning av produkter kopplad till produktion av förnybar vätgas, svarade att de upplever ett större intresse av vätgas utomlands och att mer händer internationellt jämfört med i Sverige. Sverige anges till och med anges som en sekundär marknad av Fredrik Silversand från Catator, trots företagets lokalisering i Lund. Bristen på svenska vätgassatsningar reflekteras även i att de vätgasfordon som tidigare var en del av Region Skånes fordonsflotta behövde tankas i Danmark under en stor del av tiden som de användes, på grund bristen av tankstationer för vätgas i Sverige. Även aktörerna med mer strategisk verksamhet i med förnybar vätgas, t.ex. Vätgas Sverige, får stöd huvudsakligen genom EU-finansierade projekt uttrycker Tillborg från Vätgas Sverige. De vätgasfordon som Region Skåne använde finansierades även de delvis inom ramen för EU-projekt. Vad Tillborg från Vätgas Sverige trycker på i intervjun kopplat till detta är ett behov av en nationell vätgasstrategi.

Fredrik Silversand, Catator, uttrycker att pengarna för vätgassatsningar ofta läggs på prestigeprojekt som kan få större publikt genomslag, snarare än där de kan påverka förutsättningar för tekniken att få genomslag. Utan några andra typer av åtgärder finns det enligt Silversand risk för Sverige att hamna på efterkälken jämfört med andra länder.

Ekonomiska möjligheter och hinder

En ekonomisk möjlighet med vätgaslösningar som Helena Tillborg, Vätgas Sverige, påpekar är att den pågående tekniska utvecklingen kommer resultera i att priserna för vätgas kommer sjunka över tid. Ur det hänseendet är det positivt att det redan händer en del med vätgas runt om i världen eftersom att även Sverige kommer tjäna på de tekniska framsteg och de reducerade kostnaderna som redan har gjorts och som fortsätter göras genom att andra länder satsar på det.

Helena Tillborg från Vätgas Sverige poängterar att alternativkostnaderna är viktiga att tänka på gällande de ekonomiska förutsättningarna för vätgas. Ekonomiska styrmedel behöver göra så att fossila bränslen står för kostnaderna som uppstår från utsläppen av växthusgaser och gör att vätgaslösningar inte är lika dyra i jämförelse. Även Solér hänvisar till alternativkostnaden i form av att batteridrivna fordon kan komma att ha samma inköpspris som fossildrivna fordon redan innan 2025, med undantag för tunga fordon som kör långa sträckor. I relation till denna ekonomiska aspekt har alltså bränslecellsfordon en lång bit kvar enligt Solér, men utveckling pågår. Vidare konstaterar Solér att det är kostnaden för fordon och tankstationer som är de viktigaste ekonomiska aspekterna

för vätgasfordon. Han påpekar att det har funnits aktörer som har erbjudit Skånetrafiken delfinansiering för att köpa in bränslecellsbusar, men att de istället satsat på batteridrivna busar på grund av att de är billigare och det är lättare att bygga ut den nödvändiga infrastrukturen. Han fortsätter med att batteri- eller bränslecellsdrivet fyller samma syften, förutom möjligtvis körsträckor med mycket backar där bränslecellsbusar hade kunnat fylla en nisch, men att dessa ju är få i Skåne. Enligt Solér finns det också möjligheter för region- eller fjärrbusar att utgöras av bränslecellsbusar. Regionbusar är något som även Tillborg, Vätgas Sverige, berättar skulle kunna vara ett alternativ för bränslecellsbusar, samtidigt som hon gör det tydligt att man inte bör ersätta biogasbusar med bränslecellsbusar med hänsyn till klimatnytta eftersom att biogas också är ett bra bränsle. Ett syfte med elektrifierade busar i stadstrafik som hon påpekar, antingen batteri- eller bränslecellsdrivna, är minskade nivåer av buller och emissioner jämfört med busar med förbränningsmotorer.

Solér ser framförallt att bränslecellsfordon skulle kunna ha en roll att fylla i form av tunga, långt gående transporter – bränslecellslastbilar, och att det finns tecken på att dessa är på väg i form av tester i Schweiz, planer från tillverkaren Nikola att lansera en bränslecellslastbil och vissa indikationer från Scania i Sverige. Han berättar att han har försökt att hitta prognoser om bränslecellslastbilar på längre sikt och har fått indikationer att det till 2030 kan bli billigare med bränslecellsfordon för tunga transporter jämfört med både fossil- och batteridrivna, men konstaterar att det också beror på utvecklingen av batterier och att det samtidigt kommer krävas stödsystem.

Solér konstaterar att en faktor som gör det svårare för vätgas att etablera sig är att det nationellt satsas på flytande biogas genom statliga subventioner i dess alla led och att stora aktörer som Volvo och Scania har på grund av detta, samt faktumet att det finns en internationell marknad för gasfordon, redan börjat gå i den riktningen. Tillborg från Vätgas Sverige uttrycker dock att Sverige inte är ett gasland och att satsningar sker i större skala kopplat till el och stora kraftverk och att infrastruktur för gas i stor utsträckning saknas. Samtidigt konstaterar hon att Skåne som ju har satsat på biogas är ett undantag, och att detta kan göra att vätgas ses som ett hot mot biogas i Skåne när det istället borde ses som olika, kompletterande lösningar. Hon berättar också att man kan reformera biogas till vätgas så att man även med ett vätgasfokus hade kunnat ta tillvara på biogasen. Solér uttrycker att han personligen tror mer på vätgas än på biogas av anledningen att vätgas har potential att bli billigare eller åtminstone lika billigt som fossila alternativ på sikt, vilket enligt Solér biogas inte har. Han anser att detta behöver tas hänsyn till i utformning av styrmedel och att subventioner kan vara värt att fördela till vätgas för att skapa bättre förutsättningar för kunna nå konkurrenskraftiga priser på vätgas och att det finns svenska aktörer som skulle ha nytta av ett sådant industristöd. Solér fortsätter med att poängtera att utvecklingen av elektrolysörer går snabbt och att det finns indikationer att vätgas producerad från elektrolys kan bli billigare än vätgas producerad från naturgas redan 2030.

I intervjun med Lennart Bengtsson som var ansvarig för E.ON:s vätgastankstation som drevs tidigt 2000-tal uttrycker han att det inte fanns ekonomiska hinder, eftersom att Sydkraft då ville ha ett framtidsinriktat pilotprojekt och att tillräcklig finansiering fanns. De ekonomiska hinder som Torsten Granberg, Plagazi, uttrycker handlar om svårigheterna att få investerare att tro på ny teknik och konkurrensen med elektrolys som produktionsmetod för vätgas. Tillborg, Vätgas Sverige, uttrycker också att ett hinder är allmän acceptans för ny teknik.

En aspekt som påverkar de ekonomiska möjligheterna för Nordion Energis satsning på metanisering är marknaden för biogas, där Peter Blomberg och Eric van Gysel uttrycker att biogasmarknadsutredningen som nu är på remiss kan spela stor roll för införandet av olika stöd. Ett

nuvarande hinder är enligt dem ett ojämnt spelfält kontra biogas producerad i Danmark som blir dubbelt subventionerad genom stöd i produktionsled i Danmark och konsumentled i Sverige, vilket de hoppas att biogasmarknadsutredningen kan bemöta.

Mikael Dennbo, Kraftringen, uttrycker att det är svårt att få ekonomi i de vätgaslösningar de tittar på – elektrolys, och att det krävs maximering av intäktskällorna genom att nyttja samtliga intäktströmmar i form av att sälja restprodukter, exempelvis att från elektrolys sälja spillvärme till fjärrvärmnät och syrgas till sjukhus. På längre sikt, till 2030 eller åtminstone 2045, tänker han sig att kostnaden för de flesta av komponenter i elektrolysören kommer sjunka, vilket kommer att skapa bättre ekonomiska förutsättningar och kan driva på utvecklingen. Ett ekonomiskt hinder för elektrolys som Tillborg, Vätgas Sverige, konstaterar är att kostnaderna vid liten skala är höga, vilket är problematiskt framförallt i samband med introduktion av tekniken. Även Nordion Energi uttrycker att det är dyrt i liten skala och att det för deras verksamhet med metanisering dessutom är ett problem att det inte finns tillräckligt stor biogasproduktion för att ens kunna skala upp verksamheten tillräckligt.

Silversand, Catator, ser att den huvudsakliga ekonomiska möjligheten för alla gröna satsningar, vätgas inkluderat, ligger i den omställningen mot förnybara lösningar som måste ske för att förhindra effekterna av klimatkrisen. Eftersom att det kommer bli viktigare och viktigare i framtiden tror han att förutsättningarna kommer att fortsätta bli bättre för gröna affärsverksamheter och att det blir svårare för de verksamheter som inte ställer om, vilket slutligen kommer att resultera i ett paradigmskifte.

En möjlighet som Nordion Energi också ser för vätgas är för inblandning med natur- och biogas, där frågan just nu är hur mycket vätgas som kan blandas in utan att bli ett problem för olika kundkategorier. En sådan inblandning finns det enligt Peter Blomerg och Eric van Gysel speciellt intresse för på EU-nivå. Det skapar samtidigt möjligheten att använda den befintliga infrastrukturen för att transportera vätgasen, men hindret ligger i att vätgasen är en så pass liten molekyl att den exempelvis lätt kan läcka ut från ventiler.

Andra hinder

Ett annat hinder som Tillborg, Vätgas Sverige, för fram är att kunskapsnivån gällande vätgas generellt sett är låg bland beslutsfattare på olika nivåer, vilket beror på att det är en ny teknik som kräver ett annorlunda sätt att tänka, samt att det finns förutfattade meningar om vätgas. Ett exempel som Tillborg tar upp är att många ser Hindenburg-olyckan framför sig när det kommer till vätgas och att man tror att det är ett farligt ämne. En låg kunskapsnivå hos beslutsfattare nämner Tillborg också blir ett problem när det kommer till utformning av styrmedel och att man ofta inte får med vätgas i dem.

Risker och hot för verksamhet

Tillborg, Vätgas Sverige, uttrycker att de inte ser några risker eller hot för sin verksamhet med Vätgas. Lennart Bengtsson, E.ON, berättar att de under verksamheten med tankstationen inte upplevde några hot, förutom en rädsla gällande vätgasens explosionsrisk, vilket han uttrycker är obefogat eftersom att det historiskt sett har skett väldigt få olyckor kopplade till vätgas. Även Torsten Granberg, Plagazi, upplever att rädslan för explosionsrisk med vätgas är ett möjligt hot för deras verksamhet. Han poängterar vikten av att man bör ha respekt för gasen och veta vad man håller på så att det inte sker något stor olycka, vilket skulle elda på rädslan för vätgas. Detta är något som även Mikael Dennbo, Kraftringen, menar är ett hot för vätgasen. Han drar parallellen till att

olyckor med elbilar får mer uppmärksamhet än bränder i fossildrivna bilar bara för att, trots att de är mer brandsäkra, eftersom skepsis ofta riktas mot ny teknik.

Peter Blomberg och Erik van Gysel från Nordion Energi uttrycker att hoten mest är relaterade till att lämpliga kommersiella förutsättningar behöver komma på plats och att långsiktiga investeringar med payback-tid på 15–20 år, som deras Power to Gas-projekt, alltid innebär risker kopplat till förändringar i marknadsförutsättningar. Risken i samband med oklara marknadsförutsättningar är något som även Dennbo, Kraftringen, uttrycker, men att tydliga och långsiktiga stödåtgärder istället kan skapa möjligheter. En risk kopplat till oklara framtida förutsättningar som Granberg, Plagazi, uttrycker är att pris på fossila bränslen kan gå ner på grund av andra prioriteringar i samband de ekonomiska svårigheter som följer av Corona-pandemin. Även Peter Blomberg och Erik van Gysel, Nordion Energi, ser en risk att man i kristider som nu kan glömma bort det långsiktiga miljöarbetet.

Ett hot mot deras verksamhet som Fredrik Silversand, Catator, ser är att styrning endast sker mot andra typer av tekniker, men att det inte är troligt att det kvarstår med tanke på den riktning mot förnybara alternativ som politiken verkar röra sig mot. Han uttrycker också att det finns en risk i att det ofta överskattas vad som kan ske på kort sikt, och att det därför troligtvis inte kommer ske så mycket inom området på några års sikt, men att det i kontrast kan hända väldigt mycket på lång sikt och att det är närmare 2045 snarare än 2030 som vätgas kan ha fått tillräcklig tid på sig att slå igenom.

När det kommer till Region Skånes arbete med att bevaka vätgasens potential ser Ola Solér en risk med att inte ha några pågående projekt och därför riskerar att missa något i utvecklingen, men att de ser att det krävs en viss teknisk mognad för att kunna bygga en marknad och efterfrågan parallellt med utbyggnad av infrastruktur så att de inte kan ta tag i frågan själva. Han uttrycker att stora aktörer, exempelvis en kombination av åkerifirmor i samarbete med Scania, skulle behöva agera först för att skapa en efterfrågan på bland annat tankstationer.

Behov för fortsatt utveckling

Behoven som Ola Solér, Region Skåne, ser är att det behöver ske en teknikutveckling. För Region Skånes egen verksamhet så finns det ett intresse av vätgasbilar till deras interna bilpool men att kostnaderna är för stora just nu, samtidigt som Solér även konstaterar att det faktiskt inte finns den typen av fordon som de är ute efter med bränslecell, så ett behov han ser är ett breddat utbud av bränslecellsfordon. Ett behov i samband med detta som Lennart Bengtsson, E.ON., uttrycker är att fler fordonstillverkare behöver se fördelarna med att satsa på bränslecellsfordon.

Torsten Granberg från Plagazi ser att deras behov är att få igång ett intresse för vätgas och att börja bygga tankstationer snart som möjligt om man ska använda vätgasen för transport. Han refererar till EU-projektet European Hydrogen Highway, att man ska kunna köra vätgasfordon Oslo-Stockholm-Köpenhamn, och att man bör komma igång med det snarast. Ett annat alternativ för att komma igång är att bygga ut kommunal reservkraft med vätgas. Även Lennart Bengtsson, E.ON. ser att det finns ett behov av förnybar reservkraft med hänsyn till elbristen i södra Sverige som vätgaslager producerad under lågpristillfällen kan fylla.

Eftersom att initiala satsningar först inte är kommersiellt gångbara så uttrycker Peter Blomberg och Eric van Gysel från Nordion Energi att det finns behov av ekonomiskt stöd. Fredrik Silversand, Catator, uttrycker att de som leverantör av utrustning till de som i sin tur tillverkar kompletta system är beroende av att det finns en säljkraft för dessa kompletta system. Dessa uttrycker han har ett initialt behov av att få ner kostnaderna genom politiska initiativ och subventioner, vilket i sin tur kan

skapa en möjlighet för uppskalning av produktionsvolym, vilket också sänker produktionskostnaderna och priserna generellt så att fler har råd att köpa systemen.

Tillborg, Vätgas Sverige, förklarar att det i samband med vätgas behöver ske förändringar på många områden samtidigt – teknik, produktion och marknad. Hon drar slutsatsen att många aktörer samtidigt behöver bestämma sig för att satsa på det samtidigt och göra överenskommelser sinsemellan, och att en nationell strategi kan ha en viktig funktion. Alternativet, fortsätter Tillborg med, är att ett par eldsjälar satsar extra hårt på vätgas. Även Ola Solér från Region Skåne ser att satsningar behöver ske från flera håll samtidigt. Mikael Dennbo, Kraftringen, uttrycker att en samverkan mellan flera partners krävs för att komma vidare på regional och kommunal nivå och för att undvika "hönan och ägget"-problemet och poängterar att även ser att det behövs ett övergripande systemtänk och att flera aktörer går framåt tillsammans. Mikael Dennbo tydliggör att eftersom att Kraftringen har ambitionen att bidra till hållbar regional utveckling så ser han en plats för Kraftringen i detta. Tillborg, Vätgas Sverige, berättar att en nationell vätgasstrategi hade betytt mycket för utvecklingen för att visa möjligheterna för vätgas och att det kan föra fram de många olika nyttor vätgas kan ha i ett systemperspektiv, vilket är dess styrka – trots att det då finns en utmaning i att skapa rättvisa ekonomiska kalkyler.

5 PRODUKTIONSPOTENTIAL I SKÅNE

Eftersom den praktiskt genomförbara potentialen begränsas av vilken mängd vätgas som skulle kunna produceras kommer *produktionspotentialen* att undersökas i detta kapitel. I examensarbetet definieras produktionspotentialen som den mängd vätgas som kan produceras baserat på befintlig och framtida mängd förnybar resurs i regionen. Till skillnad från exempelvis förnybar el är utgångspunkten för produktionen av förnybar vätgas inte en fysisk resurs som exempelvis sol eller vind. Detta beror på att ett ytterligare steg måste omvandla sol, vind eller biomassa till elektricitet eller gas. Därför är produktionspotentialen för förnybar vätgas starkt beroende av utvecklingen för förnybar elektricitet, biogas och olika sorters biomassa. Produktionspotentialen beror också på effektiviteten hos de reaktioner och tekniska enheter som producerar vätgasen. Nedan beräknas produktionspotentialen för förnybar vätgas i Skåne baserat på de tre befästa produktionsmetoderna som omnämns i de tekniska förutsättningarna.

5.1 GENOM ELEKTROLYS

För att vätgas producerad genom elektrolys ska vara förnybar måste den kunna härledas till förnybar el. Därför är den största mängden förnybar vätgas som produceras genom elektrolys i Skåne den mängd som åstadkoms genom att all förnybar skånsk el omvandlas till vätgas. Om verkningsgraden hos en elektrolysör antas vara 70 % blir det maximala energiinnehållet för vätgasen 70 % av elens energiinnehåll. Redovisat i Tabell 6 nedan redovisas denna hypotetiska mängd.

Tabell 6: Elektricitet producerad av vindkraft, solkraft och vattenkraft, baserat på dagens kapacitet och simulerad kapacitet i framtiden, multiplicerat med verkningsgraden hos en elektrolysör som antas vara 70 %

År	Från vindkraft, solceller och vattenkraft (TWh)	Produktionspotential av vätgas från vind och sol (TWh)
2020	1,9 ^a	1,3
2030	9 ^b	6,3

^a Länsstyrelsen Skåne (2019a)

^b Svenska Kraftnät (2019f)

Värdena tar inte hänsyn till energiförlusterna som tillkommer varken vid kompression eller vid slutanvändning genom förbränning, alternativt omvandling till el. Som tidigare nämnts i avsnitt 3.1.1, blir minsta möjliga energiförlust vid kompressionen 10 % (om vätgasen förvaras i gasbehållare) och en genomsnittlig bränslecell har en verkningsgrad på 40–60 % (Zhang et al. 2016). Systemverkningsgraden för vätgas som framställs av el och som senare omvandlas tillbaka till el brukar antas vara 20–40 %. Detta resulterar i att ca 0,6 respektive 2,7 TWh el skulle kunna lagras i vätgas och användas vid ett annat tillfälle än i det ögonblick det producerades. Värdet för framtida elproduktion är också mindre tillförlitligt än det värde som anger dagens årliga produktion av el från förnybara källor. Det är dock naturligtvis mycket osannolikt att en så stor mängd el skulle användas till att producera vätgas för att sedan omvandlas till el igen. Istället ger produktionspotentialen om vilket högsta värde som skulle kunna åstadkommas utifrån dagens förnybara elproduktion och framtidens hypotetiska.

5.2 GENOM REFORMERING AV BIOGAS

För möjligheten att producera vätgas från biogas blir biogaspotentialen relevant för att bedöma potentialen för skånsk vätgasproduktion genom reformering av biogas. I samband med Skånes färdplan för biogas inventerades biogasproduktionen år 2014 till en produktion på ca 0,3 TWh från 46 biogasanläggningar, varav 13 var deponier (Region Skåne 2015b). En nyare siffra av Energigas Sverige (2018) från 2016 anger 0,417 TWh från 43 anläggningar. Skåne hade då mest produktion av biogas i Sverige, motsvarande 20 % av landets totala produktion. Björnsson et al. (2011) bedömde den teoretiska potentialen för produktionen av biogas i Skåne till 2,93 TWh per år från kartlagda restprodukter, av vilka odlingsrester utgör största andelen.

Det är förstås inte realistiskt att all producerad biogas i Skåne skulle gå till att producera vätgas, inte minst för att biogas i dagsläget används i betydligt större utsträckning för de tillämpningar där båda bränslena kan användas. Ett exempel är transportsektorn där Skånetrafiken (u.d.) anger att 770 av deras bussar går på biogas, medan inga bränslecellsbussar används i Skåne idag. Samtidigt finns det en teknisk potential definierad i 3.4 för att i flera användningsområden nyttja vätgas istället för biogas. Just transportsektorn är exempel på när det kan vara en fördel eftersom att bränslecellsfordon ger upphov till mindre buller än gasfordon som drivs av en förbränningsmotor (Laib et al. 2019). Bränslecellsfordon är dessutom så pass mycket mer energieffektiva än fordon med förbränningsmotor att det enligt Larsson et al. (2015) är mer energieffektivt att omvandla biogas till vätgas genom reformering för användning i ett bränslecellsfordon jämfört med direkt användning i en förbränningsmotor. Utblandning av naturgas i gasnätet är ytterligare ett exempel där en viss andel inblandad vätgas i vissa sammanhang resulterar i bättre förbränningsegenskaper (Mehra et al. 2017; Wang et al. 2014). Biogas till för inblandning bidrar samtidigt endast med en ökad andel av förnybart bränsle, vilket förstås även förnybar vätgas gör.

För att få en uppskattning av mängden vätgas som potentiellt hade kunnat produceras genom reformering i Skåne undersöks i denna del den mängd vätgas som skulle kunna produceras från all biogas som idag produceras i Skåne, eftersom att det går att argumentera för att vätgas till stor del hade kunnat tjäna samma syften som biogas. Detta är alltså 0,42 TWh/år enligt Energigas Sverige (2018), med en potential på 2,9 TWh/år enligt Björnsson et al. (2011).

I Bilaga 2 – Beräkningar redovisas beräkningarna som resulterade i energiinnehållet i den reformerade vätgasen och den motsvarande massa av denna vätgas som presenteras i Tabell 7.

Tabell 7: Resultatet av beräkningar på potentiellt energiinnehåll och massa av producerad vätgas genom reformering av nuvarande produktion av biogas i Skåne samt potentialen för produktion av biogas per år i Skåne.

Energiinnehåll, biogas (TWh/år)	Energiinnehåll, vätgas (TWh/år)	Massa, vätgas (ton/år)
0,42 ^a	0,33	10 000
2,9 ^b	2,3	71 000

^a Energigas Sverige (2018)

^b Björnsson et al. (2011).

10 000 ton och 71 000 ton är alltså den mängd vätgas som genom reformering skulle kunna produceras från den biogas som enligt Energigas Sverige (2018) producerades i Skåne 2016, respektive från den biogas som det enligt Björnsson et al. (2011) finns potential att producera per år i Skåne.

5.3 GENOM FÖRGASNING AV BIOMASSA

Det finns svårigheter i att utvärdera mängden vätgas som potentiellt hade kunnat produceras i Skåne genom förgasning av biomassa. En anledning är att de tekniska förutsättningarna för förgasning av biomassa är i utvecklingsstadiet med endast ett par genomförda pilotprojekt (Wallmark et al. 2014). Det finns samtidigt olika typer förgasningstekniker som är bättre anpassade för olika typer av biomassa (Farzad et al. 2016). Ett annat faktum som gör uppskattningen av produktionspotential av vätgas från förgasning komplicerad är att så många olika typer av råmaterial kan användas, med varierande utbyte av önskvärda gaser (Ni et al. 2006). Samtidigt går det att konstatera att flera av råvarorna som potentiellt skulle kunna förgasas överlappar råvarorna för biogasproduktion, exempelvis jordbruksrester och industriellt avfall (Region Skåne 2015b). Alltså skulle vätgasproduktion från reformering av biogas och förgasning av biomassa konkurrera med varandra om tillgången för vissa råvaror som både skulle kunna förgasas och gå till rötning. Detta skulle påverka den sammanfallande potentialen för respektive produktionsmetod. Rötning för produktion av biogas sker i betydligt större utsträckning än förgasning, därför begränsas bedömningen av produktionspotentialen av vätgas till reformering av biogas.

En intressant aspekt med förgasning är att metoden även diskuteras i samband med produktion av biogas, men som också kan relateras till produktion av vätgas. Anledningen är att förgasning av biomassa resulterar i syngas, vilket till stor del består av vätgas. För biogasproduktion är meningen att denna vätgas sedan metaniseras. Inom ett mål för 3 TWh produktion av biogas per år som tidigare varit uppsatt till 2020 för Skåne var planen enligt Eriksson & Persson (2013) att 1,5 TWh skulle produceras genom förgasning. Biomassan skulle vara skogs- och jordbruksrester, som dock inte nödvändigtvis skulle ha ursprung i Skåne. Rimligheten i detta mål ifrågasattes eftersom biogasproduktionen från förgasning baserades på en enda anläggning som var planerad att byggas i Skåne. Konstruktionen av anläggningen blev dock redan 2012 uppskjuten på obestämd tid på grund av bristande stöd och osäkra marknadsförhållanden för biogas (Eriksson & Persson 2013). Denna biogas var alltså planerad att produceras genom förgasning av biomassa till syngas, följt av metanisering av vätgasen till metan. Anledningen till att detta kan vara relevant för produktionspotentialen av vätgas är att det visar att det åtminstone fanns tekniska förutsättningar för förgasning av biomassa för produktion av syngas i Skåne i form av anläggningen som var planerad att byggas. Syngasen hade sedan endast behövts genomgå vatten-gas-shift reaktionen för att istället resultera ren vätgas. Enligt de tekniska förutsättningarna för metanisering i avsnitt 3.4.2 sker energiförluster i metaniseringsprocessen. Därför går det att konstatera att denna förgasningsanläggning potentiellt hade kunnat producera vätgas i större mängder än de 1,5 TWh biogas som anläggningen räknades med att producera i de tidigare målsättningarna. Eftersom att förgasningsanläggningen inte konstruerades på grund av osäkra marknadsförhållanden för biogas hade alternativet att istället producera vätgas kunnat vara intressant om det skulle förekomma bättre marknadsförhållanden för förnybar vätgas.

6 ANALYS AV PRAKTISKT GENOMFÖRBAR POTENTIAL

I denna del av arbetet bedöms den praktiska potentialen för förnybar vätgas i Skåne gällande produktion, lagring, distribution och användning baserat på de tekniska och regionala förutsättningar som har identifierats i tidigare avsnitt.

6.1 PRODUKTION

6.1.1 Elektrolys

Det finns flera aspekter som talar för att den praktiskt genomförbara potentialen för att producera förnybar vätgas genom elektrolys är god. En av de främsta behållningarna med att framställa vätgas ur el är att metoden kan utgöra ett komplement till andra energibärare och bränslen, snarare än att konkurrera med dem. Om vätgasen skulle framställas ur biogas skulle avvägningen behöva göras huruvida nyttan är störst i att behålla biogasen eller att låta den omvandlas till vätgas, något som diskuteras i senare delar av detta avsnitt. Vätgas som produceras med hjälp av el kan undgå denna avvägning. Visserligen kvarstår konflikten i viss mån mellan el och vätgas, men sett till att det finns användningar för vätgasen där elen kan ha svårt att uppfylla kriterierna, skulle det kunna finnas en funktion av båda energibärarna så länge inte elen är en bristvara. Även om effekten stundtals riskerar att vara för låg jämfört med användningen i Skåne, finns det fortfarande tillräckligt med energi i regionen sett över ett år. Anledningen till detta är att el överförs till elområde 4 från andra elområden eller importerar från grannländerna. Det finns därför utrymme att producera vätgas i Skåne. Den reglerbara produktionen möjliggör dessutom efterfrågeflexibilitet och frekvensreglering. Vätgasproduktion skulle dock öka regionens totala elanvändning och lokaliseringen av produktionen skulle behöva vara strategisk i relation till elnäten och effektfrågan.

Styrmedel på både nationell och internationell nivå är en annan aspekt som talar för vätgasproduktion genom elektrolys. Trots att tekniken inte är särskilt utbredd i Sverige finns flera styrmedel redan på plats som kan minska kostnaden för teknikens implementering, exempelvis befrielse från bränsleskatt och från elskatt, se del 4.6. Genom att ha vissa styrmedel på plats i dagsläget skapas förutsättningar som skulle kunna leda till att tekniken får fäste inom kort. Huruvida detta blir fallet verkar mer bero på efterfrågan och hur många exempel på lönsam produktion som kan uppvisas. Lönsamheten beror i sin tur på vilken kostnad som accepteras och vilket pris som vätgasen kan säljas för, vilket påverkas av tillämpningen och vilka styrmedel som då gör sig gällande. Förutsättningarna för vätgasproduktion genom elektrolys kommer sannolikt även att förbättras om fossila bränslen blir dyrare genom olika styrmedel. Av de intervjuade aktörerna i Skåne var det endast ett företag, Nordion Energi, som producerar vätgas från elektrolys och deras produktion är än så länge på pilotnivå. De andra produktionsorienterade företagen baserade istället sina metoder på förgasning och reformering. Att det ännu inte verkar finnas vätgasproducenter i Skåne med elektrolys som framställningsmetod och att flera av producentföretagen hade huvuddelen av sin verksamhet utomlands skulle kunna tala för att för förnybar vätgas i Skåne i hittills har mötts av låg efterfrågan och haft låg praktiskt genomförbar potential. Det är därför troligt att befintliga styrmedel som berör vätgasproduktion behöver kompletteras för att påskynda vätgasteknikens spridning.

Eftersom vätgasproduktion genom elektrolys är en metod med stor teknisk mognad, verkar det vara tekniskt möjligt att den skulle kunna implementeras i Skåne inom tio år. Produktionspotentialen för vätgas producerad genom elektrolys beräknades vara 1,3–6,3 TWh, men för att gå från den största

möjliga mängden till en mängd som faktiskt kunde vara tänkbar att producera i Skåne behöver olika produktionsscenario analyseras. Ett vanligt fall där vätgas anses ha anledning att tillverkas är där vätgasen används till att skapa värde av överskottsel. I detta tänkta scenario finns det alltså el som möts av så låg efterfrågan att den får säljas till ett mycket lågt eller till och med negativt pris. Detta kallas på engelska för *economic curtailment*. *Curtailment*, d.v.s. *bortkoppling* eller *nedreglering* på svenska, innebär som allmänt begrepp att elproduktion från ett förnybart kraftslag regleras till att generera mindre el än vad som är dess maximala kapacitet i ett visst ögonblick. Anledningen är att elen som skulle kunna produceras inte efterfrågas (California ISO 2017). Fenomenet uppstår när produktionen är större än efterfrågan, men är dock ovanligt i Sverige än så länge. Det har hittills enbart förekommit på ett fåtal platser och då på grund av tillkortakommanden i elnätet. Anledningen till detta är delvis att elproducenten själv måste betala om förstärkningar av elnätet behöver utföras för att elen från ett kraftverk ska kunna distribueras (Bird et al. 2016). Det beror också på att elsystem med mycket vattenkraft har en god förmåga att balansera elproduktionen från variabla produktionslag (Nycander et al. 2020).

I en framtid där andelen förnybar, variabel elproduktion ökar finns dock risken att överskottet från förnybar el i vissa ögonblick ökar. Detta modellerade Svenska Kraftnät (2019) i en studie och kom fram till att år 2040 finns det en risk att upp till 8 TWh el från förnybara källor helt enkelt spills för att produktionen är större än efterfrågan vissa timmar. Dock uppvisade deras modellresultat att inget oanvänt överskott skulle förekomma i elområde 4 varken år 2030 eller 2040. Även Nycander et al. (2020) har utformat en modell för det nordiska elsystemet i framtiden. I deras studie skulle bortkoppling av förnybar elproduktion främst uppstå på grund av bristande överföringskapacitet och kunde därför minskas om förstärkningar mellan prisområden, främst inom Sverige, utfördes. Med prognoser från Svensk Vindkraft för år 2022 i modellen kom de fram till att ingen bortkoppling av förnybar elproduktion skulle behöva ske i elområde 4.

Baserat på ovan nämnda källor verkar det inte omöjligt att elöverskott, som riskerar att spillas om det inte tillvaratas genom exempelvis vätgasproduktion, skulle kunna uppstå i framtiden. I dagsläget verkar det dock inte vara ett problem som Skåne behöver hantera. Därför är det inte heller en anledning till varför vätgas skulle produceras i regionen. Visserligen har negativa priser noterats på elbörsen i år (Elinstallatören 2020), men i del 3.1.1 konstaterades att ett lågt elpris generellt sett inte är tillräckligt för att vätgasens tillverkningskostnad ska bli konkurrenskraftig. Istället gör den höga kapitalkostnaden att vätgas måste tillverkas under tillräckligt många timmar om året och produceras av tillräckligt billig el för att uppnå en låg produktionskostnad. Utifrån detta resonemang kan vätgasproduktion med utgångspunkt i överskott på förnybar el uteslutas för Skåne fram till 2030. Istället skulle en produktionsanläggning som bygger på mer konstant drift kunna vara utgångspunkten. Hur mycket vätgas som rimligen skulle kunna produceras genom elektrolys beror då snarare på hur många anläggningar som kan vara i drift under tillräckligt konstanta förhållanden och uppföras på platser där ledig kapacitet finns i elnäten. Mängden behöver även utformas för att möta eventuell efterfrågan. Den kan också relateras till hur många driftstimmar och för vilket elpris som vätgasproduktionen blir lönsam. För att undersöka detta behöver dock en godtagbar produktionskostnad antas.

Produktionskostnad

Proost (2019) uppskattar att vätgas reformerad ur naturgas kostar cirka 2–3 EUR/kg i Europa. Denna kostnad jämförs med kostnadsberäkningarna för vätgas producerad av naturgas, eftersom det är ett av prisen som förnybar vätgas behöver förhålla sig till och kunna konkurrera. Enligt Proost (2019) är det bara investeringskostnader under 450 EUR/kW som kan ge elektrolysfremställd vätgas till samma riktigt låga kostnad som naturgasreformerad. Schiebahn et al. (2015) bedömer att 5 EUR/kg

är en rimlig kostnad om vätgasen sedan ska säljas som drivmedel, eftersom konkurrerande bränslen beskattas. De framhårdar att det är svårt att konkurrera med vätgas producerad ur naturgas när tillämpningen är att injiceras i naturgasnätet i form av ren vätgas eller av metan. Det finns därför olika riktmärken som kan sättas för vad som är en acceptabel kostnad. Om 4 EUR/kg för exemplets skull accepteras, ett riktmärke som även stöds av Le Duigou et al. (2017), finns det dock flera fall i redovisade studier där detta uppfylls, se Tabell 8 nedan:

Tabell 8: Översikt över väsentliga parametrar för den producerade vätgasens kostnad och vad kostnaden blir. De fall där kostnaden ligger på omkring 4 EUR/kg har valts ut från Proost (2019).

Drifts-timmar (h)	Elpris (EUR/MWh)	Elpris enligt tabell (kr/MWh, enligt medelkurs 2019)	CAPEX (EUR/kW)	Verknings-grad	Kostnad vätgas-produktion (EUR/kg)	Kostnad vätgas-produktion (EUR/MWh) ¹
7000	60-70	620-720	800	80 %	4	120
>1800	46	470	700	Anges ej	<4	120
<4500	50	520	400	70 %	3-4	90-120

¹Kostnaden har omvandlats genom vätgasens LHV-värde på 120 MJ/kg

I det första redovisade fallet krävs ett väldigt högt antal timmar i drift för att ta igen en investeringskostnad på 800 EUR/kW, men eftersom 7000 timmar närmast förutsätter en konstant drift kan en alkalisk elektrolysör med fördel användas. Dessa elektrolysörer finns redan idag tillgängliga till en lägre kapitalkostnad enligt Proost (2019). Den lägre kapitalkostnaden borde kunna göra att ett lägre antal timmar i drift fortfarande kan ge en kostnad på 4 EUR/kg producerad vätgas.

För att sätta kostnaden i en svensk kontext jämförs exemplen i Proost (2019) med historiska och prognosticerade svenska elpriser. I Tabell 9 nedan redovisas de senaste tre årens medelpris på el såld på den nordiska spotmarknaden. Svenska elpriser kan därigenom konstateras vara lägre än elpriserna i samtliga exempel ovan i Tabell 8. Det är därför troligt att svenska elpriser i detta intervall skulle kunna uppnå liknande produktionskostnad som i Proosts exempel om driftstimmarna är lika många eller till och med lägre. Enligt simuleringar i *Långsiktig marknadsanalys* av Svenska Kraftnät (2019f) skulle medelpriset på el år 2030 kunna vara 500 kr/MWh, vilket motsvarar 47 EUR/MWh enligt 2019 års medelväxelkurs (Exchange Rates 2020)⁴. Även detta pris ligger på ungefär samma nivå som redovisas i Tabell 8, vilket gör att även framtida elpriser skulle kunna göra att vätgas kan produceras för en acceptabel kostnad, såvida antal driftstimmar om året är ungefär som i exemplen ovan. Om investeringskostnaden för en elektrolysör fortsätter att minska är det ännu mer troligt att en acceptabel kostnad kan uppnås.

Tabell 9: Medelpriset på el utifrån Nord Pools historiska data, justerat till 2020 års pengavärde.

År	2017	2018	2019
Elpris justerat till 2019 års pengavärde (kr/MWh) ^a	320	480	430

^aNord Pool (2020)

Att elpriset förutspås fluktuera mer i framtiden framkommer i flera rapporter, bland annat i den av Svenska Kraftnät (2019f). Detta skulle kunna tala för att affärsmodellen med att göra vätgas av billig el som återförs till elnätet när priset är högre kan bli lönsamt. Det har dock redan nämnts i del 3.1.1,

⁴ Huruvida Svenska Kraftnät (2019f) har beaktat inflation eller inte framgår inte av rapporten.

Kostnadsfaktorer för elektrolys, att investeringskostnaden för elektrolysörer kommer att minska som mest för stora anläggningar. Eftersom det är sannolikt att anläggningar som bara tas i drift ett fåtal timmar om året kommer att bestå av mindre elektrolysörer kommer dessa troligtvis inte kunna komma ner i en lika låg kapitalkostnad. Detta skulle då innebära att vätgasen troligtvis skulle behöva säljas för ett högre pris för att investeringen ska kunna bli lönsam. Med utgångspunkt i dagsläget lär detta därför inte vara den mest relevanta affärsmodellen för vätgasproduktion i Skåne, varvid en mer detaljerad genomgång lämnas till framtida undersökning. En produktionsanläggning som istället producerar vätgas baserat på mer konstant eltilförsel kan därför återigen konstateras vara en mer relevant modell för det skånska energisystemet. I ett sådant scenario verkar dock förutsättningar finnas för att vätgasen prismässigt ska kunna producera med fossil vätgas, särskilt om priset på koldioxid höjs av styrmedel. Teknikens utveckling och ökande utbredning talar för att elektrolysörers verkningsgrad kan förbättras och att investeringskostnaderna kan minska. Detta verkar särskilt troligt med tanke på att konstant, stabil vätgasproduktion möjliggör användandet av billigare teknik. Sammantaget verkar det därför finnas goda förutsättningar för den praktiska genomförbarheten och lönsamheten för elektrolys som produktionsmetod.

6.1.2 Reformering

Enligt litteraturanalysen för de tekniska förutsättningarna i 3.1.2 finns det tekniska förutsättningar för processen att omvandla biogas till vätgas genom reformering. Produktionsmetoden anges som fördelaktig bland annat på grund av just den tekniska mognaden från att vätgas länge producerats ur naturgas i stor skala och att teknikerna inte skiljer sig i stor utsträckning. En av aktörerna som intervjuades var dessutom utvecklare och försäljare av bland annat teknik för reformering, lokaliserade i Lund men med verksamhet huvudsakligen utanför Sverige.

Enligt avsnitt 5.2 finns det en produktionspotential för vätgas i Skåne genom reformering av biogas på mellan 0,33 TWh och 2,3 TWh, beroende på hur mycket av Skånes biogaspotential som realiseras. I *Skånes färdplan för biogas* av Region Skåne (2015b) anges målet för Skåne att bli Europas ledande biogasregion till 2030 genom att samlas kring de viktigaste insatserna för ökad produktion och användning av biogas i Skåne och att innovation ska uppmuntras i hela biogasens värdekedja. Det finns därmed ett intresse att öka produktionen av biogas och en öppenhet kring dess tillämpningar i regionen, vilket skulle kunna innebära bättre framtida förutsättningar för reformering av biogas.

Det finns vissa fördelar med omvandlingen av biogas till vätgas. Ett sådant exempel är den ökade energieffektiviteten i tillämpningar där en bränslecell med vätgas som bränsle kan ersätta biogas till en förbränningsmotor. Denna skillnad i energieffektivitet kan enligt de beskrivna tekniska förutsättningarna i 3.1.2 rättfärdiga energiförlusterna i omvandlingen från biogas till vätgas. Nackdelarna med omvandlingen från biogas till vätgas är att biogas har bra tekniska förutsättningar och befintlig infrastruktur för lagring och distribution, till skillnad från vätgas där dessa aspekter skulle innebära tekniska och ekonomiska utmaningar.

Eftersom det finns befintliga användningsområden för biogas kommer vätgasproduktionen genom reformering konkurrera med dessa användningsområden om biogasen. Något som framgick av intervjuerna i avsnitt 4.7 var att det kan vara svårt att rättfärdiga att den biogas som idag används i Skåne till bland annat regionbussar skulle ersättas med vätgas med hänsyn till klimatet. Anledningen till detta är att en god klimatnytta redan uppnås genom biogasen och dessutom för att infrastrukturen för denna tillämpning är på plats i regionen. Ytterligare något som pekar mot att det skulle kunna vara svårt att i Skåne rättfärdiga omvandlingen från biogas till vätgas är att Power-to-Gas genom metanisering anges i färdplanen av Region Skåne (2015b) som en möjlighet för större klimatnytta i samband med produktion av biogas. Det är alltså processen där metan produceras

genom att vätgas kombineras med koldioxiden som är en restprodukt från biogasproduktionen. Det är den exakt motsatta reaktionen av reformering, vilket pekar mot att vätgasproduktion genom reformering är ett användningsområde för Skånes biogas som saknar stöd i färdplanen.

Ett problem med vätgas producerad från biogas och biomassa utifrån intervjuerna i 4.7 är den oklara definitionen av grön vätgas, vilket i många sammanhang syftar på vätgas producerad genom elektrolys med förnybar el. Det kan innebära att vätgas producerad ur förnybara källor, exempelvis biogas, men som inte innefattas i definitionen är mindre åtråvärd av aktörer som vill säkerställa en grön profil i sin användning av vätgas.

Trots att både tekniska förutsättningar och tillgänglig resurs finns för att producera vätgas ur biogas bedöms denna produktionsmetod för vätgas bidra med mindre nytta i det skånska energisystemet jämfört med att använda biogasen i tillämpningarna den har redan idag. Den främsta anledningen till detta är att tekniken för distribution, lagring och användning av biogas redan är på plats. Därför är bedömningen att vätgas främst bör tillverkas genom andra metoder än genom reformering av biogas trots praktiskt genomförbar potential för denna produktionsmetod.

6.1.3 Förgasning

Precis som reformering är förgasning av fossil råvara en tekniskt mogen metod för att producera vätgas. Den viktiga skillnaden som gör förgasning svårare än reformering att tillämpa på biomassa är att de förnybara råvarorna skiljer sig mycket från de fossila alternativen. Som beskrivits i avsnitt 3.1.3 innebär detta att förgasning av biomassa i nuläget befinner sig i utvecklingsstadiet och inte används kommersiellt i någon större utsträckning. Detta resulterade i att ingen produktionspotential för vätgas från biomassa kunde uppskattas i avsnitt 5.3.

Att det är möjligt att förgasa många olika typer av biomassa till syngas, för att sedan vidare omvandla till ren vätgas, är samtidigt en av de största fördelarna med processen. Jämfört med reformering som behöver konkurrera om tillgången till biogas innebär detta att det kan finnas råvaror till förgasning som inte är konkurrenssatta och dessutom åtråvärda att utnyttja ur ett livscykelperspektiv, exempelvis olika typer av avfall.

En intressant aspekt som framgick ur avsnitt 5.3 var att 1,5 TWh biogas årligen var planerat att framställas genom just förgasning av skogs- och jordbruksrester, men att förgasningsanläggningen sedan inte konstruerades på grund av bristande stöd och osäkra marknadsförhållanden för biogasen. Alltså fanns troligtvis tekniska förutsättningar för förgasningsprocessen, inklusive efterföljande metanisering. Det innebär att processen troligtvis rent tekniskt hade kunnat tillämpas för produktion av vätgas som slutprodukt snarare än biogas, men som förstås också hade behövt säkra stöd och marknadsförhållanden. Just produktionspotentialen 1,5 TWh bör dock jämföras försiktigt med de andra produktionsmetoderna som beräknats utifrån Skånes egen produktionspotential eftersom råvarorna för förgasningen för denna anläggning enligt Hall, Lund & Rummukainen (2015) planerades att importeras från utanför regionen.

Utifrån en av intervjuerna som presenterades i avsnitt 4.7 framgick plasmaförgasning som ett lovande alternativ, vilket i avsnitt 3.1.3 om de tekniska förutsättningarna kort beskrevs som en typ av förgasning som utnyttjar väldigt höga temperaturer i processen och som på grund av det kan använda mer varierande råvaror. Denna temperatur är dock energikrävande att upprätthålla, men som Granberg, VD för Plagazi, berättar i en intervju är det inte ett lika stort problem som det ofta framställs som på grund av den återvinning av värme som kan göras genom värmeväxling av gaser. Samtidigt är tekniken relativt obeprövad, åtminstone i Sverige. De tekniska och ekonomiska förutsättningarna för plasmaförgasning är alltså lite oklara, men har potential att kunna vara en bra

metod för produktion av vätgas. Speciellt med hänsyn till den stora variation av råvaror som skulle kunna förgasas genom processen.

6.2 LAGRING

De största utmaningarna för vätgaslagring rent tekniskt verkar utifrån tidigare nämnda förutsättningar vara att kunna lagra vätgas storskaligt och att uppnå tillräckligt hög densitet för transporttillämpningar. Inom samtliga utmaningar förutspås olika sorters materialbaserad lagring (se 3.2.2) kunna ha en roll i framtiden, men med utgångspunkt i dagsläget är lagring av vätgas i ren form mer befäst och vore mer sannolikt det alternativ som först skulle implementeras.

Vilken typ av lagring och vilken storlek som skulle behövas för att lagra vätgas beror på hur mycket energi som behöver lagras. Detta beror i sin tur på hur vätgasen ska användas. I avsnitt 3.2.1 illustrerades hur stort ett lager ovan jord skulle kunna tänkas vara om säsongslagring är syftet. Ska vätgasen räckta till tankstationer kan istället en mycket mindre mängd vara tillräcklig, eftersom kontinuerlig tömning och påfyllning förutsätts. Om tillämpningen eller distributionsmetoden är att injicera vätgasen som produceras på naturgasnätet minimeras i sin tur behovet av lagring på produktionsplatsen.

Förutsättningarna för geologisk lagring finns inte för Skåne idag. Detta anses annars vara det mest kostnadseffektiva alternativet när stora mängder gas ska lagras. Visserligen finns det saltvattenakviferer längs den skånska kusten, men dessa har nyss börjat inventeras för att eventuellt kunna lagra koldioxid och inte vätgas. Att göra anspråk på dessa för vätgaslagring skulle därigenom resultera i en målkonflikt mellan trygg elförsörjning och uppfyllelse av nationella klimatmål genom negativa utsläpp av växthusgaser. Eftersom den tekniska mognaden för övriga geologiska metoder som annars skulle kunna användas i Skåne är låg, kvarstår istället de tekniker som inte kräver särskilda geologiska förutsättningar.

För övrig lagring ligger utmaningarna i kostnad och platsanspråk snarare än den tekniska mognaden. Stora mängder gas kräver stor plats för att kunna förvaras. Däremot kanske inte denna aspekt har lika stor påverkan om tillgången till yta är tillräcklig och lokaliseringen är strategisk. Det kan påverka möjligheten att placera vätgaslager nära områden med effektbrist eftersom dessa ofta är tätbyggda och har högre konkurrens om markanvändningen. Detta beror dock återigen på hur mycket som behöver lagras. Oavsett storleken på lagret är vätgas ett av ganska få sätt för att lagra energi från el under lång tid, vilket kan vara värt att betona. Dessutom är vätgaslagring ovan mark oberoende av höjdskillnader och geologiska förutsättningar, till skillnad från andra långsiktiga lagringstekniker som pumpvattenkraft och lagring av komprimerad luft. Vätgaslager kan därför lokaliseras närmare tät bebyggelse. Dessa faktorer gör att vätgasen kan göra nytta som flexibelt, långsiktigt energilager om behovet av att lagra el under lång tid anses nödvändigt. Med avseende på dess nuvarande användning inom industrin finns redan praktisk erfarenhet av att lagra vätgas, varpå den praktiskt genomförbara potentialen för detta kan anses vara stor.

6.3 DISTRIBUTION

Eftersom vätgas redan används och transporteras i industrin idag finns det en praktiskt genomförbar potential för distributionen. Givetvis är även detta en kostnadsfråga, där långa avstånd ökar kostnaden. Att anlägga nya gasledning för vätgas är mycket dyrt och verkar mest motiverat i ett fall där produktionen av vätgas är storskalig och centraliserad. Det är även dyrt att frakta vätgas långa avstånd på lastbil. Där kan dock kostnaden minska i framtiden om lagringstekniken utvecklas

och mer vätgas kan rymmas i en last. För riktigt stora mängder vätgas som transporteras kan lastfartyg användas. Detta verkar däremot inte vara ett särskilt sannolikt alternativ för distribution inom regionen såvida inte en väldigt storskalig, centraliserad produktion och en lika storskalig tillämpning realiserats. Däremot kan Skånes läge med sina många hamnar vara fördelaktigt om import och export av råvara eller produkter relaterade till vätgas skulle bli aktuellt i framtiden.

En speciell förutsättning i Skåne är att det finns ett utbrett gasnät på den västra sidan, utöver de lokala gasnät som också finns i regionen. Att därför använda gasnäten till att distribuera vätgas i Skåne är teoretiskt möjligt. Till vilken nivå detta är praktiskt möjligt beror dock både på delkomponenter i gasnätet och slutanvändarnas förutsättningar. Att injicera vätgasen i naturgasnätet till en så hög koncentration att slutanvändarna behöver anpassa sina system vore mer komplicerat än att blanda in vätgasen i en så låg halt att slutanvändningen inte påverkas. Redan de 2 volymprocent (och således 70 GWh) som nämndes i del 4.3 skulle innebära att stora mängder vätgas skulle kunna distribueras i gasnätet. Om det dessutom finns delar av gasnätet som inte har tankstationer för fordonsgas anslutna nedströms kanske halten skulle kunna vara högre, men vad som i så fall vore den tekniska begränsningen skulle i så fall behöva fastställas. Att använda gasnätet som vätgasinfrastuktur förutsätter dock att produktion och användning sker i nära anslutning till gasnätet, alternativt att vägtransport används för att nå fram till slutdestinationen.

För att minimera kostnaden från distributionen blir lokaliseringen återigen en viktig aspekt. Om produktion och användning av vätgas sker i direkt anslutning till varandra blir distributionskostnaden minimal, men detta begränsar både produktionssätt och användning. Skulle vätgasen produceras exempelvis vid en vindkraftpark skulle den i princip bara kunna användas till att producera el. Att placera en vätgastankstation vid en vindkraftpark kanske inte vore orimligt, men onekligen svårare ju mer avlägsen vindkraften är belägen. En tankstation där vätgasen produceras på plats kan däremot vara en mycket platsflexibel lösning som också minimerar distributionen. Nackdelen med detta är att det kan finnas skalfördelar av att ha stor och centraliserad vätgasproduktion som inte erhålls av små och lokala produktionsanläggningar. Därför verkar det troligt att distributionskostnaden rättfärdigas av att kunna producera vätgasen storskaligt vid ett fåtal anläggningar.

6.4 TILLÄMPNINGAR

6.4.1 Energilagring och elproduktion

Baserat på effektfrågan i avsnitt 4.1 skulle en möjlig tillämpning för vätgasen i Skåne kunna vara att generera extra el vid lasttoppar. Det vore principiellt möjligt för vätgasen att möta inte bara effekttopparna som uppstår med variationen över dygnet, men också de mer svårhanterliga effekttoppar som uppkommer under särskilt kalla vinterdagar. Vätgasens stora fördel jämfört med batterier är att energi kan lagras under lång tid och att produktion och användning därför kan ske vid helt skilda tillfällen, som tidigare nämnts i del 3.4.1. Avseende effekttoppar över dygnet skulle batterier sett till teknisk prestanda kunna utgöra en mer lämplig lagringsform eftersom verkningsgraden hos batterier är bättre när lagringstiden är kort. Vätgas skulle istället kunna lagras i syfte att kunna producera el när efterfrågan är som allra högst under vintern. Denna typ av lager skulle kunna lokaliseras centralt, men eftersom storskalig lagring av vätgas är svår att åstadkomma och tekniken är skalbar, skulle lagren med fördel kunna placeras mer lokalt. Industri och företag som i dagsläget skulle kunna tänka sig att ingå i en flexibilitetsreserv genom att nedreglera sin förbrukning inför effekttoppar skulle kanske med ett energilager kunna fortsätta sin produktion obehindrat till följd av att extra elektricitet genereras av vätgasen på plats. Med en mer lokal

placering skulle el även kunna genereras på de platser där överföringskapaciteten annars är som sämst.

Vätgasens möjlighet att producera el vid effektoppar begränsas av flera faktorer. För det första beror möjligheten på Energimarknadsinspektionens synsätt på huruvida lokala elnätsföretag ska kunna inneha energilager eller inte, se avsnitt 4.6 om styrmedel. Det går att argumentera för att ett energilager i Skånes fall definitivt skulle kunna användas i syfte att förbättra leveranssäkerheten, vilket talar för att denna regel inte måste bli ett hinder för nätägare som vill tillhandahålla energilager. Om utfallet av Energimarknadsinspektionens bedömning är att nätföretagen själva inte får ha lagren måste dock någon annan typ av företag erbjuda denna tjänst. Då kommer nätbolagen istället att behöva upphandla någon form av energilager för att kunna säkerställa tillräcklig effekt i varje ögonblick, om högre krav ställs kring detta i framtiden. Att vätgasproduktion genom elektrolys ger skattebefriande från elskatt talar för att just denna lagringsmetod skulle kunna bli attraktiv. Om resonemanget att elektrolysoren respektive bränslecellen måste användas en stor del av årets timmar tillämpas även här är det dock osannolikt att det vore en lönsam affärsidé att hålla vätgaslager för beredskap några timmar om året. Därför skulle kanske någon form av investeringsstöd eller annat styrmedel behöva implementeras för att möjliggöra lönsamhet, om detta koncept anses bidra med samhällsnytta.

En ytterligare möjlighet för vätgas att utgöra energilager är om fastigheter utrustas med ett vätgaslager och bränsleceller. Detta vore ett sätt att hantera problemet med att elnätsbolag inte får ha energilager. Att fastighetsägare själva till viss del fyller sina behov av el och värme skulle kunna vara ett sätt att hantera osäkerheten om huruvida elnätsbolag får ha egna energilager. I kombination med egen elproduktion kan fastighetsägare bli mindre beroende av elnätet. Det är dessutom i linje med EU:s resolution om att främja småskaliga lösningar för kraftvärmeproduktion, se 4.6. En fördel med denna placering skulle kunna vara att spillvärmen från bränslecellen kan användas till att värma upp byggnaden. Svårigheten med detta vore dock att kostnaden för systemet måste vara tillräckligt låg för att fastighetsägare ska vilja göra investeringen. Bristande acceptans från allmänheten skulle kunna utgöra ett annat hinder för att placera ett vätgaslager i eller i närheten av bostäder.

Nytan för vätgasen i denna tillämpning beror till stor del på effektfrågan och därför även på hur snabbt andra lösningar på problemet utformas. Om efterfrågefleksibilitet uppnås genom effekttariffer eller andra interventioner kanske bränsleceller inte alls kommer att behövas, samtidigt som energilager också kan vara en metod för att uppnå efterfrågefleksibilitet. Därför bör elproduktion från vätgas undersökas utifrån om alternativet kan ha en kompletterande roll gentemot andra åtgärder eller om det skulle bli överflödigt om stor efterfrågefleksibilitet uppnås på andra sätt. Sett till nytan är den som störst inom en nära framtid, beroende på utvecklingen för effektfrågan, medan den praktiskt genomförbara potentialen troligen kommer att öka ytterligare över tid i takt med ökande teknisk mognad och fortsatta kostnadsreduktioner. Nyttan av en snabb implementering av vätgaslagring i relation till effektfrågan kommer därför att behöva vägas mot den ökade praktiskt genomförbara potentialen i framtiden och utfallet kan tala både för och emot att producera el ur vätgas i just Skåne.

6.4.2 Uppvärmning

Om vätgasproduktion och stationära bränslecellstillämpningar implementerades i Skåne skulle det uppstå en viss potential för att använda spillvärmen som uppstår i samband med det. Eftersom Skåne har ett utbrett fjärrvärmenät uppkommer möjligheten för vätgasanläggningarnas värme att tillvaratas på samma sätt som andra industriers värme i Skåne. Att processerna för vätgas ger

upphov till spillvärme är inte ett argument i sig för att implementera vätgas i Skåne, men innebär likväl en resurs som potentiellt kan utnyttjas. Huruvida det är praktiskt genomförbart beror dock bland annat på avstånd till närmaste fjärrvärmeledning, kvaliteten på spillvärmerna och storleken på vätgasanläggningen. En mindre anläggning (vare sig det är för produktion eller för användning) och litet antal timmar i drift årligen ger upphov till mindre restvärme och blir sannolikt svårare att rättfärdiga för anslutning till fjärrvärmenätet. För fjärrvärmeföretagen finns det också en risk för uteblivna leveranser enligt Länsstyrelsen Skånes (2014) rapport, om industrin som levererar sin spillvärme förändrar något i sin produktion eller flyttar från orten. Denna risk kan skapa osäkerhet mellan fjärrvärmeleverantörer och industri med spillvärme och skulle kunna leda till att potentialen inte utnyttjas till fullo. Möjligheten för att på ett lönsamt sätt och med lägre risker kunna tillvarata spillvärme från processer relaterade till vätgas skulle kunna förbättras om anläggningen är stor och nära belägen ett fjärrvärmenät. Möjligheten borde i sin tur försämrats av småskaliga anläggningar avlagset belägna från fjärrvärmenätet.

Uppvärmning genom vätgaslagring i byggnader är en möjlighet som också har nämnts i 3.4.1. En ytterligare fördel med detta skulle kunna vara att inga särskilda fjärrvärmeledningar skulle behöva byggas för att kunna tillvarata spillvärmerna som uppkommer i elektrolysören och bränslecellen. Eftersom vätgasteknik hittills är dyrt är det dock svårt att se hur detta skulle kunna vara en rimlig investering för en fastighetsägare i dagsläget, såvida inte vätgaslagret skulle kombineras med egen elproduktion.

6.4.3 Transport

Utifrån de tekniska förutsättningar som beskrivits i avsnitt 3.4.1 framkommer att det finns tekniska förutsättningar för användning av vätgas inom transportsektorn. Fördelar kontra förbränningsmotorer, vare sig de drivs med fossila eller förnybara drivmedel, är bränslecellsfordons högre energieffektivitet. Energieffektiviteten hos bränslecellsfordon är dock lägre kontra batteridrivna elfordon, men har istället längre räckvidd och kortare tankningstid som fördelar. Kostnaden är något som poängteras som en stor utmaning för bränslecellsfordon, men är något som anges komma att förbättras över tid i samband med ökade produktionsvolymerna och tekniska framsteg. Utbyggnaden av den nödvändiga infrastrukturen identifieras även den som kostsam och skulle dessutom bli väldigt omfattande för att kunna täcka hela transportsektorns behov.

Inför vidare analys om vätgas inom transportsektorn kan det konstateras att vätgastillämpningen inom flygtrafik redan i de tekniska förutsättningarna i avsnitt 3.4.1 bedömdes som irrelevant inom arbets tidsavgränsning. Även sjöfart är tveksamt när det kommer till relevans att göra nytta i Skånes energisystem, med tanke på bränslecellers bristande stöttålighet och att långvarig kontakt med luft med hög salthalt gör att dess största relevans är till undervattensfordon. Målet som anges i Skånes klimat- och energistrategi om minskade utsläpp från transportsektorn innefattar dock inte luft- och sjöfart. Detta pekar det mot att förnybara alternativ till dessa sektorer inte är av störst intresse för regionen oavsett.

Störst nytta från långt gående tunga bränslecellsfordon

Det är viktigt att ta hänsyn till målen för transportsektorns fossilfrihet i diskussionen kring potentialen för bränslecellsfordon i transportsektorn. Vilka satsningar krävs för att uppnå Skånes mål om 70 % minskade utsläpp från transporter 2030 jämfört med 2010? De olika alternativen för fossilfria transporter har sina respektive för- och nackdelar. Därför kan de anses vara bäst lämpade för att täcka olika behov, exempelvis lätt respektive tung trafik eller resor med kort, mellan och lång räckvidd. För att uppnå målen för minskade utsläpp i transportsektorn är det troligt att en kombination av olika tekniker krävs. Dessa borde ses som komplement till varandra snarare än

konkurrenter. Därför bör diskussionen om för- och nackdelar av olika hållbara alternativ i transportsektorn handla om vilken fördelning den framtida transportflottan ska innehålla av de olika teknikerna, snarare än att argumentera för att ett alternativ ska täcka alla behov i transportsektorn. Med detta perspektiv är det tydligt från de tekniska förutsättningarna att det bäst lämpade området för bränslecellsfordon på sikt är inom långt gående tung transport, där lång räckvidd och kort tankningstid spelar större roll än för exempelvis personbilar. För större fordon minskar även de tekniska svårigheterna med lagring av tillräcklig mängd vätgas. Det finns till och med möjlighet att kunna använda ett reducerat lagringstryck av vätgasen på tunga fordon på grund av fordonens större volym, vilket skulle reducera kostnaderna för både fordonen och infrastrukturen jämfört med kostnaderna kopplat till det höga trycket på 700 bar som används i personbilar.

För bussar finns redan förnybara alternativ som idag används i Skåne i form av elbussar för stadstrafik och biogasdrivna regionbussar, vilket gör att det i första hand inte är för denna del av tung trafik som Skåne har störst behov av bränslecellsfordon. Lastbilar är något som idag ger upphov till stora utsläpp och som i dagsläget inte har ett tydligt förnybart alternativ. Detta skulle alltså kunna vara en potentiell nisch för bränslecellsfordon som spelar på samtliga av vätgasens fördelar, utan att konkurrera med andra förnybara alternativ. Om vätgasen i huvudsak produceras genom elektrolys från förnybar el eller förgasning av annars svårutnyttjad biomassa så konkurrerar bränslecellslastbilarna inte heller om den begränsade mängden biogas som finns att tillgå. För att uppnå målen om reducerade utsläpp från transportsektorn till 2030, eller kanske framförallt mer ambitiösa mål om fossilfrihet på längre sikt, kan det potentiellt till och med krävas att bränslecellslastbilar utgör en del av transportsystemet.

Begränsningen med bränslecellslastbilar är bristen på fordon som finns tillgängliga kommersiellt idag, samtidigt som det i en intervju framgick att samma problem av begränsat utbud till viss del även gällde alla typer av bränslecellsfordon. Det finns dock bränslecellslastbilar som i dagsläget pilottestas, exempelvis av företag i Norge med bränslecellslastbil från Scania enligt en artikel av Andersson (2020). Med hänsyn till de tekniska förutsättningarna för lastbilar som definieras i avsnitt 3.4.1 är det troligt att dessa har möjlighet att bli mer tillgängliga för aktörer om en efterfrågan skapas. För att driva på denna efterfrågan bör stöd riktas till satsningar på bränslecellslastbilar, där behovet för bränslecellsfordon som förnybart alternativ identifierats som störst. Något som anges i de tekniska förutsättningarna för bränslecellslastbilar är att de tekniska kraven på fordonen, exempelvis med hänsyn till räckvidd och lagringskrav på fordonet, minskar med större tillgänglighet till infrastruktur, exempelvis bättre möjligheter att använda ett lägre tryck för vätgasen som lagras på fordonet när det går att tanka på fler ställen.

Utbyggnad av tankinfrastruktur

Som angivits i avsnitt 3.4.1 i delen om vätgasinfrastruktur i transportsektorn, är bristen på infrastruktur för lagring och distribution av vätgas en utmaning för genomslagsmöjligheterna för bränslecellsdrivna fordon. I nuläget finns exempelvis ingen tankstation för vätgas i drift i Skåne. Problemet är av typen hönan och ägget, där infrastruktur krävs för att bränslecellsfordon ska bli intressant, men det även behövs en efterfrågan på infrastruktur för att göra utbyggnaden av tankstationer lönsam. Alltså behöver tankinfrastruktur och bränslecellsfordonen växa fram parallellt, förslagsvis genom överenskommelser mellan aktörer inom olika sektorer. Något som omnämns i intervjuerna är behovet av en nationell vätgasstrategi, vilket skulle kunna peka ut dessa behov och styra utvecklingen av vätgassatsningar i en önskvärd riktning. Samtidigt bidrar en nationell vätgasstrategi med en större säkerhet för investeringar i vätgas, eftersom dessa i så fall går i linje med nationella mål. Detta kan ge aktörer mer incitament att satsa på vätgaslösningar. Att formulera en sådan strategi uppmuntras dessutom av EU genom direktivet för utbyggnad av

alternativa bränslen som beskrivits i avsnitt 4.6, inom vilket Sverige har angett vätgas som intressant men utan att definiera några nationella mål i dagsläget. Beslut om satsningar på vätgastankstationer har överlämnats till regional och lokal nivå.

Just för att bristen på infrastruktur för vätgas är en sådan utmaning för bränslecellsfordons genomslag, är ännu en fördel med att använda bränsleceller i tung trafik att tankinfrastrukturen inte måste byggas lika tät som för personbilar. Detta beror på att bussar tankas centraliserat och lastbilars körs huvudsakligen på planerade rutter längs ett begränsat antal stora genomfarter, vilket skiljer sig från personbilars transportmönster.

I avsnitt 4.4 utnämndes Skåne som transitregion och som förbindelse mellan Norden och Europa. Vad detta innebär är att den infrastruktur som finns tillgänglig i Skåne även påverkar förutsättningarna för transport som passerar genom Skåne, exempelvis angränsande länders satsningar på långtgående bränslecellslastbilar. Att Sverige potentiellt skulle kunna begränsa möjligheterna för andra länders satsningar på förnybara transporter genom att inte tillhandahålla tankningsmöjligheter i en transitregion som Skåne bör åtgärdas, inte minst med hänsyn till Sveriges i övrigt ambitiösa målsättningar och agerande i klimatfrågan. I brist på en nationell vätgasstrategi inom EU:s AFID, som beskrivs i Tabell 3 i avsnitt 4.6, så hamnar dock ansvaret för utbyggnaden av tankstationer för vätgas på lokal och regional nivå. En intressant aspekt utifrån de definierade direktiven och styrmedlen för vätgas är att det inom det reviderade förnybarhetsdirektivet sätts ett minimikrav på 14 % energiförbrukning från förnybara bränslen inom transportsektorn till 2030. Enligt Floristean et al. (2019) anges detta som ouppnåbart utan investeringar i vätgas producerad genom elektrolys med förnybar el. Detta pekar ytterligare på behovet av att satsa på utbyggnad av infrastruktur för vätgas inom transportsektorn.

I delen om infrastruktur för transport i avsnitt 3.4.1 angavs tekniska förutsättningar för olika typer av tankstationer för bränsleceller. Vilken typ av tankstation som är bäst lämpad beror på flera olika aspekter, där exempelvis möjligheten till distribution av vätgasen genom ett redan befintligt gasnät anges som något som snabbare kan göra vätgasen till ett konkurrenskraftigt alternativ som drivmedel. Detta hade kunnat vara en möjlighet för Skåne som ju har ett befintligt gasnät som vätgasen potentiellt hade kunnat transporterats genom till tankstationer. Att stamnätet för gas finns på den västra sidan gör det särskilt lovande för lastbilstillämpningar, eftersom mycket av Skånes godstransporter enligt 4.4 går längs samma sträcka. Andra alternativ är tankstationer där vätgasen produceras på plats, exempelvis genom reformering av biogas, som även skulle kunna transporteras dit genom gasnätet, alternativt genom elektrolys med förnybar el från elnätet. I avsnittet om tekniska förutsättningar för infrastruktur för transport anges distribution av centralt producerad vätgas genom lastbilar som ett bra alternativ om bränslecellsfordonen inte utgör stora andelar av transportsektorn och kräver lastbilstransport av stora mängder vätgas. Detta hade alltså kunnat vara ett bra alternativ initialt vid utbyggnad av tankstationer för vätgas.

Vätgasförsörjning för bränslecellsfordon

I avsnitt 5 beräknades produktionspotentialen för vätgas från olika metoder, vilket kan relateras till transportsektorns nuvarande förbrukning av fossila drivmedel. I avsnitt 4.4 framgick att användningen av fossila bränslen från hela transportsektorn i Skåne uppgår till 9,5 TWh per år. Givet den högre verkningsgraden hos bränslecellsdrivna elmotorer jämfört med förbränningsmotorer skulle energibehovet från vätgas dock vara mindre. Beroende på antaganden om verkningsgraden för bränslecellsfordon (ca 55 %) och förbränningsmotorer (ca 20–30 %) skulle det motsvarande behovet av vätgas ligga någonstans runt 5–7 TWh. Detta är alltså betydligt mer än regionens sammanlagda vätgasproduktion som idag skulle kunna vara 1,3 TWh från elektrolys av förnybar el

(se avsnitt 5.1) och 0,33 TWh från reformering av biogas enligt avsnitt 5.2. Det är dessutom produktionsmängder som förutsätter att all biogas och all förnybar el i regionen skulle användas till att producera vätgas, vilket knappast vore realistiskt i praktiken. På grund av de goda möjligheterna för batteridrivna elfordon att fylla behoven för en stor andel av fordonsflottan kan tunga fordon kan vara en möjlig nisch för bränslecellsfordon. I detta fall är potentialen för vätgas troligtvis mer intressant att jämföra med energibehovet för tunga transporter.

Genom olika antaganden och beräkningar som presenteras i Bilaga 2 – Beräkningar bedöms mängden vätgas som skulle behövas till Skånes tunga transporter vara inom intervallet 1,1–1,9 TWh per år. Detta är en väldigt stor mängd vätgas, men med en storleksordning som börjar närma sig den produktionspotential för vätgas i Skåne som definierades i avsnitt 5. I avsnitt 6.1.2 ifrågasattes dock rimligheten i att vätgasproduktion skulle anses som en bra användning för biogas i Skåne. Inte heller vore det rimligt att tro att all förnybar el skulle upphandlas till att producera vätgas, vilket innebär att det skulle krävas en stor utökning av förnybar elproduktion i Skåne för att möjliggöra denna nivå av vätgasproduktion. Ett tredje alternativ hade varit att ta tillvara på den mer outnyttjade produktionspotentialen av vätgas från förgasning, vars tekniska förutsättningar anges som befintliga enligt avsnitt 3.1.3, och som enligt tidigare planerade men sedan inställda projekt hade produktionspotential på minst 1,5 TWh som angivet i avsnitt 5.3. Med hänsyn till diskussionen om den praktiskt genomförbara potentialen för förgasning i 6.1.3 finns det stora osäkerheter i dess praktiska potential men det är möjligt att vätgas producerad från förgasning av biomassa hade kunnat tillgodose en del av energibehovet för bränslecellsdrivna tunga transporter utan att konkurrera med regionens begränsade tillgång till biogas och el som fyller andra viktiga tjänster i Skånes energisystem.

Sammanfattningsvis bedöms bränslecellsfordon på sikt kunna göra störst nytta i form av långt gående tung transport. Anledningen är för att de tekniska fördelarna med vätgas är väl lämpade till tung transport, bland annat i form av bränslecellsfordons längre räckvidd jämfört med batteridrivna fordon. Den större volymen hos tunga fordon skapar bättre lagringsförutsättningar för vätgas jämfört med personbilar med bränsleceller. Tung transport kräver även mindre omfattande utbyggnad av tankinfrastruktur är en stor fördel då bristen på tankstationer är ett av de stora hindren för bränslecellsfordons genomslagsförmåga. Eftersom utbyggnaden av infrastruktur för vätgas trots detta måste mötas av en efterfrågan är det dock tydligt att det krävs en samverkan mellan flera aktörer för bränslecellsfordon att få genomslag, vilket skulle kunna drivas på genom en nationell strategi för vätgas.

6.4.4 Injicering i gasnätet

Potentialen för vätgasdistribution genom att injicera vätgas i gasnätet har tidigare diskuterats i avsnitt 6.3 och det som skiljer dessa avsnitt från varandra är syftet med inblandningen. I detta avsnitt ses inblandningen av vätgas som en tillämpning i sig, där vätgasen inte separeras från övrig gas i gasnätet utan används i konventionella tillämpningar för gasen från gasnätet.

I beskrivningen av de tekniska förutsättningarna för injicering av vätgas i naturgasnät som tillämpning i avsnitt 3.4.2 framgick det att det inte bara finns möjlighet för en viss andel av inblandad vätgas i naturgas, utan att det även kan ha en positiv effekt på gasens förbränningsegenskaper. Fullständig inblandning av vätgas i gasnätet bedöms inte som praktiskt genomförbart på grund av att befintlig infrastruktur skulle behöva modifieras kraftigt, vilket tillintetgör den stora fördelen av denna tillämpning som är att just utnyttja befintlig infrastruktur. En 20 % inblandning anges enligt de tekniska förutsättningarna som en bra nivå för att balansera förbränningsegenskaperna och

säkerhetsaspekterna. Som redan nämnts i 3.4.2 kan dock den högsta möjliga inblandningen vätgas variera kraftigt beroende på slutanvändning. För att kunna användas i många olika sorters förbränningsprocesser är det därför bättre att utgå från ett lågt värde som istället kan öka med tiden i takt med att erfarenheten kring inblandning ökar. I fallet för det svenska stamnätet för gas verkar det rimligt att tillåta högst 2 % inblandning som generell gräns, trots att detta gör att vätgasens förbränningsegenskaper inte utnyttjas optimalt.

Motivationen bakom denna tillämpning av vätgas är, förutom möjligheterna för distribution som det möjliggör, även att öka andelen förnybar gas i gasnätet som huvudsakligen utgörs av fossil naturgas. Nordion Energi uttrycker i intervjun deras ambition om 100 % biogas i deras gasnät, men förnybar vätgas skulle likväl kunna bidra med en viss andel förnybar gas. Detta beror dock på de tidigare nämnda begränsningarna för inblandning av vätgas i gasnätet från teknik eller regelverk. Ett möjligt hinder för denna aspekt är den oklara och bristfälliga definitionen av grön vätgas som endast inkluderar vätgas producerad genom elektrolys från förnybar el. Utan en förändring av denna definition riskerar incitamenten att injicera vätgas producerad från reformering av biogas eller förgasning av biomassa att minska – ett problem som redan drabbat en av de intervjuade aktörerna i samband med vätgasproduktion genom förgasning.

6.4.5 Reservkraft och peak-power i gasturbin

Enligt de tekniska förutsättningarna för tillämpningen av vätgas i gasturbiner till reservkraft och peak-power som beskrevs i avsnitt 3.4.2 har de fördelar när det kommer till drift under ett begränsat antal timmar över en längre tid på grund av dess låga kapitalkostnad. Bränsleceller har istället hög verkningsgrad och är mer effektiva än gasturbiner men har helt motsatt fördelning mellan fast och rörlig kostnad och behöver köras länge för att deras höga kapitalkostnad ska kunna rättfärdigas ekonomiskt. Samtidigt går det att ifrågasätta lämpligheten för förbränning av vätgas i en gasturbin med hänsyn till de tekniska krav som ställs på turbiner som ska drivas helt på vätgas och som dessutom har en sämre verkningsgrad än turbiner drivna på naturgas. Med tanke på att biogas med samma gaskomposition har samma egenskaper som naturgas är det troligt att biogas är ett bättre alternativ som förnybart bränsle för just gasturbiner för tillämpningar med få driftstimmar där den låga kapitalkostnaden för gasturbiner har stor påverkan på val av teknik. Med hänsyn till det föregående kapitlet om inblandning av vätgas i gasnätet och dess praktiska potential är det troligtvis en mer relevant tillämpning av förbränning av vätgas i en gasturbin i form av att vätgas utgör en utblandad andel i gasnätet som sedan, bland många andra saker, används till att driva gasturbiner för reservkraft och peak-power. Denna tillämpning har också relevans i förhållande till effektfrågan, men nyttan som kan erhållas av att blanda in vätgasen i kraftverk och turbiner som drivs med förnybara bränslen kan anses vara begränsad. Heleneholmsverket körs exempelvis redan på biogas, vilket ger en stor klimatnytta jämfört med att det tidigare drevs med naturgas. Därför blir nyttan av vätgasen i relation till effektfrågan troligtvis större om den omvandlas till el i bränsleceller, där bränslecellerna dessutom skulle leda till att mer elproduktionskapacitet installerades.

6.4.6 Produktion av elektrobränslen

Att i en skånsk kontext dra nytta av befintligt tekniskt system för biogas och låta vätgasen omvandlas till metan skulle kunna ha flera fördelar. All infrastruktur för att använda biogas och syntetisk metan och att distribuera gasen i gasnätet skulle kunna ske utan svårighet. Som tidigare nämnts i 3.4.2 är metan dessutom lättare att lagra än vätgas, vilket ytterligare bidrar till dess potential att användas långt senare än när gasen precis har producerats. Att Heleneholmsverket numera drivs med biogas och är en del av effektreserven skapar en möjlig tillämpning där vätgas kan metaniseras och på så

vis bidra till lösningen på effektfrågan. Det är dock, som redan nämnts i 6.4.5, oklart hur stor nytta vätgasen skulle göra i denna tillämpning i relation till effektfrågan. Om fler gasturbiner installerades och använde biogas som bränsle skulle dock nyttan öka.

Tillämpningarna för vätgas och metan överlappar i mångt och mycket, där metangasen framstår som fördelaktig i relation till det befintliga systemet. Att däremot tänka sig omvandlingen el-vätgas-metan-el för att generera reservkraft i gasturbiner skulle som bekant innebära stora energimässiga omvandlingsförluster. Att metanisera koldioxid med vätgas ger energiförluster på 10–25 % och verkningsgraden för såväl gasturbiner som förbränningsmotorer är lägre än för bränsleceller. Förutom att detta är ineffektivt sett ur ett energiperspektiv innebär det också högre kostnader att genomgå ytterligare processteg för att omvandla en molekyl till en annan och en större mängd el för att få samma nytta. Fördelen med att kunna använda befintlig teknik skulle dock kunna anses kompensera för eller till och med överväga nackdelen med energiförlusten. Att uppgradera biogas med vätgas skulle alltså dessutom kunna främja etablerandet av vätgasproduktionsteknik utan att kräva att hela det tekniska systemet förändrades.

6.5 PRAKTISKT GENOMFÖRBARA VÄRDEKEDJOR I SKÅNE

Baserat på analyser i tidigare delar av detta avsnitt kan ett antal relevanta värdekedjor för produktion, lagring, distribution och användning av förnybar vätgas inom Skånes energisystem med särskild praktisk potential och nytta identifieras. Ett par övergripande aspekter kan konstateras gälla allmänt för samtliga värdekedjor.

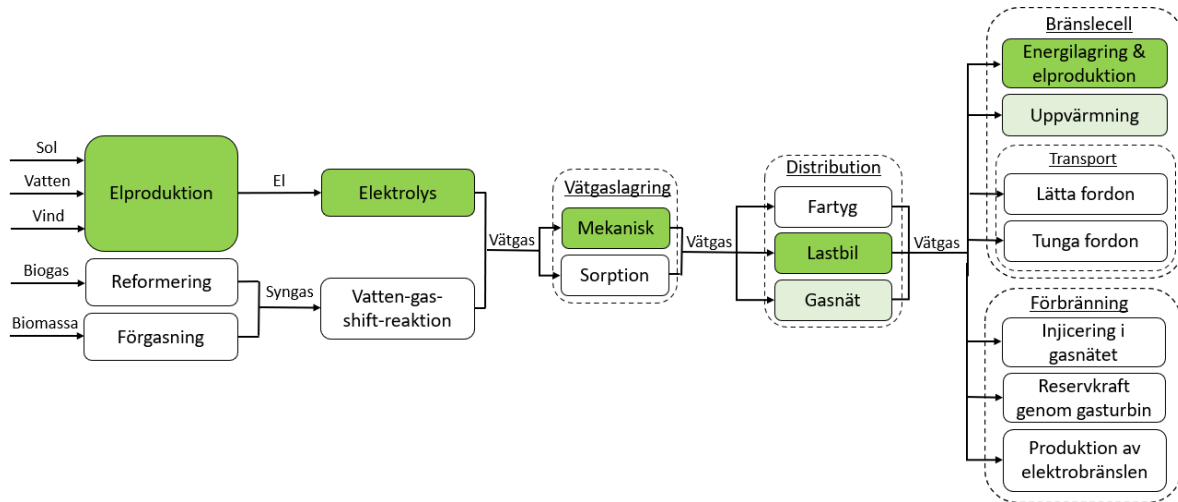
För det första bedöms möjligheten för olika vätgastillämpningar att göra nytta i det skånska energisystemet generellt vara god. Däremot verkar det inte lika självklart att det ska gå att producera all den vätgas som skulle kunna användas i respektive tillämpning. Exempelvis skulle all tillgänglig resurs att producera vätgas ur kunna gå åt till att enbart täcka dagens energibehov inom tung transports. Därigenom blir det tydligt att den övergripande praktiska potentialen för samtliga tillämpningar begränsas av den tillgängliga resursen.

Ett andra konstaterande för just produktionssidan av vätgassystemet är att det mest rimliga för den nära framtiden verkar vara att producera vätgas ur el och inte genom att reformera biogas. Att produktionens affärsmodell antas vara oberoende av elöverskott i nuläget gör dessutom att produktionen med fördel skulle kunna ske storskaligt och centralt. Detta skulle kunna ge de skalfördelar som verkar kunna finnas för stora elektrolysanläggningar och skulle kunna kompensera för att behöva distribuera vätgasen. Därför bedöms kontinuerlig, storskalig och centraliserad produktion av vätgas genom elektrolys vara produktionsmetoden med mest relevans i Skåne. Produktionen skulle då även skapa bättre förutsättningar för att tillvarata spillvärme från produktionen.

De fyra värdekedjorna i rubrikerna nedan har tagits fram baserat på en kombination av nytta och praktisk potential inom tidsramen till år 2030. Om en värdekedja eller något av resonemang frångår denna tidsavgränsning anges detta i presentationen. Syftet med värdekedjorna är att visa på att det finns flera olika alternativ för satsningar på förnybar vätgas som skulle kunna bidra med samhällsnytta. De syftar också till att identifiera svaga länkar i värdekedjorna, där utveckling kan ha stor påverkan på praktisk genomförbarhet för hela kedjan. Värdekedjorna ställs inte mot varandra, utan är menade att illustrera mångfalden av potentiella värdekedjor för förnybar vätgas som är möjliga att nyttja.

6.5.1 Störst nytta i elsystemet

Värdekedjan i systemschemat som presenteras i Figur 8 har valts utifrån den möjliga nytta som vätgasen skulle kunna ha inom det skånska elsystemet, främst på kortare sikt och i relation till effektfrågan.

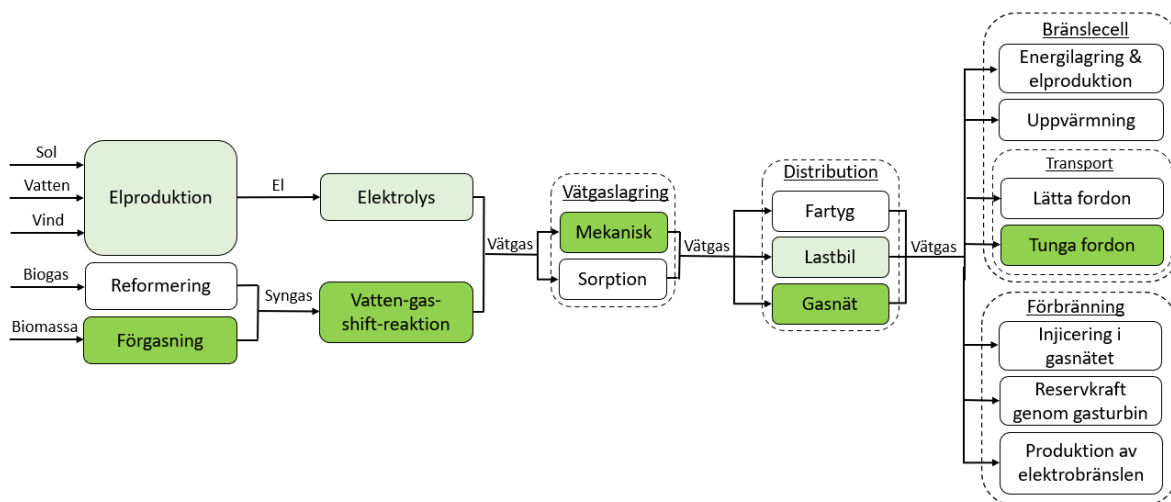


Figur 8: Värdekedjan som bedöms ha praktisk potential för störst nytta i elsystemet. Metoderna och tillämpningen med störst praktisk potentialen är grönmärkade, med möjliga alternativ markerade i ljusgrönt markerade.

Sett till att nyttan och produktionspotentialen har konstaterats vara låg i den nära framtiden för att ta vara på överskottsel genom elektrolys, är värdekedjan baserad på vätegasens möjliga användning. Bränsleceller skulle kunna göra nytta i Skånes belastade elnät genom att generera el på platser där behovet av extra elproduktion är som störst vid stora effektoppar. Lagring och distribution kan då ske genom redan befästa metoder: lagring i tryckbelagda gasflaskor eller i gasklocka och distribution på lastbil för att ta vätegasen från produktionsplats till lagrings- och användningsplats. Gasnätet vore också fördelaktigt att använda, men praktiskt möjliga inbladningsnivåer behöver fastställas innan det är möjligt. Lokaliseringen av vätegaslagret och bränslecellerna skulle placeras så nära platser med särskild kapacitetsbrist som möjligt. Att ha bränslecellssystem i direkt anslutning till fastigheter utesluts inte som alternativ, men troligtvis vore det lättare att uppnå en tillräckligt stor lagringskapacitet om några få nätföretag och/eller lagringsaktörer samordnade sig kring uppgiften, jämfört med att lägga ansvaret på fastighetsägare.

6.5.2 Störst långsiktig nytta i transportsektorn

Följande värdekedja i Figur 9 bedöms kunna göra störst nytta inom transportsektorn på längre sikt.

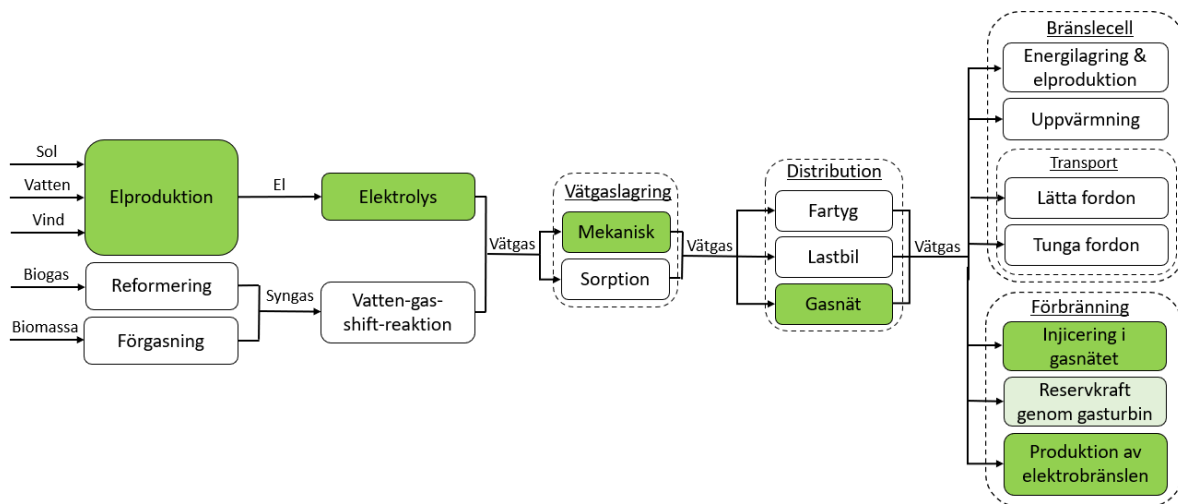


Figur 9: Den värdekedja som bedöms ha praktisk potential för störst nytta långsiktig nytta i transportsystemet är grönmarkerad, med möjliga sidovägar ljusgrönt markerade.

Som beskrivits i avsnitt 6.4.3 bedöms förutsättningarna och nyttan för bränslecellsfordon på sikt vara bäst för tunga transporter, och mer specifikt speciellt lastbilar. För att distribuera vätgas till tankstationer identifieras gasnätet som den billigaste lösningen, med slutlig lagring i form av tryckbelagda gasbehållare. Distribution med lastbil kan dock vara ett alternativ under den tidiga utbyggnaden av tankinfrastruktur, när bränslecellsfordonen fortfarande utgör en liten andel av transportsektorn med litet behov av distribution av vätgas. Den nödvändiga mängden vätgas för att ersätta mängden oljeprodukter som tunga transporter använder i Skåne idag uppskattades till ca 1,1–1,9 TWh. Detta är ett stort energibehov jämfört med produktionspotentialen från elektrolys och reformering, som dessutom båda utgår från konkurrensatta resurser. Därför bedöms den framtida produktionspotentialen av vätgas genom förgasning vara av särskilt intresse tack vare att den inte konkurrerar med skånska intressen för elektricitet och biogas. Dessutom antas kommersiell användning av bränslecellslastbilar ligga ett antal år i framtiden eftersom de endast finns på pilotstudienivå idag. Tillsammans identifieras förgasning som produktionsmetod och bränslecellslastbilar som användningsområde för vätgasen till delar av en värdekedja med stor nytta, men med begränsad praktisk genomförbarhet idag. Om nyttan av en fossilbränslefri tung transportsektor prioriteras och förgasning inte visar sig vara kommersiellt genomförbart hade det kunnat rättfärdiga vätgasproduktion genom elektrolys för större praktisk genomförbarhet.

6.5.3 Störst potential utifrån befintlig teknik, infrastruktur och konventionella förbränningstillämpningar

Värdekedjan som presenteras i Figur 10 nedan bedöms ha störst praktisk potential för att i så stor utsträckning som möjligt utnyttja befintlig infrastruktur och teknik i Skåne.



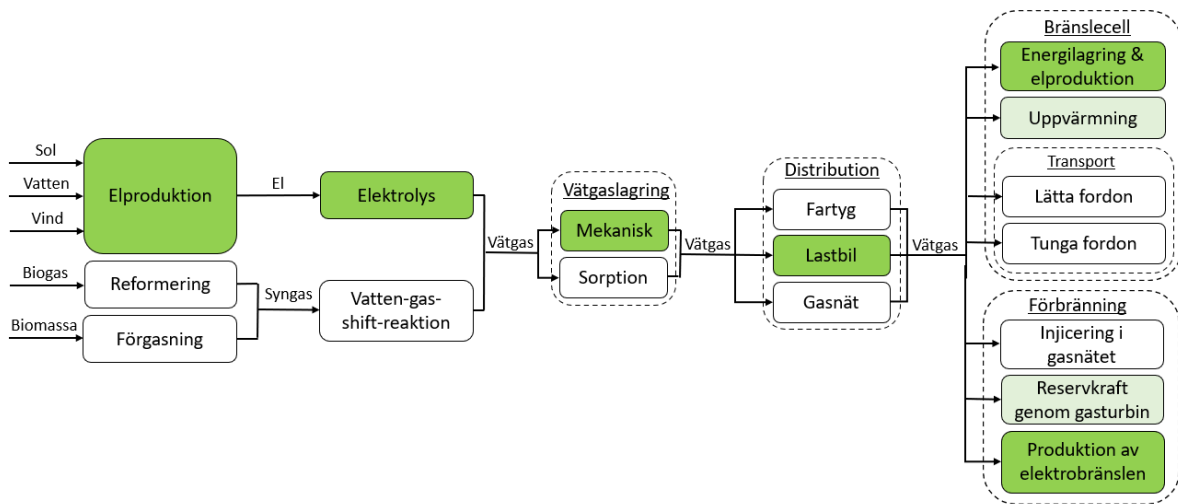
Figur 10: Den värdekedja som bedöms ha praktisk potential för störst användning av befintlig teknik, infrastruktur och konventionella förbränningstillämpningar är grönmarkerad, med möjliga sidovägar ljusgrönt markerade.

Denna värdekedja belyser att det finns tekniska förutsättningar för inblandning av vätgas i Skånes gasnät (efter att rimlig begränsning för inblandningsnivån fastställts) som då kan användas för distribuering och samtidigt få nytta av att späda ut den fossila naturgasen med förnybar vätgas. Det ger dessutom nytta av att öka andelen förnybar gas som går till reservkraft om gasen tas från gasnätet, vilket är varför denna användning markeras i figuren. Ytterligare en tillämpning som nyttjar befintliga förbränningstekniker är produktion av elektrobränslen, förslagsvis metan i samband med befintlig biogasproduktion. I denna process kan vätgasen användas för att öka utbytet av metan och samtidigt ge nytta av att binda in koldioxid. Detta är en process som idag är i utvecklingsstadiet, men som utförs idag i Skåne enligt en intervju med en biogasaktör som presenteras i avsnitt 4.7 och som därför uppenbarligen är möjlig.

6.5.4 Störst genomförbarhet idag

Värdekedjorna i Figur 11 nedan är valda baserat på den praktiskt genomförbara potential som finns idag och på att installation av ny teknik och infrastruktur ska minimeras. Detta innebär att kontinuerlig, central produktionen sker i elektrolysörer med hög teknisk mognad. Exemplet utgår inte från att det ska vara möjligt att använda gasnätet för att distribuera vätgasen, varpå eventuell distribution sker i gas- eller vätsketank på lastbil. För att inte behöva förändra tekniken som redan är installerad förbränns vätgasen i gasturbin med låg koncentration. Alternativt produceras vätgasen vid en biogasanläggning och ökar utbytet biogas för att i formen av metan kunna injiceras i gasnätet, något som kan göras redan idag.

Elproduktion med bränsleceller anses också ha praktiskt genomförbar potential, bortsett från oklarheten om vem som ska äga och driva energilagret. Nyttan skulle då precis som i det första exemplet kunna vara att frigöra extra effekt vid svårhanterade lasttoppar under vinterhalvåret.



Figur 11: Den värdekedja som bedöms ha praktisk potential för genomförande idag är grönmarkerad, med möjliga sidovägar ljusgrönt markerade.

7 DISKUSSION

7.1 AVGRÄNSNINGAR

Tidsramen fram till 2030 för utvärderingen av potentialen för förnybar vätgas i Skåne är en av avgränsningarna i detta arbete. Syftet med avgränsningen var att möjliggöra mindre spekulativa antaganden men innebar också att tekniker som verkar lovande för framtiden, men inte är etablerade idag, utslöts. Risken med detta är att potential som kan realiseras bortom 2030 förbises. Samtidigt verkar satsningar på förnybar vätgas vara något som tenderar att skjutas framåt i tiden. Därför kan avgränsningen fram till år 2030 vara desto mer intressant då det kan lyfta fram vad vätgasteknik skulle kunna bidra med idag och i den nära framtiden.

En annan avgränsning i detta arbete är att endast de tillämpningar där vätgas utgör energibärare undersökts. Detta innebär att de tillämpningar där vätgasen kan ha potential som kemisk reaktant utsluts. Att bortse från att efterfrågan på vätgas kan öka på grund av dessa tillämpningar påverkar bedömningen av vätgassystemets utbyggnad, kanske särskilt med avseende på produktion och infrastruktur. Detta skulle kunna ge bilden av en orättvist låg efterfrågan på förnybart producerad vätgas. Samtidigt skulle många av dessa tillämpningar helt enkelt bestå av att ersätta vätgas med fossilt ursprung med förnybar vätgas för att ge klimatnytta i specifika industrier och produceras för just de industrierna, snarare än att skapa en nytta ur ett energisystemperspektiv. Det gör att denna avgränsning inte bör ha så stor påverkan på bedömningen som har gjorts i detta arbete gällande den nytta som förnybar vätgas skulle kunna tjäna just i Skånes energisystem.

Avgränsningen om att endast intervjua aktörer etablerade i Skåne ledde till att intervjuer med aktörer utanför regionen med allmän expertis kopplad till vätgas inte kunde göras inom ramen för arbetet. Anledningen till denna avgränsning var delvis för att syftet med intervjuerna var att göra en regional omvärldsbevakning. Det andra skälet var att fånga upp förutsättningar specifika för regionen. Risken med att ha utslutit aktörer utanför regionen är dock att information och vissa perspektiv som är allmängiltiga för förnybar vätgas i Sverige har gått förlorade. Till exempel intervjuades inget företag vars främsta verksamhet var att producera förnybar vätgas ur elektrolys. Ingen av de intervjuade aktörerna hade heller praktisk erfarenhet av att använda vätgas i energilagringssyfte. Att ha fått med perspektivet från en sådan aktör hade antagligen varit berikande för diskussionen om förutsättningarna för detta. Det avgränsade urvalet av intervjuade aktörer var dock en förutsättning för att kunna genomföra intervjuerna inom tidsramen för arbetet med hänsyn till att det endast är en av flera delar av den datainsamling som genomfördes i detta examensarbete. En större urvalsgrupp med större spridning över både landet och vätgasens värdekedjor vore däremot intressant att undersöka i framtida arbeten.

Hela analysen för den praktiska potentialen för förnybar vätgas i Skåne baserades på avgränsningen att både produktion och användning av vätgasen skulle ske i regionen. Samtidigt konstateras det i 4.4 att Skånes importmöjligheter är särskilt goda med tanke på de många hamnar som finns i regionen. Om importmöjligheter hade beaktats för regionen hade bedömningen av praktiskt genomförbar potential kunnat bli annorlunda, men för en nära framtid verkar det ändå mer rimligt att dimensionera vätgastillämpningarna utifrån den mängd vätgas som kan tillverkas inom regionen.

7.2 AVSAKNAD AV SPECIFIKA KOSTNADSBERÄKNINGAR

Trots avgränsningarna i både geografi och tillämpningar gör bredden av detta arbete att detaljrikedom har gått förlorad till förmån för att ta in så många perspektiv som möjligt. Detta leder till att en stor del av resultaten bygger på förenklingar som skapar osäkerhet. Till exempel har kostnadsberäkningar inte utförts i arbetet, trots att lönsamhet kan anses vara mycket betydande för huruvida vätgastekniken ska bli mer utbredd. Anledningen till detta är att den detaljnivå som hade krävts för relevanta ekonomiska kalkyler inte var möjlig inom omfattningen för detta arbete och det breda perspektiv på potentialen för förnybar vätgas som tillämpades. Fokus lades istället på att beakta de tekniska förutsättningarna för vätgas i samband med de unika regionala förutsättningarna i Skåne. Detta begränsar förstås bedömningen av den praktiskt genomförbara potentialen. För att med större säkerhet kunna säga något om praktiskt genomförbar potential behövs mer specifika fall och systemvägar studeras med hänsyn till lönsamhet, regelverk och tekniska begränsningar. De slutsatser som dras i detta examensarbete utgår snarare från att bedöma potentialen för vätgasen i ett större sammanhang. Trots den osäkerhet för enskilda fall som denna bedömning innebär kan det vara vägledande för vilka mer specifika fall som bör efterforskas ytterligare, exempelvis de vägarna i systemschemat som bedömdes mer relevanta i avsnitt 6.5.

7.3 OSÄKERHET I BERÄKNADE EXEMPEL

Produktionspotentialen beräknades för elektrolys med förnybar el och för reformering av biogas i avsnitt 5. Dessa beräkningar baserades på antaganden om verkningsgrad och omvandlingseffektivitet med stöd i litteratur och inte på praktiska förutsättningar i Skåne. Detta gör att det finns en osäkerhet i att använda resultatet från dessa beräkningar till att dra slutsatser om produktionspotential och om vilka tillämpningar som är mer eller mindre praktiskt genomförbara på grund av produktionen. Resultaten av beräkningarna av produktionspotential bedöms dock ändå kunna bidra med en uppfattning om storleksordningen på mängden vätgas som skulle kunna produceras i regionen.

Exempel för kostnaden i 6.1.1 har dessutom definierats utifrån vad naturgasreformerad vätgas kostar att producera, vilket inte är representativt för vissa av tillämpningarna där vätgasen snarare konkurrerar med olika fossila drivmedel eller med olika elproduktionssätt. Anledningen till varför naturgas ändå valdes som utgångspunkt var för att det oftare förekom i den studerade litteraturen och erbjöd en möjlighet att ge exempel på kostnadsaspekter utan att behöva beräkna många, mycket specifika exempel. Osäkerheter i själva beräkningarna förekommer dock också. Litteraturexemplen redovisar inte alltid huruvida deras exempel har tagit hänsyn till inflation eller inte, vilket gör resonemanget än mindre exakt. Som redan har konstaterats behöver dock fler och noggrannare beräkningar göras om säkrare uttalanden om ekonomiska lönsamhet ska kunna göras för Skåne.

7.4 FÖRSLAG FÖR VIDARE UNDERSÖKNINGAR

Syftet att undersöka den praktiska potentialen för förnybar vätgas att göra nytta som en del av Skånes energisystem innebar att ett brett och mer översiktligt perspektiv behövde tillämpas för arbetet. Detta prioriterades eftersom praktisk potential för en del i vätgassystemet är boerande av de andra delarna i systemet. Arbetets bredd resulterade dock i en omfattning som innebar att det inom tidsramen för arbetet inte var möjligt att gå in på djupet på enskilda områden. Istället kan bedömningen av praktisk potential för olika områden och identifierandet av relevanta värdekedjor

utgöra en utgångspunkt för vidare undersökningar. Några vidare undersökningar som rekommenderas utifrån arbetet är följande:

- Vilka perspektiv kan aktörer från övriga delar av landet bidra med till bilden av möjligheter och hinder för förnybar vätgas i Sverige?
- Hur påverkar nuvarande regelverk och styrmedel lokaliseringsspekter för förnybar vätgas? Vore centraliserad eller decentraliserad vätgasproduktion- och lagring att föredra utifrån nuvarande regelverk och styrmedel?
- Hur hade de ekonomiska förutsättningarna påverkats om vätgasen produceras i andra delar av Sverige, exempelvis genom elektrolys i elområde 1 och 2 där största andelen av Sveriges el produceras?
- Hur mycket vätgas skulle mer realistiskt kunna produceras när den antas konkurrera med annan användning av resurser?
- Hur stor nytta och praktiskt genomförbar potential finns i att ersätta fossil vätgas i specifika industrier, exempelvis produktion av kvävegödsel?
- Kostnadsberäkningar:
 - Finns det lönsamhet i de produktions-, lagrings- och distributionsmetoder samt användningsområden med störst praktisk genomförbarhet, d.v.s. de mest intressanta systemvägarna?
 - Vilka variationer i elpris och vilken investeringskostnad för en elektrolysör krävs för att vätgasproduktion genom variabel el ska kunna bli lönsam i Skåne?
 - Vad är egentligen konkurrenskraftiga priser för förnybar vätgas inom olika sektorer?
 - Krävs stöd från styrmedel för att göra investeringar i vätgas lönsamt, och hur mycket stöd skulle i så fall behövas?
 - Hur ser lönsamheten ut i ett regionalt perspektiv för ett givet produktions- och användningsscenario om biprodukter som syrgas och spillvärme utnyttjas?
- Vore det mer samhällsekonomiskt fördelaktigt att satsa på andra förnybara alternativ med mer teknisk mognad än vätgas för att uppnå regionala klimatmål till 2030 och vänta med satsningar på vätgaslösningar till efter 2030 i arbetet mot mål till 2045?

8 SLUTSATS

I detta arbete undersöktes den praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas att göra nytta som en del av Skånes energisystem inom tidsramen till 2030. Den första delen i denna utredning utgjordes av en undersökning av de tekniska förutsättningarna. De mest tekniskt mogna metoderna för att tillverka vätgas är genom elektrolys eller reformering. Gasen lagras idag främst i olika trycksatta behållare och distribueras oftast i gas- eller vätskeform via vägtransport eller sjöfart. Storskalig lagring är en utmaning, där underjordisk lagring anses vara det mest kostnadseffektiva och minst platskrävande alternativet. Vätgasens många användningsområden innefattar bland annat att kunna generera el vid effekttoppar, att utgöra förnybart drivmedel i transportsektorn och att kunna blandas in i befintlig gasinfrastruktur till förbränning, antingen i form av vätgas eller genom att först omvandlas till metan. De tekniska förutsättningarna visar att det inom alla delar av den förnybara vätgasens värdekedja finns minst en metod där teknisk mognad inte är den begränsande faktorn. Därför bedöms tekniska förutsättningar finnas för att producera, lagra, distribuera och använda förnybar vätgas.

Flera regionala förutsättningar som är gynnsamma för vätgasens praktiskt genomförbara potential och möjlighet att göra nytta i Skånes energisystem kunde identifieras. Utifrån dessa kan gasnäten i Skåne konstateras utgöra en särskild möjlighet att använda befintlig gasinfrastruktur för distribution av vätgas. För att kunna använda gasnäten måste dock acceptabla inblandningsnivåer först fastställas baserat på tekniska begränsningar och kvalitetskrav hos slutanvändare. Möjligheten till underjordisk lagring verkar däremot vara närmast obefintlig idag, eftersom relevanta och väl undersökta geologiska utrymmen saknas. Inventeringen av styrmedel belyste att det saknas riktade stöd och styrmedel på nationell och regional nivå för förnybar vätgas och detta bedöms som otillräckligt för att främja utvecklingen av förnybar vätgas. Befintliga direktiv på EU-nivå kan dock anses gynna vätgasens utveckling.

Intervjuer med skånska vätgasaktörer ger bilden av att praktisk potential för verksamheter som arbetar med förnybar vätgas i Skåne idag är bristande. Samtidigt framkom i intervjuerna att intresset för förnybar vätgas växer i internationella sammanhang. Att efterfrågan på vätgas i Skåne idag är låg kan vara en av anledningarna till att aktörer i Skåne med verksamhet inom vätgasproduktion huvudsakligen söker sig utomlands. Alla intervjuade aktörer framförde åsikten om att förnybar vätgas har en hög praktiskt genomförbar potential på längre sikt – till 2030 och i vissa fall till 2045. Vätgasen kommer då, enligt aktörerna, att kunna utgöra en viktig roll i Skånes energisystem. Hinder som aktörerna belyste är bland annat bristen på en nationell strategi för förnybar vätgas, allmänhetens syn på säkerhetsrisker kopplat till vätgas, samt definitionen av förnybar vätgas från EU-direktiv som ger vätgas producerad från elektrolys orättvist övertag jämfört med vätgas från biogas och biomassa.

Produktionspotentialen för vätgas fram till 2030, d.v.s. den största mängd vätgas som kan produceras från tillgängliga resurser, beräknades till 1,3–6,3 TWh årligen genom elektrolys från förnybar el och 0,33–2,3 TWh årligen genom reformering av biogas. Att använda biogas för att producera vätgas verkar dock inte vara den riktning som Skåne ämnar ta baserat på strategiska ställningstaganden, vilket är rimligt eftersom teknik för distribution och användning för biogas redan är på plats och ger stor klimatnytta. Produktionspotentialen från förgasning kunde inte beräknas på grund av bristande underlag för processens omvandlingseffektivitet och varierande förutsättningar för förgasningen beroende på vilken typ av biomassa som används som råvara. Detta begränsar den

praktiskt genomförbara potentialen för produktion av vätgas till huvudsakligen elektrolys som metod, med eventuellt tillskott från förgasning av biomassa i den mån tekniken får fäste.

Utifrån analysen av praktiskt genomförbar potential för förnybar vätgas att göra nytta i Skånes energisystem inom tidsramen till 2030 bedömdes fyra värdekedjor vara särskilt relevanta. Lagring i samtliga identifierade värdekedjor sker i olika sorters trycksatta gasbehållare. Produktionsmetoden med särskild praktisk genomförbarhet är storskalig vätgasproduktion genom elektrolys. Förgasning av biomassa skulle dock kunna ha stor nytta som produktionsmetod för vätgas på grund av lägre konkurrens om tillgängliga resurser, men har större osäkerheter gällande dess praktiska genomförbarhet. Distribution genom lastbil är enligt bedömningen den mest praktiskt genomförbara metoden för distribution. Användningen av befintligt gasnät kan dock förbättra förutsättningarna för vissa värdekedjors genomslag i Skåne, förutsatt att riktlinjer för inblandning kan fastställas. Enligt analysen är användningsområden med störst praktisk genomförbarhet elproduktion, sameldning med natur- eller biogas i befintliga gasturbiner och uppgradering av biogas. Bränsle i tung transport eller elproduktion vid effektbrist är användningsområden för vätgas med särskild nytta, men den praktiska genomförbarheten för tung transport är än så länge mer osäker.

Baserat på de tekniska och regionala förutsättningarna kan vätgas överlag anses kunna göra nytta i Skånes energisystem, men osäkerheter kring lönsamheten begränsar bedömningen av den praktiskt genomförbara potentialen. På grund av detta rekommenderas vidare utredningar om de marknadsmässiga förutsättningarna för de olika identifierade värdekedjorna. Detta kan komplettera utvärderingen av den praktiska genomförbarheten. Bristfälliga regionala produktionsmöjligheter på grund av liten elproduktion i förhållande till användningen begränsar den övergripande praktiskt genomförbara potentialen för förnybar vätgas i Skåne. Ett ytterligare hinder utgörs av regionens fokus på biogas.

De många olika möjliga värdekedjorna för den förnybara vätgasen som energibärare belyser en av vätgasens största fördelar – dess mångsidighet gällande produktion och användning. Det innebär att vätgas bör ses som ett komplement till andra förnybara energibärare i ett framtida förnybart energisystem, istället för en potentiell konkurrent eller som den perfekta, förnybara lösningen. För att säkerställa att vätgas kan komma till användning där den gör största möjliga nytta finns dock ett behov av ett aktivt ställningstagande på nationell nivå, förslagsvis i form av en nationell strategi för vätgas. Det skulle kunna vara startskottet för att få förnybar vätgas att gå från ett lovande koncept för framtiden till att göra nytta i det förnybara energisystemet och ha en roll i uppfyllandet av klimat- och energimål på regional, nationell och global nivå.

KÄLLFÖRTECKNING

LITTERATUR

- Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W. & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, s. 109620, doi:10.1016/j.rser.2019.109620.
- Abe, J.O., Popoola, A.P.I., Ajenifuja, E. & Popoola, O.M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss. 15072-15086. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.04.068
- Adielsson, K.M. (2019). *Kartläggning av den skånska elförsörjningen* (PM, dnr: 1802357). Kristianstad: Region Skåne
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018): *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*.
- Ahmadi, P., Torabi, S.H., Afsaneh, H., Sadegheih, Y., Ganjehsarabi, H., & Ashjaee, M. (2020). The effects of driving patterns and PEM fuel cell degradation on the lifecycle assessment of hydrogen fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(5), ss. 3595-3608. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.01.165
- Ajanovic, A. & Haas, R. (2018). Economic prospects and policy framework for hydrogen as fuel in the transport sector. *Energy Policy*, 123, ss. 280-288. doi:10.1016/j.enpol.2018.08.063
- Alaswad, A., Baroutaji, A., Achour H. & Olabi, A. (2016) Developments in Fuel Cell Technologies in the Transport Sector. Current Challenges and Developments. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(37), ss. 16499-16508. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.03.164
- Altfeld, K. & Pinchbeck, D. (2013). *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. Reprint: gas for energy 03/2013*. ISSN 2192-158X. https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS_Final-Report.pdf
- Anderson, S., Westling, N., Hising, J. & Yelistratova, A. (2018). *Värdet av den Skånska biogasen*. 2050 Consulting.
- Andersson, J. & Grönkvist, S. (2018). Large-scale storage of hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss. 11901-11919. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.063
- Andersson, R. (2020). *Norska Asko testar bränslecellslastbilar från Scania*. <https://www.trailer.se/norska-asko-testar-branslecellslastbilar-fran-scania/> [2020-05-13]
- Anthonsen, K.L., Aagaard, P., Bergmo, P.E.S., Erlström, M., Fareide, J.I., Gislason S.R., Mortensen, G.M., Snæbjörnsdóttir, S.Ó. (2013). CO2 storage potential in the Nordic region. *Energy Procedia*, 37, ss. 5080 – 5092. doi:10.1016/j.egypro.2013.06.421
- Apostolou, D. & Xydis, G. (2019). A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113, s. 109292. doi:10.1016/j.rser.2019.109292
- Aronsson, B. (u.d.) *Deliverable 4.5. – EU Policy Paper*. HyLaw. https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2018-09/HyLAW_%20National%20policy%20Paper_4_EN_SWE.pdf [2020-05-06]
- Ayers, K., Danilovic, N., Ouimet, R., Carmo, M., Pivovar, B. & Bornstein, M. (2019). Perspectives on Low-Temperature Electrolysis and Potential for Renewable Hydrogen at Scale. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering*, (10), ss. 219–239. doi:10.1146/annurev-chembioeng-060718-030241
- Backman, J. (1998). *Rapporter och uppsatser*. Lund: Studentlitteratur.
- Bargiacchi, E., Antonelli, M. & Desideri, U. (2019). A comparative assessment of Power-to-Fuel production pathways. *Energy*, 183, ss. 1253-1265. doi:10.1016/j.energy.2019.06.149
- Baroutaji, A., Wilberforce, T., Ramadan, M. & Olabi, A.B. (2019). Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors. *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, 106, ss. 31-40.
doi:10.1016/j.rser.2019.02.022
- Barthelemy, H.M., Weber, M. & Barbier, F. (2017). Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. *International journal of hydrogen energy*, 42, ss. 7254-7262.
doi:10.1016/j.ijhydene.2016.03.178
- Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Flynn, D., Gomez-Lazaro, E., Holttinen, H., Menemenlis, N., Orths, A., Børre Eriksen, P., Smith, J.C., Soder, L., Sorensen, P., Altiparmakis, A., Yasuda, Y. & Miller, J. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, ss. 577-586.
doi:10.1016/j.rser.2016.06.082.
- Björnsson, L., Lantz, M., Murto, M. & Davidsson, Å. (2011). *Biogaspotential i Skåne – inventering och planeringsunderlag på översiktsnivå*. Malmö: Länsstyrelsen i Skåne län.
https://www.lansstyrelsen.se/download/18.840e7ca163033c061f1b2e0/1526068838041/Biogaspotential_i_Skane_111114.pdf
- Boait, P.J. & Greenough, R. (2019). Can fuel cell micro-CHP justify the hydrogen gas grid? Operating experience from a UK domestic retrofit. *Energy & Buildings*, 194, ss.75–84.
doi:10.1016/j.enbuild.2019.04.021
- Bockris, J.O.M. (2013). The hydrogen economy: Its history. *International journal of hydrogen energy*, 38, ss. 2579-2588.
doi:10.1016/j.ijhydene.2012.12.026
- Boyle, G. (2004). *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. 2 uppl. Oxford: Oxford University Press. ISBN: 0-19-926178-4
- Braga, L.B., Silveira, J.L., Da Silva, M.E., Tuna, C.E., Machin, E.B. & Pedroso, D.T. (2013). Hydrogen production by biogas steam reforming: A technical, economic and ecological analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (28), ss 166–173. doi:10.1016/j.rser.2013.07.060
- Bruce, J. Dyab, L., Gustavsson, M., Görling, M. & Klasman, B. (2019). *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion* (Rapport 2019:616). ISBN 978-91-7673-616-6. Energiforsk.
- Budny, C., Madledner, R. & Hilgers, C. (2015). Economic feasibility of pipe storage and underground reservoir storage options for power-to-gas load balancing. *Energy Conversion and Management*, 102, ss. 258–266.
doi:10.1016/j.enconman.2015.04.070
- Çabukoglu, E., Georges, G., Küng, L., Pareschi, G. & Boulouchos, K. (2019). Fuel cell electric vehicles: An option to decarbonize heavy-duty transport? Results from a Swiss case-study. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 70, ss. 35-48.
doi:10.1016/j.trd.2019.03.004
- California ISO (2017). *Impacts of renewable energy on grid operations*.
<https://www.caiso.com/documents/curtailmentfacts.pdf>
- Chang, R. (2007). *General Chemistry: The Essential Concepts*. 5. uppl., New York: McGraw-Hill Education. ISBN-13: 978-0071102261
- Cehade, Z., Mansilla, C., Lucchese, P., Hilliard, S. & Proost, J. (2019). Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. *International journal of hydrogen energy*, (44), ss. 27637-27655.
doi:10.1016/j.ijhydene.2019.08.260
- Chena, Y. & Melaina, M. (2019). Model-based techno-economic evaluation of fuel cell vehicles considering technology uncertainties. *Transportation Research Part D*, 74, ss. 234–244.
doi:10.1016/j.trd.2019.08.002
- Colbertaldo, P., Britni Agustin, S., Campanari, S. & Brouwer, J. (2019). Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: Towards 100% renewable electricity, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(19), ss. 9558-9576.
doi:10.1016/j.ijhydene.2018.11.062.
- Elinstallatören (2020). *Negativa elpriser – första gången någonsin i Sverige*.
<https://www.elinstallatoren.se/innehall/nyheter/2020/februari/negativa-elpriser-i-natt--forstaganen-nagonsin-i-sverige/> [2020-05-16]
- Emonts, B., Reuß, M., Stenzel, P., Welder, L., Knicker, F., Grube, T., Görner, K., Robinius, M. & Stolten, D. (2019). Flexible sector coupling with hydrogen: A climate-friendly fuel supply for road transport. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(26), ss. 12918-12930.
doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.183

- Energigas Sverige. (2018). *Produktion och användning av biogas och rötresten år 2017*. Eskilstuna: Statens energimyndighet. <https://www.energigas.se/library/2327/produktion-och-anvaendning-av-biogas-och-roetresten-aar-2017.pdf>
- Energimarknadsbyrån (2020). *Gasnät och gasbolag*. <https://www.energimarknadsbyran.se/gas/gasmarknaden-i-sverige/gasnat-och-gasbolag/> [2020-04-20]
- Energimarknadsinspektionen (u.d.) *Ren energipaketet – en sammanfattning av nya och ändrade bestämmelser i elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet*. https://www.energimarknadsinspektionen.se/Documents/Projekt/Ren_energi_for_alla/Sammanfattning%20best%C3%A4mmelser%20direktiv%20och%20f%C3%B6rordning.pdf
- Energimyndigheten (2019a). *Sveriges energi- och klimatmål*. <http://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-energi--och-klimatmal/> [2020-04-17]
- Energimyndigheten (2020). Eleffektbrist. <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/el/eleffektbrist/> [2020-05-26]
- Eriksson, H & Persson, J. (2013). *Hur fungerar det skånska stödet till biogas? – En utvärdering av Region Skånes utvecklingsmedel för biogas*. Stockholm: Oxford Research AB.
- European Central Bank (2020) *US Dollars*. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html [2020-05-21]
- Exchange Rates (2020). *Euro to Swedish Krona Spot Exchange Rates for 2019*. <https://www.exchangerates.org.uk/EUR-SEK-spot-exchange-rates-history-2019.html> [2020-05-16]
- Farzad, S., Mandegari, M.A. & Görgens, J.F. (2016). A critical review on biomass gasification, co-gasification, and their environmental assessments. *Biofuel Research Journal*, 12, ss. 483-495. doi:10.18331/BRJ2016.3.4.3
- Floristean, A. & Brahy, N. (2019). *Deliverable 4.4 – EU regulations and directives which impact the deployment of FCH technologies*. HyLaw. <https://www.hyschools.eu/resources/HySchools%20Policy%20and%20Law%20official%20document.pdf> [2020-05-06]
- Floristean, A., Brahy, N., Kraus, N., Skiker, S., Damman, S., Hayter, D. & Nozharova, D. (2019). *Delivarable 4.5. - EU Policy Paper*. HyLaw. <https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-06/EU%20Policy%20Paper%20%28June%202019%29.pdf> [2020-05-03]
- Folkesson, A., Andersson, C., Alvfors, P., Mats Alaküla, M. & Overgaard, L. (2003). Real life testing of a Hybrid PEM Fuel Cell Bus. *Journal of Power Sources*, 118(1–2), ss. 349-357. doi:10.1016/S0378-7753(03)00086-7
- Fossilfritt Sverige (2020). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – gasbranschen*. <https://www.energigas.se/library/2778/gasbranschens-faerdplan-2.pdf>
- Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International journal of hydrogen energy*, 38, ss. 2039-2061. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.12.010
- Gangu, K.K., Maddila, S., Mukkamala, S.B. & Jonnalagadd, S.B. (2019). Characteristics of MOF, MWCNT and graphene containing materials for hydrogen storage: A review. *Journal of Energy Chemistry*, 30, ss. 132–144. doi:10.1016/j.jechem.2018.04.012
- Gaoa, Y., Jiang, J., Menga, Y., Yana, F. & Aihemaitia, A. (2018). A review of recent developments in hydrogen production via biogas dry reformation. *Energy Conversion and Management*, 171, ss. 133-155. doi:10.1016/j.enconman.2018.05.083
- Gibbins, J. & Chalmers, H. (2008). Carbon capture and storage. *Energy Policy*, 36(12), ss. 4317-432. doi:10.1016/j.enpol.2008.09.058
- Gür, T. (2018). Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage. *Energy Environ. Sci.*, 2018, 11, 2696-2767. doi:10.1039/c8ee01419a
- Göransson, L. & Johnsson, F. (2018). A comparison of variation management strategies

for wind power integration in different electricity system contexts. *Wind Energy*, 21, ss. 837–854 doi:10.1002/we.2198

Götz, M., Lefebvre, J., Mors, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R. & Kol, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, (85), ss. 1371-1390. doi:10.1016/j.renene.2015.07.066

Hajjaji, N., Martinez, S., Trably, E., Steyer, J.-P. & Helias, A. (2016). Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41, ss. 6064-6075. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.03.006

Hall, M., Lund, E. & Rummukainen, M. (2015). *Klimatsäkrat Skåne*. CEC Rapport Nr 02. Centrum för miljö- och klimatforskning, Lunds universitet. ISBN 978-91-981577-4-1

Hecht, E.S. & Pratt, J. (2017). *Comparison of conventional vs. modular hydrogen refueling stations, and on-site production vs. delivery*. Springfield: U.S. Department of Commerce.

Heinemann, N., Booth, M.G., Haszeldine, R.S., Wilkinson, M., Scafidi, J. & Edlmann, K. (2018). Hydrogen storage in porous geological formations: onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK). *International journal of hydrogen energy*, 43, ss. 20861-20874 doi:10.1016/j.ijhydene.2018.09.149

IEA (2019). *The Future of Hydrogen*, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R. & Holttinen, H. (2018). Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(36), ss. 17295-17308. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.06.121

Inflation Tool (2020). *Value of 2017 Euro today*. <https://www.inflationtool.com/euro> [2020-05-22]

IPCC (2011) *Mitigation Potential and Costs*. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge: Cambridge University Press.

Jolly, W. L. (2007). *Hydrogen – Chemical Element*. Encyclopædia Britannica. Tillgänglig på: <https://www.britannica.com/science/hydrogen/Isotopes-of-hydrogen> [2020-02-06]

Kast, J., Morrison, G., Gangloff Jr., J.J., Vijayagopal, R. & Marcinkoski, J. (2018). Designing hydrogen fuel cell electric trucks in a diverse medium and heavy duty market. *Research in Transportation Economics*, 70, ss. 139-147. doi:10.1016/j.retrec.2017.07.006

Kast, J., Vijayagopal, R., Gangloff Jr, J.J. & Marcinkoski, J. (2017). Clean commercial transportation: Medium and heavy duty fuel cell electric trucks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(7), ss. 4508-4517. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.12.129.

Kharel, S. & Shabani, B. (2018). Hydrogen as a Long-Term Large-Scale Energy Storage Solution to Support Renewables. *Energies*, 11, ss. 2825. doi:10.3390/en11102825

Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (2016). *Sveriges framtida elnät - En delrapport*. Stockholm: Kungliga Vetenskapsakademien (IVA). <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagva-l-energi/vagvael-sveriges-framtida-elnat-b.pdf>

Laib, F., Braun, A. & Rid, W. (2019). Modelling noise reductions using electric buses in urban traffic. A case study from Stuttgart, Germany, *Transportation Research Procedia*, 37, ss. 377-384, doi:10.1016/j.trpro.2018.12.206.

Lamb, K.E., Dolan, M. D., Kennedy, D.F. (2019). Ammonia for hydrogen storage; A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss. 3580 – 3593. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.12.024

Larsson, M., Mohseni, F., Wallmark, C., Grönkvist, S. & Alvfors, P. (2015). Energy system analysis of the implications of hydrogen fuel cell vehicles in the Swedish road transport system. *International journal of hydrogen energy*, 40, ss. 11722-11729. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.04.160

Le Duigou, A., Bader, A.-G., Lanoix, J.-C., Nadau, L. (2017). Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (36), ss. 22987-23003. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.06.239.

- Lee, D.-Y., Elgowainy, A., Kotzb, A., Vijayagopal, R. & Marcinkoskic, J. (2018). Life-cycle implications of hydrogen fuel cell electric vehicle technology for medium- and heavy-duty trucks. *Journal of Power Sources*, 393, ss. 217-229. doi:10.1016/j.jpowsour.2018.05.012
- Lund, H. (2007). Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, 32, ss. 912–919. doi:10.1016/j.energy.2006.10.017
- Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J. & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Journal of Power Technologies*, 97(3), ss. 220–245. doi:10.1016/j.rser.2015.01.057
- Lynch, B., Kiger, A. & Hatipoglu, K. (2016). An Overview of Hydrogen Electrical Energy Storage. Meeting Energy Demand with Intermittent Renewable Resources. *SoutheastCon 2016*, 30 mars-3 april 2016. USA, Norfolk. doi:10.1109/SECON.2016.7506664
- Länsstyrelsen Skåne (2014). *Spillvärmepotential i Skåne –Kartläggning och fallstudier av industriell restvärme* (2014:29). Malmö: Länsstyrelsen. <https://docplayer.se/4656058-Spillvarmepotential-i-skane-kartlaggning-och-fallstudier-av-industriell-restvarme.html>
- Länsstyrelsen Skåne (2018). *Ett klimatneutralt och fossilbränslefritt Skåne. Klimat- och energistrategi för Skåne* (Rapportnummer 2018:17). Malmö.
- Länsstyrelsen Skåne (2019a). *Energibalans Skåne, statistik 2017*. https://www.lansstyrelsen.se/download/18.4a4eb7416faedec12524a8f/1581326180864/Energibalans%202017_Sk%C3%A5ne%20l%C3%A4n.xlsx [2020-05-14]
- Länsstyrelsen Skåne (2019b). *Regional plan för infrastruktur för elfordon och förnybara drivmedel*. https://www.lansstyrelsen.se/download/18.4a4eb7416faedec125ec98/1580137596104/Regional%20plan%20f%C3%B6r%20infrastruktur%20f%C3%B6r%20laddfordon%20och%20f%C3%B6rnybara%20drivmedel%20ver%201_0.pdf [2020-05-17]
- Mehra, R.K., Duan, H., Juknelevičius, R., Ma, F., Li, J. (2017). Progress in hydrogen enriched compressed natural gas (HCNG) internal combustion engines – A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, ss. 1458-1498. doi:10.1016/j.rser.2017.05.061
- Melaina, M., Antonia, O. & Penev, M. (2013) *Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues* (No. NREL/TP-5600e51995). Golden: NREL.
- Milanese, C., Garroni, S., Gennari F., Marini, A., Klassen, T., Dornheim, M. & Pistidda, C. (2018). Solid State Hydrogen Storage in Alanates and Alanate-Based Compounds: A Review. *Metals*, 8, s. 567. doi:10.3390/met8080567
- Millet, P. & Grigoriev, S. (2013). Water electrolysis technologies. *Renew Hydrog Technol Prod Purif Storage Appl. Saf.*, ss. 19-41. doi:10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7
- Moradi, R. & Groth, 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*, 44, ss. 12254-12269. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.041
- Mukherjee, U., Elsholkami, M., Walker, S., Fowler, M., Elkamel, A. & Hajimiragha, A. (2015). Optimal sizing of an electrolytic hydrogen production system using an existing natural gas infrastructure. *International journal of hydrogen energy*, 40, ss. 9760-9772. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.05.102
- Ni, M., Leung, D.Y.C., Leung, M.K.H. & Sumathy, K. (2006). An overview of hydrogen production from biomass. *Fuel Processing Technology*, 44(5), ss. 461-472. doi:10.1016/j.fuproc.2005.11.003
- Niermann, M., Beckendorff, A., Kaltschmitt, M. & Bonhoff, K. (2019). Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) - Assessment based on chemical and economic properties. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss. 6631-6654. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.01.199
- Nikolaidis, P. & Poullikkas, A. (2017). A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Journal of Power Technologies*, 97(3), ss. 220-245.
- Nikoleris, A. & Nilsson, L.J. (2013). *Elektrobränslen - en kunskapsöversikt* (Rapportnummer 85). Lund: Lunds Tekniska Högskola.

- Nord Pool (2020). *Historical market data*.
<https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> [2020-05-16]
- Nycander, E., Söder, L., Olauson, J., Eriksson, R. (2020). Curtailment analysis for the Nordic power system considering transmission capacity, inertia limits and generation flexibility. *Renewable Energy*, 152, ss. 942-960, doi:10.1016/j.renene.2020.01.059.
- Ozaki, M., Tomura, S., Ohmura, R., Mori, Y.H. (2014). Comparative study of large-scale hydrogen storage technologies: Is hydrate-based storage at advantage over existing technologies? *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(7), ss. 3327-3341. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.12.080.
- Pellow, M. A., Emmott, C. J. M., Barnhart, C. J. & Benson, S. M. (2015). Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy Environ. Sci.*, (8), 1938. doi:10.1039/c4ee04041d
- Peng, D. D., Fowler, M., Elkamel, A., Almansoori, A. & Walker, S. B. (2016). Enabling utility-scale electrical energy storage by a power-to-gas energy hub and underground storage of hydrogen and natural gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, ss. 1180-1189. doi:10.1016/j.jngse.2016.09.045
- Pollet, B.G. Kocha, S.S. & Staffell, I. (2019). Current status of automotive fuel cells for sustainable transport. *Current Opinion in Electrochemistry*, 16, ss. 90–95. doi:10.1016/j.coelec.2019.04.021
- Power Circle (2016). *Potentialen för lokala energilager i distributionsnäten (Slutrapport)*. Stockholm: IVA. <http://powercircle.org/wp-content/uploads/2016/06/Potentialen-fo-CC%88r-lokala-energilager-i-distributionsna-CC%88ten.pdf>
- Proost, J. (2019). State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss. 4406-4413. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.07.164
- Regeringskansliet (2017). *Det klimatpolitiska ramverket*.
<https://www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/> [2020-04-17]
- Region Skåne (2015a) *Deskriptiv analys av godsflöden i Skåne (1320009674)*.
https://utveckling.skane.se/siteassets/publikationer_dokument/20150924-_slutrapport_gods_i_skane.pdf
- Region Skåne (2015b). *Skånes färdplan för biogas*. Tillgänglig på:
https://utveckling.skane.se/siteassets/publikationer_dokument/skanes_fardplan_for_biogas_strategisk_del.pdf
- Region Skåne (2018a). *REGIONAL TRANSPORTINFRASTRUKTURPLAN FÖR SKÅNE 2018-2029*.
https://utveckling.skane.se/siteassets/publikationer_dokument/rti-plan_skane_2018-2029.pdf
- Region Skåne (2018b). *Handlingsplan för fossilfria drivmedel*. Kristanstad: Region Skåne.
<https://www.skane.se/Public/Protokoll/Regionala%20utvecklingsn%C3%A4mnden/2018-08-24/Handlingsplan%20f%C3%B6r%20fossilfria%20drivmedel%20i%20Sk%C3%A5ne/Handlingsplan%20f%C3%B6r%20fossilfria%20drivmedel.pdf>
- Reuß, M., Grube, T., Robinius, M. & Stolten, D. (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247, ss. 438–453 doi:10.1016/j.apenergy.2019.04.064
- Rosenberg, E., Fidje, A., Espegren, K.A., Stiller, C., Svensson, A.M., & Møller-Holst, S. (2010). Market penetration analysis of hydrogen vehicles in Norwegian passenger transport towards 2050. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(14), ss. 7267-7279. doi:10.1016/j.ijhydene.2010.04.153
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., Stolten, D. (2017). The investment costs of electrolysis: A comparison of cost studies from the past 30 years. *International journal of hydrogen energy*, 43, ss. 1209-1223. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.11.115
- Sainz-Garcia, A., Abarca, E., Rubi, V. & Grandia, F. (2017). Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. *International journal of hydrogen energy*, 42, ss. 16657-16666. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.05.076

- Sandén, B. (2014). *Systems Perspectives on Renewable Power 2014*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola. ISBN 978-91-980974-0-5
- Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B. & Stolten, D. (2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International journal of hydrogen energy*, (40), ss. 4285-4294. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.01.123
- Schoug, P. (2019). *E.ON välkomnar lösningen med regeringen för att lösa kapacitetsbristen i Skåne*. Via TT, 22 oktober. <https://via.tt.se/pressmeddelande/eon-valkomnar-losningen-med-regeringen-for-att-losa-kapacitetsbristen?publisherId=1035173&releaselid=3264323>
- Sdanghi, G., Maranzana, G., Celzard, A. & Fierro, V. (2019). Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, ss. 150–170. doi:10.1016/j.rser.2018.11.028
- Sharaf, O.Z. & Orhan, M.F. (2014). An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, ss. 810-853, doi:10.1016/j.rser.2014.01.012
- Shiga, H., Shinda, K., Hagiwara, K., Tsutsumi, A., Sakurai, M., Yoshida, K. & Bilgen, E. (1998). Large-scale hydrogen production from biogas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 23(8), ss. 631-640.
- Simon, J., Ferriz, A.M., Correas, L.C. (2015). HyUnder – Hydrogen Underground Storage at Large Scale: Case Study Spain. *Energy Procedia*, 73, ss. 136-144. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.661
- Skånetrafiken (u.d.). *Hållbarhetsperspektiven – information, definitioner och exempel*. <https://skanetrafiken.varumarkesmanual.se/sv/hallbarhet/perspektiv-pa-hallbarhet> [2020-04-28]
- Statistiska Centralbyrån (2020a). *Elproduktion och bränsleanvändning (MWh) efter bränsletyp, år, region och produktionsätt*. http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/sd/START__EN__EN0203/ProdbrEl/table/tableViewLayout1/ [2020-05-26]
- Statistiska Centralbyrån (2020b). *Körsträckor 2019*. https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/transporter-och-kommunikationer/vagtrafik/korstrackor-med-svenskregistrerade-fordon/#_Tabellerochdiagram [2020-05-07]
- Svenska Kraftnät (2017). *Hansa PowerBridge*. <https://www.svk.se/natutveckling/transmissionsnatsprojekt/hurva--sege/> [2020-05-16]
- Svenska Kraftnät (2019a). *Kraftbalansrapport 2019*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf>
- Svenska Kraftnät (2019b). *Systemutvecklingsplan 2020-2029*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan2020-2029.pdf>
- Svenska Kraftnät (2019c). *SydVästlänken*. <https://www.svk.se/natutveckling/transmissionsnatsprojekt/sydvastlanken/om-projektet/?id=649> [2020-05-16]
- Svenska Kraftnät (2019d). *Barsebäck-Sege*. <https://www.svk.se/natutveckling/transmissionsnatsprojekt/barseback-sege/om-projektet/> [2020-05-16]
- Svenska Kraftnät (2019e). *Hurva-Sege*. <https://www.svk.se/natutveckling/transmissionsnatsprojekt/hurva--sege/> [2020-05-16]
- Svenska Kraftnät (2019f). *LÅNGSIKTIG MARKNADSANALYS 2018 - Långsiktsscenarioer för elsystemets utveckling fram till år 2040 (SVK 2018/2260)*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät.
- Svenskt Gastekniskt Center (2012). *BASIC DATA ON BIOGAS*, 2 uppl. Lund: Serviceförvaltningen i Lunds Kommun. ISBN: 978-91-85207-10-7. <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/BasicDataonBiogas2012.pdf>
- Svenskt Gastekniskt Center (2013). *Lagra energi och transportera gas*. Malmö: Svenskt Gastekniskt Center. http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC_broschyr_20juni13_LOWREF2.pdf
- Sveriges Geologiska Undersökning (2016). *Koldioxidlagring i Sverige - sammanställning och resultat från NORDICCS (SGU-rapport 2016:20)*.

- Uppsala: Sveriges Geologiska Undersökning.
<http://resource.sgu.se/produkter/sgurapp/s1620-rapport.pdf>
- Swedegas (u.d.a). *Så fungerar det – vindkraft till gas*. Tillgänglig på:
https://www.swedegas.se/smart_infrastruktur/Power-to-Gas/Sa-fungerar-det [2020-01-15]
- Sydsvenskan (2019). *Därför har Skåne effektbrist – en manual i elektriska dröjsmål*.
<https://www.sydsvenskan.se/2019-12-01/darfor-har-skane-effektbrist-en-manual-i-elektriska-drojsmal> [2020-05-16]
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, ss. 86-94, doi:10.1016/j.rser.2019.01.051.
- Tengborg, P., Johansson, J. & Durup, J. G. (2014). Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience. *Proceedings of the World Tunnel Congress 2014 – Tunnels for a better Life*. Brasilien: Foz do Iguaçu
- Tibbelin, A. (2019). *The Blue Move for a Green Economy*.
<https://kfsk.se/energikontoret/skane/om-oss/avslutade-projekt/blue-move/> [2020-04-17]
- Tractebel Engie & Hincio (2017). *EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS* (Rapport).
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2_H_Full_Study_FCHJU.pdf
- Vincent, I. & Bessarabov, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(2), ss. 1690-1704. doi:10.1016/j.rser.2017.05.258.
- Vätgas Sverige & Svenska Gasföreningen. (2009). *Vätgas*. Stockholm: Mediabaren i Stockholm AB.
- Wallmark, C., Mohseni, F., Schaap, G. Wiberg, E., Larsson, M., Nordström, M. & Berg, T. (2014). *Vätgasinfrastruktur för transporter - Fakta och konceptplan för Sverige 2014–2020*. Rapport HIT-1 NIP-SE. Vätgas Sverige.
- Wang, J.H., Wei, Z.L., Zhang, M. & Hyang, Z.H. (2014). A review of engine application and fundamental study on turbulent premixed combustion of hydrogen enriched natural gas. *Science China - Tech Science*, 57(3), ss. 445-451. doi:10.1007/s11431-014-5471-y
- Weum (u.d.) *Om oss*.
<https://www.weum.se/omoss/gasnatet.4.1d1e2ffc1677d3e44b9327a9.html> [2020-06-24]
- Wilberforce, T., Alaswad, A., Palumbo, A., Dassisti, M. & Olabi, A.G. (2016). Advances in stationary and portable fuel cell applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41 (37), ss. 16509-16522. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.02.057
- Wolf, E. (2015). Chapter 9 - Large-Scale Hydrogen Energy Storage, Redaktörer: Patrick T. Moseley, Jürgen Garche, *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Elsevier, ss. 129-142, ISBN: 9780444626165
- Wulf, C. Linßen, J. & Zapp, P. (2018). Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia*, 155, ss. 367-378. doi:10.1016/j.egypro.2018.11.041
- Yanxing, Z., Maoqiong, G., Yuan, Z., Xueqiang, D. & Jun, S. (2019). Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 44, ss.16833-16840. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.04.207
- Zhang, F., Zhao, P., Niu, M. & Maddy, J. (2016). The survey of key technologies in hydrogen energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(33), ss. 14535-14552, doi:10.1016/j.ijhydene.2016.05.293.
- Zhang, X., Chan, S.H., Ho, H.K., Tan, S-C., Li, M., Li, G.L., Li, J. & Feng, Z. (2015). Towards a smart energy network: The roles of fuel/electrolysis cells and technological perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40, ss. 6866–6919. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.03.133
- Östberg, P. (2017). *Vätgas som energilager – om vätgasens potential som energibärare i termiska kraftverk*. Examensarbete, Institutionen för Energivetenskaper. Lund: Lunds Tekniska Högskola. <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/8907926>

FIGURER

EERE. (u.d.a). *PEM_electrolyzer*.

https://www.energy.gov/sites/prod/files/styles/borealis_photo_gallery_large_respondsmall/public/pem_electrolyzer.png?itok=fSL3gsg4 [2020-04-10]

EERE. (u.d.b). *Hydrogen_fueling_nozzle*.

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/c/cb/Hydrogen_fueling_nozzle2.jpg [2020-03-06]

Energimyndigheten (2019b). *Elområden*.

http://www.mynewsdesk.com/se/statens_energimyndighet__stem/images/elomraaden-1649343 [2020-04-23]

M 93. (2018). *Toyota Mirai* [fotografi].

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d2/Toyota_Mirai_%E2%80%93_Frontansicht%2C_11._November_2018%2C_D%C3%BCsseldorf.jpg [2020-03-06]

Mattuci (2015). *Proton Exchange Fuel Cell Diagram*.

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/6/63/Proton_Exchange_Fuel_Cell_Diagram.svg/800px-Proton_Exchange_Fuel_Cell_Diagram.svg.png [2020-05-05]

Weum (u.d.) *Om oss*. <https://www.weum.se/omoss/gasnatet.4.1d1e2ffc1677d3e44b9327a9.html> [2020-06-24]

INTERVJUPERSONER

Bengtsson, L., f.d. projektingenjör, E.ON. Intervju 12 mars 2020.

Blomberg, P. & van Gysel, E. Teamledare för affärsutveckling och innovation respektive affärsutvecklare, Nordion Energi. Intervju 3 april 2020.

Dennbo, M. Innovationsstrateg, E.ON. Intervju 3 april 2020.

Granberg, T. VD, Plagazi. Intervju 3 april 2020.

Silversand, F. Styrelseordförande, Catator. Intervju 10 mars 2020.

Solér, O. Miljöstrateg, Region Skåne. Intervju 27 mars 2020.

Tillborg, H. 2:e vice ordförande, Vätgas Sverige. Intervju 7 april 2020.

BILAGA 1 – INTERVJUFRÅGOR

Förtydligande inför frågor: Avgränsning för arbetet är förnybart producerad vätgas (t.ex. vätgas producerad genom elektrolys med förnybar el, reformering av biogas eller förgasning av biomassa).

1. På vilket sätt jobbar ni eller har jobbat med förnybar vätgas i Skåne?
2. Varför valde ni att påbörja denna verksamhet och varför i Skåne? Om relevant för er verksamhet, hur resonerade ni kring valet av process eller teknik?
3. Vilka tekniska möjligheter och hinder upplever ni för er verksamhet med förnybar vätgas i Skåne i nutid, till 2030 och till 2045?
4. Vilka möjligheter och hinder genom befintliga lagstiftningar och styrmedel upplever ni för er verksamhet med förnybar vätgas i Skåne i nutid, till 2030 och till 2045?
5. Vilka ekonomiska möjligheter och hinder upplever ni med er verksamhet kopplad till förnybar vätgas i Skåne i nutid, till 2030 och till 2045?
6. Vilka risker och hot ser ni kopplat till er verksamhet med förnybar vätgas i Skåne i nutid, till 2030 och till 2045?
7. Vilka behov ser ni kopplat till er verksamhet och den fortsatta utvecklingen av förnybar vätgas? Vem ska fylla dessa behov?
8. Har ni något ni vill tillägga om er verksamhet med förnybar vätgas i Skåne som kan vara viktigt för vårt examensarbete eller för Länsstyrelsen Skåne?

BILAGA 2 – BERÄKNINGAR

Produktionspotential från reformering av biogas

För att beräkna den mängd vätgas som hade kunnat produceras från energimängden biogas som produceras och har potential att produceras i Skåne används en analys av omvandlingseffektiviteten för vätgasproduktion genom reformering av biogas av Braga et al. (2013). I beräkningen används LHV som för vätgas och metan som är ca 120 MJ/kg respektive 50 MJ/kg. Biogas är dock en blandning av metan och andra gaser, vilket påverkar energiinnehållet. Enligt Svenskt Gastekniskt Center (2012) kommer allt energiinnehåll i biogas från metan och beräknas genom att fraktionen metan i biogasen multipliceras med energiinnehållet för metan. Med ett metaninnehåll på 75,8 % i biogasen, vilket används av Braga et al. (2013), blir LHV för biogas 37 850 kJ/kg. Reformeringen sker i en process som inkluderar reaktionerna angivna i avsnitt 3.1.2, där reaktion (7) kräver vattenånga, vilket Braga et al. (2013) har antagits produceras av förbränning av biogas i en panna med 80 % effektivitet. Omvandlingseffektiviteten påverkas också av att biogas går åt till att producera ångan som krävs för processen. Reformeringsprocessens omvandlingseffektivitet η beräknas av Braga et al. (2013) genom ekvationen:

$$\eta_{reform} = \frac{m_{H_2} LHV_{H_2}}{(m_{biogas\ reform} LHV_{biogas\ reform}) + (m_{biogas\ boiler} LHV_{biogas\ boiler})} \quad (12)$$

Under de angivna förutsättningarna fås omvandlingseffektiviteten av biogas till vätgas till 80 % genom denna beräkning av Braga et al. (2013). Andra analyser får fram liknande resultat, exempelvis Schiebahn et al. (2015) som anger 83 % som den högsta möjliga effektiviteten. Denna effektivitet kan sedan användas till att beräkna totala energiinnehållet (massa multiplicerat med LHV) som hypotetiskt skulle kunna produceras från energiinnehållet i biogas enligt:

$$m_{H_2} LHV_{H_2} = \eta_{reform} ((m_{biogas\ reform} LHV_{biogas\ reform}) + (m_{biogas\ boiler} LHV_{biogas\ boiler})) \quad (13)$$

Omvandlingseffektiviteten η på 0,8, beräknad av Braga et al. (2013), tar hänsyn till de förluster som uppstår i omvandlingen från biogas till vätgasproduktion i produktion av ånga. Det som är av intresse är omvandlingen från en angiven mängd biogas till vätgas, vilket gör att ekvationen enklare kan uttryckas som:

$$Energiiinnehåll_{H_2} = \eta_{reform} \cdot Energiinnehåll_{biogas} \quad (14)$$

Den massa vätgas som energin motsvarar fås sedan av:

$$m_{H_2} = \frac{\eta_{reform} \text{Energiinnehåll}_{biogas}}{LHV_{H_2}} \quad (15)$$

Resultatet av beräkningarna presenteras i Tabell 7.

Energiförbrukning i bränsle till tung transport

Med nedan följande antaganden och tillvägagångssätt görs uppskattning i form av ett intervall utifrån bästa och sämsta fall för hur mycket vätgas som skulle krävas för att ersätta dagens användning av oljeprodukter i tung transport i Skåne.

- Antagande 1: energianvändningen hos tung transport är proportionell mot dess utsläpp. Eftersom tung transport ger upphov till 24 % av transportsektorns utsläpp enligt Länsstyrelsen Skåne (2018) och energianvändningen från oljeprodukter i transportsektorn i Skåne är ca 8,4 TWh enligt Länsstyrelsen (2017) uppskattas energianvändningen från oljeprodukter inom tung transport i Skåne genom $0,24 \cdot 8,4 \text{ TWh}$, vilket blir 2,02 TWh.
- Antagande 2: verkningsgraden hos förbränningsmotorer är någonstans mellan 20 och 30 %, beroende på om det är en gas-, bensin- eller dieselmotor (Wallmark et al. 2014)
- Antagande 3: energiförlusten för kompression och distribution av vätgasen på lastbil är 20-30 % total. (Wallmark et al. 2014)
- Antagande 4: verkningsgraden hos en bränslecellsmotor antas vara 55 % (Zhang et al. 2016).

$$\eta = \frac{E_{nyttig}}{E_{tillförd}} \leftrightarrow E_{nyttig} = E_{tillförd} \cdot \eta$$

Med ekvationen ovan kan den nyttiga energin i en förbränningsmotor beräknas vara mellan $2,02 \cdot 0,2 \text{ TWh}$ och $2,02 \cdot 0,3 \text{ TWh}$ beroende på verkningsgrad. Detta ger ett intervall på 0,4-0,6 TWh nyttig energi. Hur mycket vätgas som skulle behöva tillföras beräknas då enligt:

$$E_{tillförd} = \frac{E_{nyttig}}{\eta}$$

Verkningsgraden för en bränslecell utgår från antagande 3 och 4. Detta resulterar i ett intervall på 1,1-1,9 TWh från vätgas för att ersätta oljeprodukterna i tung transport i Skåne.