Hybridpark med vätgasproduktion

– En förstudie av en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion

Lovisa Neckmar

Examensarbete 2023
Miljö- och Energisystem
Institutionen för Teknik och samhälle
Lunds Tekniska Högskola

LUNDS UNIVERSITET
Lunds Tekniska Högskola

Hybridpark med vätgasproduktion

En förstudie av hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion

Lovisa Neckmar

Examensarbete

Januari 2023

ISRN LUTFD2/TFEM--23/5187--SE + (1-104)

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

26 januari 2023

Författare

Lovisa Neckmar

Dokumenttitel och undertitel

Hybridpark med vätgasproduktion

- En förstudie av en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion

Sammandrag

En hybridpark bestående av vind- och solkraft förbättrar vätgasproduktionens prestanda jämfört med ifall kraftslagen agerar separat och kan dela på samma infrastruktur. Detta examensarbete är en förstudie som granskar möjligheten för två vindkraftverk med en effekt på vardera 2 MW att kompletteras med en solcellspark för att bilda en hybridpark med vätgasproduktion. Förstudien undersöker dess tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningar. Tre fall av vätgasproduktion granskas; 100 procent kontinuerlig produktion, 75 procent drift av produktionen med sex timmars produktionsstopp samt off-grid hybridpark med variabel produktion. De tre fallen studeras sedan utifrån dimensioneringen med endast vindkraft samt tre olika dimensioneringar av hybridparkskombinationer med solcellspark med 1, 2,5 och 5 MW effekt.

Den tekniska slutsatsen är att hybridparken med 5 MW solcellspark bäst når målet att i största mån kunna använda egenproducerad el till vätgasproduktionen. Största mängden vätgas produceras i fall 1 vilket är 435 kg per dygn. I fall 2 produceras 326 kg per dygn, men det har ett större elöverskott vilket kan säljas till elnätet. För fall 3 produceras 278 kg vätgas där den kan garanteras att vara helt förnybar då endast egenproducerad el används.

Den ekonomiska slutsatsen är att fall 3, där hybridparken med 5 MW solcellspark, ger bäst ekonomisk lönsamhet gällande produktionskostnad. Vidare bedöms det mer ekonomiskt gynnsamt att sälja vätgasen till industrin än att etablera en vätgastankstation.

Utfallet gällande tillstånd för solcellsparken förmodas bli antingen ett godkännande om anmälan för samråd eller ett undersökningssamråd med en liten MKB, båda enligt 12:6 MB. Vätgasproduktionen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) och går under anmälningsplikt. Det behövs även tillstånd enligt Sevesolagen och hos den lokala Räddningstjänsten samt riskanalys och riskutredning behöver göras. Ett undersöknings- och avgränsningssamråd bör hållas samtidigt så att Länsstyrelsen kan fatta beslut kring ifall verksamheten medför betydande miljöpåverkan och ifall en MKB behöver göras.

Nyckelord

Hybridpark, solkraft, vindkraft, vätgas, elektrolys, förnybar

Sidomfång	Språk	ISRN
104	Svenska	LUTFD2/TFEM--23/5187--SE+(1-104)

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

26 January 2023

Authors

Lovisa Neckmar

Title and subtitle

Hybrid power plant with hydrogen production

- A pilot study of a hybrid power plant consisting of wind- and solar power with hydrogen production

Abstract

A hybrid power plant (HPP) existing of wind- and solar power improves the performance of the hydrogen production compared to the stand-alone alternative and can share infrastructure. This thesis views the possibility for two wind turbines with 2 MW power each to be combined with solar power to form a HPP with hydrogen production. The thesis investigates the plant's technical, economic and permits conditions. It reviews three cases of hydrogen production; 100 percent continuous, 75 precent operation with six hours production stoppages and an off-grid HPP. The three different cases are then studied according to the dimensioning with only wind turbines and three different dimensioning for the HPP with 1, 2,5 and 5 MW solar park.

The technical conclusion is that the HPP with 5 MW solar park best meet the goal to only use self-generated electricity. For case 1 the largest amount of hydrogen is produced, 435 kg by day. In case 2 the amount of hydrogen is 326 kg, but there is more electricity available which can be sold to the grid. For case 3 the hydrogen production produces 278 kg where the hydrogen is completely renewable because it's only use electricity from the HPP.

The economic conclusion is that case 3 with a HPP of 5 MW solar park and hydrogen production gives the best profitability considering production cost. It's more economically favourable to sell the hydrogen to the industry than establishing a filling station.

Permits for the solar park are presumed to be either an approval for notification to consultation or a survey consultation with a small environmental impact assessment (EIA), both according to 12:6 in MB. The hydrogen production will be assessed for environmental permits according to miljöprövningsförordningen (2013:251). Permits from the Seveso law and local fire department is needed and a risk- analysis and assessment. A survey- and a delimitation consultation should be done at the same time so Länsstyrelsen can make a decision if the activity will entail significant environmental impact and if an EIA is needed.

Keywords

Hybrid power plant, solar power, wind power, hydrogen, electrolysis, renewable

Number of pages	Language	ISRN
104	Swedish	LUTFD2/TFEM--23/5187--SE+(1-104)

Förord

Denna förstudie är ett examensarbete omfattande 30 högskolepoäng utfört hos Aktea Energy Malmö och inom avdelningen för miljö- och energisystem vid institutionen Teknik och samhälle vid Lunds tekniska högskola. Examensarbetet har genomförts med vägledning från handledaren Charlotta Gibrand på Aktea Energy Malmö. De två vindkraftverken, som är med i förstudien, är lokaliserade utanför Klågerup i Svedala kommun och ägs av Vinninge Vind AB. I förstudien är Bo Gustafsson, en av delägarna i Vinninge Vind AB, kontaktperson under examensarbetets gång. Han är även kund hos Aktea Energy Malmö där uppdraget för förstudien först kom på tals. Examensarbetet har också genomförts med hjälp från handledarna Karin Ericsson, universitetslektor vid miljö- och energisystem LTH, och Jamil Khan, universitetslektor vid miljö- och energisystem LTH, samt examinatorn Max Åhman, universitetslektor vid miljö- och energisystem LTH.

Tack till alla medverkande som möjliggjort detta examensarbete!

Sammanfattning

En hybridpark bestående av vind- och solkraft förbättrar vätgasproduktionens prestanda jämfört med ifall kraftslagen agerar separat och kan dela på samma infrastruktur. Examensarbetet är en förstudie som granskar möjligheten för två vindkraftverk med en effekt på vardera 2 MW att kompletteras med en solcellspark för att bilda en hybridpark med vätgasproduktion. Förstudien undersöker dess tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningar. Tre fall av vätgasproduktion granskas; 100 procent kontinuerlig produktion, 75 procent drift av produktionen med sex timmars produktionsstopp samt off-grid hybridpark med variabel produktion. De tre fallen studeras sedan utifrån dimensioneringen med endast vindkraft samt tre olika dimensioneringar av hybridparkskombinationer med solcellspark med 1, 2,5 och 5 MW effekt.

Den tekniska slutsatsen är att hybridparken med 5 MW solcellspark bäst når målet att i största mån kunna använda egenproducerad el till vätgasproduktionen. Största mängden vätgas produceras i fall 1 vilket är 435 kg per dygn. I fall 2 produceras 326 kg per dygn, men det har ett större elöverskott vilket kan säljas till elnätet. För fall 3 produceras 278 kg vätgas där den kan garanteras att vara helt förnybar då endast egenproducerad el används.

Den ekonomiska slutsatsen är att fall 3, där hybridparken med 5 MW solcellspark, ger bäst ekonomisk lönsamhet gällande produktionskostnad. Vidare bedöms det mer ekonomiskt gynnsamt att sälja vätgasen till industrin än att etablera en vätgastankstation.

Utfallet gällande tillstånd för solcellsparken förmodas bli antingen ett godkännande om anmälan för samråd eller ett undersökningssamråd med en liten MKB, båda enligt 12:6 MB. Vätgasproduktionen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) och går under anmälningsplikt. Det behövs även tillstånd enligt Sevesolagen och hos den lokala Räddningstjänsten samt riskanalys och riskutredning behöver göras. Ett undersöknings- och avgränsningssamråd bör hållas samtidigt så att Länsstyrelsen kan fatta beslut kring ifall verksamheten medför betydande miljöpåverkan och ifall en MKB behöver göras.

Abstract

A hybrid power plant (HPP) existing of wind- and solar power improves the performance of the hydrogen production compared to the stand-alone alternative and can share infrastructure. This thesis views the possibility for two wind turbines with 2 MW power each to be combined with solar power to form a HPP with hydrogen production. The thesis investigates the plant's technical, economic and permits conditions. It reviews three cases of hydrogen production; 100 percent continuous, 75 precent operation with six hours production stoppages and an off-grid HPP. The three different cases are then studied according to the dimensioning with only wind turbines and three different dimensioning for the HPP with 1, 2,5 and 5 MW solar park.

The technical conclusion is that the HPP with 5 MW solar park best meet the goal to only use self-generated electricity. For case 1 the largest amount of hydrogen is produced, 435 kg by day. In case 2 the amount of hydrogen is 326 kg, but there is more electricity available which can be sold to the grid. For case 3 the hydrogen production produces 278 kg where the hydrogen is completely renewable because it's only use electricity from the HPP.

The economic conclusion is that case 3 with a HPP of 5 MW solar park and hydrogen production gives the best profitability considering production cost. It's more economically favourable to sell the hydrogen to the industry than establishing a filling station.

Permits for the solar park are presumed to be either an approval for notification to consultation or a survey consultation with a small environmental impact assessment (EIA), both according to 12:6 in MB. The hydrogen production will be assessed for environmental permits according to miljöprövningsförordningen (2013:251). Permits from the Seveso law and local fire department is needed and a risk- analysis and assessment. A survey- and a delimitation consultation should be done at the same time so Länsstyrelsen can make a decision if the activity will entail significant environmental impact and if an EIA is needed.

Innehållsförteckning

1. Inledning 1
1.1 Syfte 1
1.1.1 Centrala frågeställningar 1
1.2 Avgränsningar 2
1.3 Disposition 2
2. Metoder 3
3. Bakgrund 5
3.1 Elproduktion och elpriser i Sverige 5
3.1.2 Elcertifikat 6
3.1.3 Elnätstariff 7
3.2 Vindkraft 8
3.3 Solkraft 9
3.3.1 Solcellsanläggningar 9
3.4 Vätgas 10
3.4.1 Sveriges och EU:s strategi för vätgas 11
3.4.2 Elektrolysör 12
3.4.3 Bränslecell 14
3.4.4 Olika typer av vätgasproduktionsstrategier 15
3.4.5 Vätgasens tekniska förutsättningar i Sverige 15
3.4.6 Vätgastankstationer och bränslecellsfordon 16
3.4.7 Vätgaspriset 19
3.5 Hybridparker, vätgasproduktion och liknande systemlösningar 20
3.6 Tillståndsmässiga förutsättningar i allmänhet för hybridparker och vätgasproduktion 23
3.6.1 Tillstånd solcellspark 23
3.6.2 Tillstånd vätgasproduktion och vätgastankstation 28
4. Nulägesbeskrivning av etableringsområdet för hybridparken 34
4.1 Vindkraftverken 36
5. Resultat 38
5.1 Förutsättningar för hybridparken med vätgasproduktion 38
5.2 Parametrar i förstudien 38
5.3 Solcellspark 39
5.3.1 Beräkning av solcellsanläggningens kapacitet 40
5.3.2 Placering och utformning av solcellsparken 40
5.4 Vätgasproduktion 44
5.5 Dimensionering av hybridparken med vätgasproduktion 45
5.5.1 Fall 1: 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion 46

5.5.2 Fall 2: 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp 48
5.5.3 Fall 3: Off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion 49
5.5.4 Vattenförbrukning vid vätgasproduktion 52
5.6 Försäljningsalternativ för vätgas samt restprodukter och spillvärme 52
5.6.1 Försäljning av restprodukter och spillvärme 52
5.6.2 Försäljning av vätgas till närliggande industrier 53
5.6.3 Bränslecell för produktion av el från vätgas 54
5.6.4 Försäljning av vätgas via tankstation 54
5.7 Ekonomiska kalkyler 54
5.7.1 Ekonomisk kalkyl för solcellsparken 54
5.7.2 Ekonomisk kalkyl för vätgasproduktion 56
5.7.3 Ekonomisk kalkyl för vätgastankstation 58
5.7.4 Sammanställd ekonomisk kalkyl för hybridparken med vätgasproduktion 60
5.8 Tillstånd för hybridparken med vätgasproduktion i förstudien 61
5.8.1 Tillstånd solcellspark 62
5.8.2 Tillstånd vätgasproduktion och vätgastankstation 65
6. Analys och diskussion 69
6.1 Tekniska förutsättningar 69
6.2 Ekonomiska förutsättningar 71
6.2.1 Försäljningspris och inköpspris på el 71
6.2.2 Jämförelse mellan produktionskostnader och försäljningspris för vätgas 72
6.2.3 Elnätstariffer och elcertifikat 76
6.3 Tillståndsmässiga förutsättningar 76
6.3.1 Jordbruksmark mot förnybar elproduktion 77
6.3.2 Vätgasens tillståndsprocess gällande risk och säkerhet samt nya perspektiv på miljöeffekter 79
7. Slutsatser 81
8. Referenser 83
8.1 Litteratur 83
8.2 Intervjuer och webbinarium 88
8.3 Bilder 89
9. Bilaga A 91

1. Inledning

Sverige har idag en stor andel förnybar el i sin elproduktion. Under 2019 var andelen förnybar el i elproduktionen drygt 59 procent (Energimyndigheten, 2021b). Vindkraften börjar stå för en betydande del, under 2021 stod vindkraften för 17 procent, och solkraften ökar stadigt varje år. Produktionen av vind- och solkraft måste öka ytterligare för att kunna möta ökat elbehov från industrin och transportsektorns omställning. Sverige har ett klimatmål om att nettoutsläppen av växthusgaser ska vara noll till år 2045. Sverige har även som mål att elproduktionen ska vara 100 procent förnybar till år 2040, men utan stopp för kärnkraft. Sverige har också målet om att vår fordonsflotta ska vara fossilfri till 2030. Parisavtalet som tecknats av många av världens länder, däribland Sverige, ska verkställas. Inom EU finns klimatmålet "Fit for 55" som har som ambition att minska växthusgasutsläppen inom EU med 55 procent till 2030. EU har även målet att år 2030 ska minst 32 procent av energianvändningen komma från förnybar energi. För att dessa mål ska kunna uppfyllas behövs mer förnybar el i elproduktionen. Rysslands invasion av Ukraina som skedde i februari 2022 och det efterföljande kriget med sanktioner mot Ryssland förändrade förutsättningarna framåt för olika kraftslag och resulterade i höga priser på el, gas och fossila bränslen i världen, särskilt inom EU, vilket resulterat i en omfattande energikris. Tankar på att vara mer självförsörjande gällande el- och bränsleproduktion har ökat i många länder.

Både vind- och solkraft är variabla energikällor vilket innebär att produktionen inte följer efterfrågan. Vind- och solkraft kan dock komplettera varandra bra, vindkraften producerar mest el under vinterhalvåret och solkraften mest under sommarhalvåret, vilket gör en hybridpark till en intressant lösning. Förnybar vätgas är verkligen i ropet just nu som en avgörande energibärare för en framtida mer flexibel och stabilare elproduktion, det förnybara elsystemet som till en stor del kommer att bestå av vind- och solkraft för att komplettera vattenkraften som vår baskraft. Detta examensarbetet handlar om att undersöka de tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningarna för en hybridpark bestående av vind- och solkraft med tillhörande vätgasproduktion. Den förnybara vätgasen kan användas inom många olika områden, i detta examensarbetet berörs möjligheten att använda det som förnybart bränsle till den tunga fordonsflottan, men även vidare försäljning till industrin i närområdet. Skulle det vara möjligt att bygga en tankstation för vätgas utanför Klågerup i Skåne?

1.1 Syfte

Syftet med examensarbetet är att utvärdera förutsättningarna för en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion utanför Klågerup i Svedala kommun, för att se ifall det kan främja en stabil elproduktion samt producera förnybar vätgas. Hybridparken med vätgasproduktion kommer att analyseras utifrån tre delar; tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningar.

1.1.1 Centrala frågeställningar

1. Vilka för- och nackdelar finns det med en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion?

2. Hur ska en hybridpark med vätgasproduktion utformas för att ge så bra tekniska förutsättningar som möjligt?

3. Hur ska en hybridpark med vätgasproduktion utformas för att ge så bra ekonomiska förutsättningar som möjligt?

4. Hur ser förutsättningarna ut för en hybridpark med vätgasproduktion gällande miljötillstånd och tillståndsprocessen?

1.2 Avgränsningar

Examensarbetet är en förstudie där de tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningarna för en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion utreds. Förstudien utgår från dagens förutsättningar med de två befintliga vindkraftverken för att se hur en solcellspark och vätgasproduktion tillsammans kan kombineras till en hybridpark. Det finns framtida planer på att integrera ytterligare vindkraftverk i hybridparken ifall det skulle visa sig lönsamt att driva en sådan hybridpark men detta undersöks inte i denna förstudie. Förstudien berör ett projekt i Sverige. Lagstiftning och andra förutsättningar som berörs i förstudien kommer att utgå från Sverige och EU. Vätgas har potential att bli ett förnybart bränsle för de flesta fordon, i förstudien kommer mestadels den tunga fordonsflottan såsom lastbilar, arbets- och jordbruksmaskiner av olika slag att beröras. Personbilar kommer att nämnas kortfattat. Flyg- och sjöfartstrafik kommer inte beröras. Frågeställning 1 handlar mer allmänt om hybridparker och vätgasproduktion i teorin. Frågeställningarna 2–4 har med den specifika hybridparken i förstudien att göra.

1.3 Disposition

Kapitel 2 förklarar metoderna som använts i examensarbetet. Det beskriver de olika delområdena som berörs och hur arbetet har genomförts för att nå de resultat som eftersträvats.

Kapitel 3 beskriver bakgrunden till de olika ämnesområden som ingår i examensarbetet. Det förklarar hur förutsättningarna för Sveriges elproduktion och elpriset ser ut, vind- och solkraften i Sverige, hybridparker i teorin och i världen och andra liknande lösningar och den fossilfria vätgasens förutsättningar.

Kapitel 4 innehåller en nulägesbeskrivning av etableringsområdet för hybridparken bestående av de två befintliga vindkraftverken och den nya solcellsparken samt en vätgasproduktionsanläggning.

Kapitel 5 beskriver de resultat som framkommit genom examensarbetets gång inom de olika delområdena. Kapitlet beskriver resultaten som framkommit gällande hybridparken med vätgasproduktion utifrån de tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningarna.

Kapitel 6 innehåller analys och diskussion av de resultat som presenterats i kapitel 5 utifrån de tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningarna för hybridparken med vätgasproduktion.

Kapitel 7 förklarar de slutsatser som tagits av resultaten, analysen och diskussionen i föregående kapitel.

2. Metoder

Examensarbetet kommer att utreda den tilltänkta hybridparkens tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningar. En litteraturstudie görs inom teorin till ämnena och för liknande produktionsanläggningar som berörs i examensarbetet för att kunna jämföra och använda teorin för antaganden och utformning för den specifika hybridparkslösningen i förstudien och för att se exempel på hur hybridparken skulle kunna utformas. Utredningen ifall vätgasproduktion skulle kunna öka lönsamheten för vindkraftsbolaget går ut på att se vad som skulle krävas för att uppföra en sådan anläggning, både gällande tekniska, ekonomiska och tillståndsmässiga förutsättningar. Är elproduktionen från vindkraftverken tillräcklig för att upprätthålla vätgasproduktionen eller är kombinationen med en ytterligare kraftkälla såsom solkraft en bättre lösning.

Följande utredande moment kommer att ingå i förstudien:

- En sammanställning av nuläget för etableringsområdet samt bakgrundsteori.
- Utredning av de tekniska förutsättningarna för hybridparken med vätgasproduktion; undersökning av tre olika fall av vätgasproduktion för dimensioneringen med endast vindkraft samt tre olika dimensioneringar av hybridparkskombinationerna med olika effektstorlekar på solcellsparken.
- Utredning av de ekonomiska förutsättningarna för hybridparken med vätgasproduktion.
- Utredning av de tillståndsmässiga förutsättningarna för uppförandet av hybridparken med vätgasproduktion.

Tre olika fall av vätgasproduktion kommer att undersökas.

- Fall 1: 100 procent kontinuerlig produktion
- Fall 2: 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp
- Fall 3: Off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion

Fall 1 med 100 procent kontinuerlig produktion innebär att det produceras vätgas under hela dygnet med en bestämd mängd som beror på elektrolysörens effekt och verkningsgrad. Fall 2 med 75 procent drift av vätgasproduktionen utgår från ett produktionsstopp på sex timmar kl. 22-04. Här har all vätgasproduktion tagits bort för dessa sex timmar. Solkraften genererar ingen el under dessa timmar och den el som vindkraftverken producerar säljs till elnätet. Tanken var först att kunna simulera ett fall där 75 procent variabel vätgasproduktion skulle visa hur vätgasproduktionen skulle kunna anpassas till att ske när mycket el finns att tillgå från hybridparken eller när det är ett lågt elpris under dygnet. Det är dock svårt att simulera detta med endast hjälp av datorprogrammet Excel. För att helt kunna genomföra en sådan simulering krävs det algoritmiska dataprogram eller program med bättre simuleringsmöjligheter. Detta är en begränsande faktor i examensarbetet. Fall 3 med off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion innebär att endast elen producerad i hybridparken kommer att gå till vätgasproduktionen. Detta fall är intressant att titta närmare på för att se hur anläggningen hade klarat att driva vätgasproduktionen själv och för att se hur den ekonomiska situationen blir under dessa förutsättningar.

I förstudien kommer tre olika dimensioneringar för storleken på den tilltänkta solcellsparken att studeras; 1 MW, 2,5 MW och 5 MW. Även nollalternativet som är en dimensionering av endast dagens vindkraft kommer att studeras. Effektkapaciteten för elektrolysören kommer att vara 1 MW, vilket är den minsta effekten på elektrolysörer som anses ge lönsamhet i en mer storskalig produktionsanläggning enligt leverantör. Ytan som solcellsparken kommer att ta i

anspråk ska också försöka beräknas utifrån den data som finns att tillgå. Fem olika alternativa placeringar kommer att granskas. Vid utformningen och utredningen av solcellsparken kommer redan gjorda solinstrålningsberäkningar för hur mycket elproduktion per timme en solcellspark producerar under ett år för etableringsområdet utanför Klågerup att användas. Elproduktionen från solkraften har tagits fram med programmet JRC Photovoltaic Geografical Information System. Data hämtad från E.ON Navigator gällande vindkraftverkens elproduktion per timme kommer också att användas. Data från de befintliga hybridparker som finns idag kan användas för jämförelse och som komplement till egna beräkningar och simuleringar i den mån det går att få tillgång till sådant material. För att få ut hur mycket elunderskott det blir för hybridparkslösningen med vätgasproduktion kommer elproduktionen från hybridparken, vind- och solkraften, att läggas ihop och därefter dras vätgasproduktionens elförbrukning av från detta värde per timme. Svaren redovisas i diagram och tabeller.

En ekonomisk kalkyl görs för hybridparken där olika beräkningsmetoder såsom pay-off metoden för solcellsparken och annuitetsmetoden används. Produktionskostnader för hybridparken med vätgasproduktion kommer att tas fram för de tre olika fallen. Antaganden om ett försäljningspris på el och ett inköpspris på el har gjorts för att kunna användas i ekonomiska kalkyler. Försäljningsmöjligheter för vätgasen kommer att beröras kort. Då förnybar vätgas är ett relativt nytt fenomen i Sverige finns det idag inte så stor marknad för försäljning men med de indikationer som kommer från beslutsfattare inom Sverige, EU och världen samt näringslivet kan det förändras inom de närmsta åren. Möjliga marknader för den producerade vätgasen från hybridparken undersöks via litteraturstudier och intervjuer. Tillståndsprocessen för vätgasproduktion är en ny företeelse i många avseenden inom svensk lagstiftning och även inom EU. Det sker hela tiden stora förändringar inom området. I förstudien ska utgångspunkten vara hur situationen ser ut idag och vilka förutsättningar som finns kring att söka tillstånd för den tilltänkta hybridparken med vätgasproduktion.

I utredningarna om vindkraft, solcellspark och vätgasproduktion kommer relevant litteratur och olika rapporter i ämnet att användas som hjälp vid informationsinsamling, beräkningar och till utformning av hybridparken med vätgasproduktion. I examensarbetet har även intervjuer med ledande och kunniga personer från företag och organisationer inom området gjorts. Intervjuerna har gjorts för att få in mer kunskap och information om vindkraft, solkraft, hybridparker och vätgas. Tack vare att detta är ett relativt nytt teknikområde finns inte all information tillgänglig i tryckt format vilket gjort att det varit relevant att ha intervjuer med personer i branschen för att få uppgifter kring priser och utrustningar inom vätgasproduktion med mera. Intervjuer har skett fysiskt och via mail med Jakob Economou på Eolus Vind, Hans-Olof Nilsson på Nilsson Energy och Cecilia Svensson på Euromekanik. Kortare korrespondens via mail har skett med David Gudmunds på Aktea Energy.

3. Bakgrund

3.1 Elproduktion och elpriser i Sverige

Elproduktionen under år 2019 var 166 TWh. Själva elanvändningen var 2019 på 138 TWh och gick till stor del till industri, bostäder och service (Energimyndigheten, 2021a). Under hela året brukar Sverige producera mer el än vad som används, överskottet av el exporteras till våra grannländer (Energimyndigheten, 2022c). År 2020 låg Sveriges nettoexport av el på 25 TWh (Energimyndigheten, 2021a). Elpriset beror till största del på utbud och efterfrågan. I Sverige sker elhandeln på den nordiska elhandelsmarknaden, Nord Pools elbörs där så kallade spotpris sätts för varje timme (Swedish Energy Agency, 2020). Skatter påverkar elpriset för hushållskunder men inte elpriset på elbörsen (Energimyndigheten, 2021a). I Sverige påverkas efterfrågan mestadels av utomhustemperaturen, under vintern när det är kallt är också elpriset som högst. Detta beror till stor del på att en stor andel elvärme förekommer som uppvärmningskälla i våra bostadshus. Industrin i Sverige har en jämnare förbrukning över hela året. Utbudet av el i Sverige beror till stor del på hur mycket vatten det finns att tillgå i våra vattenmagasin till vattenkraften. I Sverige står vattenkraften för nästan hälften av all elproduktion och under nederbördsrika år ligger elpriset generellt sätt lägre än år med mindre regnmängder. En högre andel vindkraft påverkar också elpriset genom att elpriserna blir mer variabla och svårare att förutse (IVA, 2022a).

Sveriges elnät är uppbyggt av transmissionsnät, regionnät och lokalnät. 2011 delades Sverige in i fyra elområden för att hantera begränsningar i överföringskapacitet mellan de södra och norra delarna av landet (IVA, 2022a; Swedish Energy Agency, 2020). Denna förändring har resulterat i stora skillnader i elpris mellan södra och norra Sverige. I södra Sverige är elpriset högt på grund av elunderskott medan det är lågt i de norra delarna av landet på grund av elöverskott. Södra Sveriges elpris påverkas också till stor del av övriga Europas elpris då elmarknaderna är sammankopplade. Elpriset har under hösten 2021 varit 30–45 procent högre i södra Sverige än i de norra delarna av landet (IVA, 2022a). Under 2022 har prisskillnaderna på el varit ännu högre men detta har till stor del påverkats av kriget i Ukraina som bidragit till högre priser på kol, gas och olja vilket har lett till ett högre elpris på kontinenten. För att få bukt med det höga elpriset i södra Sverige behöver flaskhalsar i överföringskapaciteten mellan elområden minska eller försvinna helt, elnäten behöver förstärkas och elproduktionen behöver öka mer lokalt på en del platser i Sverige (IVA, 2022a). Mycket forskning tyder på att vår elanvändning kommer att öka, dubbleras till 2045, mest inom industrin och transportsektorn (Economou, 2022; IVA, 2022a). För södra Sveriges del (elområde SE4) förväntas dagens elanvändning på 24 TWh öka med cirka 4–7 TWh (IVA, 2022a). Industrin förväntas gå från att använda fossila bränslen till förnybar el och vätgas, och det kommer att finnas fler el- och bränslecellsfordon i samhället som kommer att kräva mer av elsystemet än idag. Sverige kommer att behöva bygga fler elproduktionsanläggningar och ersätta de gamla av åldersskäl inom en tidsperiod på 20–30 år. Med vätgasens bidrag kan det bli en mer flexibel karaktär på det ökade behovet (Economou, 2022; Energimyndigheten, 2022c). För att Sverige ska kunna ha en jämn och stabil elförsörjning och nå de uppsatta klimatmålen behöver Sverige i framtiden producera el från flera olika kraftslag som är fossilfria. Vindkraften har goda förutsättningar att producera mer förnybar el, Sverige har goda vindförhållanden runt om i landet och vindkraft är mycket kostnadseffektivt i förhållande till andra kraftslag. Solkraften kan också bli en viktig byggsten i Sveriges framtida elproduktion (Energimyndigheten, 2022c). Med sol- och vindkraft ökar den variabla och decentraliserade produktionen i det svenska elsystemet. Detta resulterar i ökade behov av balansering och flexibilitet i elnätet (Energimyndigheten, 2021a).

Spotpris är ett dagligt pris på el som baseras på tillgång och efterfrågan och som sätts på den nordiska elbörsen NordPool. Terminspris är det förväntade elpriset för framtiden. Det kan tecknas på olika år, idag max tio år i förväg, och olika procentandelar (Bixia, 2022). Den 11 oktober var de svenska elområdenas medelpris 56–65 öre/kWh (Bixia, 2022). Att sälja el på termin innebär att man försäkrar att kunna leverera en viss mängd el och får då ett garanterat pris, vilket ofta är satt högre än det rörliga elpriset, för denna mängd. Ifall inte hela den försäkrade mängden som avtalats kan uppnås får elproducenten stå för mellanskillnaden genom att köpa in el från elnätet. Ifall det råder stor brist på el och efterfrågan är hög just då kommer elpriset vara högt och det kan bli en förlustaffär för den el som måste köpas in för att försäkra mängden el som avtalats. Fördelen med att sälja på terminspriser är att det ger en viss trygghet i att få avkastning för den producerade elen. Att sälja allt på rörligt elpris ger ingen planering och gör det svårt att veta vilka intäkter som elförsäljningen kommer att ge per månad (Gustafsson, 2022).

3.1.2 Elcertifikat

Elcertifikatet är ett stödsystem inom Sverige och Norge som riktar sig till elproducenter av förnybar el (Energimyndigheten, 2022a). Meningen med systemet är att det ska främja en ökad produktion av förnybar el på ett kostnadseffektivt sätt. Elcertifikatet går ut på att elproducenter får ett elcertifikat för varje MWh förnybar el de producerar. Elproducenter är berättigade elcertifikat under högst 15 år. Dessa certifikat säljs sedan på en elcertifikatmarknad, det är efterfrågan i förhållande till utbud som styr vilket pris som sätts på certifikaten. Detta system har gett elproducenterna ytterligare en inkomst utöver elpriset. För att få en efterfrågan på elcertifikat i systemet är elleverantörer och vissa elanvändare skyldiga enligt lag att införskaffa sig en viss andel certifikat av sin användning eller elförsäljning. Kostnaden för elcertifikat finns som en del av elkundens faktura vilket gör att det indirekt är elkunden som betalar för att förnybar elproduktion byggs ut (Energimyndigheten, 2022a). Elcertifikatet fick en betydelse för utbyggnaden av vindkraft när det la sig på en högre prisnivå som gav elproducenter incitament till att investera och producera mer el med vindkraft (Wizelius, 2015). Ett stoppdatum sattes till den 31 december 2021, efter detta datum kunde inte nya elproduktionsanläggningar tilldelas elcertifikat längre (Energimyndigheten, 2022a). Detta innebär att den planerade solcellsparken inte kommer att kunna få elcertifikat som ytterligare intäkt. De två vindkraftverken har haft elcertifikat sedan de uppfördes 2014, vilket innebär att de vid årsskiftet 2022/2023 har sex år kvar inom systemet (Gustafsson, 2022). Många av de små vindkraftsproducenterna har hoppats på att elcertifikatet skulle ge bättre ekonomisk utdelning. När de stora kraftbolagen började bygga ut vindkraften blev det mer att marknaden satte villkoren kopplat till elpriset. Det har under de senaste åren byggts mycket storskalig vindkraft vilket tillsammans med teknikutvecklingen har lett till att elcertifikaten ger väldigt låg ersättning (Economou, 2022). Idag är ersättningen genom elcertifikat mycket låg, nästintill negligerbar, vilket har resulterat i att elproduktionsbolaget Vinninge Vind inte säljer några tilldelade elcertifikat (Gustafsson, 2022). 2018 låg elcertifikatpriset på i snitt 14,5 öre/kWh och under 2022 hade priset sjunkit rejält sedan 2018 och var nere på 3,2 öre/kWh (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2022b; Swedish Energy Agency, 2020). Energimarknadsinspektionens översyn visar att ett flertal investerare i vindkraft under åren 2004–2019 har haft eller kommer att få negativa resultat under de första 15 åren efter investeringstillfället. Detta handlar till viss del om utebliven förväntad utdelning från elcertifikatsystemet (överskattade framtida elcertifikatpriser) samt elnätstarifferna. När elcertifikatsystemet slogs samman med Norge 2012 skedde den största förändringen, vilket innebar lägre ersättningar som har haft en negativ effekt på lönsamheten för investerare i vindkraft (Energimarknadsinspektionen, 2021; Gustafsson, 2022).

3.1.3 Elnätstariff

Elproducenter betalar en elnätstariff, en sorts abonnemangsavgift för elnätsanslutningen, där dess storlek beror på kraftverkets effekt. Elnätstariffen täcker elnätsföretagens kostnader för underhåll och drift (Wizelius, 2015). Elnätstariff är en elnätsavgift som tas för elproduktionsanläggningar som har en effekt högre än 1 500 kW (Energimarknadsinspektionen, 2021). Det innebär att elproduktionsanläggningar som levererar en effekt på högst 1 500 kW inte betalar full nättariff. Regeringen gav Energimarknadsinspektionen under 2020 i uppdrag att göra en översyn av regleringen i ellagen (1997:857) som handlar om denna lättnad. Detta undantag har funnits sedan 1980-talet och beslutades av riksdagen som tyckte att ägarna för små vattenkraftsanläggningar skulle garanteras rätt ersättning för den el de levererade till elnätet. Den utformning regeln har idag fick den 1996 i samband med elmarknadsreformen och hade till syfte att ge elproducenterna ett visst ekonomiskt skydd mellan kostnaderna för elnätet och intäkterna för elen. Regeln har under senare år också fått stor betydelse för vindkraften och ifall den kvarstår kommer den också att påverka solcellsanläggningar. Regeln innefattar inte bara förnybar elproduktion utan alla mindre elproduktionsanläggningar med en effekt på högst 1 500 kW får betala en reducerad elnätstariff. När gränsen på 1 500 kW sattes på 1980-talet bestämdes den i relation med att dessa små elproduktionsanläggningarna anslöts till det lokala elnätet. Det gjorde att elproducenten var tvungen att sälja elen till det integrerade elnätsföretaget som hade hand om lokalnätet och vilken också hade rollen som elhandelsbolag. Detta förhållningssätt på elmarknaden försvann när elmarknaden 1996 omreglerades och idag finns det inte någon tydlig koppling till argumentet som gjorde att det infördes under 1980-talet. Undantaget från full elnätstariff resulterar i att de mindre elproduktionsanläggningarna endast betalar den del av elnättariffen som innebär kostnaden för mätning, rapportering och beräkning vilket hos elnätsföretagen motsvarar ungefär 3 000–5 000 SEK per år. Ifall undantagsregeln inte fanns skulle en elproduktionsanläggning som har en effekt på 1 500 kW betala cirka 180 000 SEK per år i inmatningstariff. I Sverige finns det idag nästan 2 200 elproduktionsanläggningar med en installerad effekt på 1 500 kW. De reducerade elnätstarifferna för dessa anläggningar står för cirka 150 miljoner SEK per år. Under de senaste åren har det inte byggts särskilt många vind- eller vattenkraftsanläggningar som har en effekt på 1 500 kW eller mindre i Sverige. Andelen solkraft inom motsvarande effektintervall har ökat och kommer förmodligen att öka mer i framtiden vilket bedöms innebära en ökning av den reducerade elnätstariffen med cirka 50 miljoner SEK redan från år 2023 som då blir en förlorad intäkt för elnätsbolagen (Energimarknadsinspektionen, 2021).

Regeln om undantag gör att det finns incitament för små elproducenter att ställa ner sina elproduktionsanläggningar till en lägre effekt än kraftverkets installerade effekt. Detta innebär att elproduktion går förlorad men det kan vara det ekonomiskt lönsamma alternativet. Ifall elproduktionen är låg under en period kan elnätstariffen minska eller “äta upp” intäkterna för anläggningen. I Sverige 2021 fanns det cirka 210 elproduktionsanläggningar som ställt ner sin effekt (Energimarknadsinspektionen, 2021). Produktionsbolaget Vinninge Vind AB valde i maj 2020 att ställa ner sina två vindkraftverk till 1 500 kW istället för dess installerade effekt på 2 MW på grund av elnätstariffen från elnätsbolaget som är på 252 000 kr per verk och år vilket gör det mer lönsamt än att producera el på full effekt vid lågt elpris (Gustafsson, 2022; Wizelius, 2015). Det finns ytterligare 1 000 produktionsanläggningar i effektintervallet 1 501–2 300 kW vilket kan göra att ytterligare anläggningar väljer att ställa ner sin effekt särskilt ifall elpriset är lågt (Energimarknadsinspektionen, 2021). Den svenska vindkraftsexperten Tore Wizelius anser att elnätstarifferna är beräknade för mycket större kraftverk än vindkraftverk, vilka oftast utnyttjar hela sin nominella effekt under lång tid, som resulterar i att elnätsavgifterna för vindkraftverken blir orimligt höga (Wizelius, 2015).

Undantagsregeln resulterar i att de små elproducenterna inte betalar för de kostnader som de orsakar. Detta är inte i linje med det som bestämts i ellagen att elnätstarifferna ska vara kostnadsriktiga. Resultatet av detta blir att övriga kunder får stå för denna del då elnätsföretagens totala intäkter är reglerade. Detta resulterar slutligen i att inte heller dessa kunder får kostnadsriktiga elnätstariffer (Energimarknadsinspektionen, 2021). Nedgraderingarna av effekten hos elproduktionsanläggningarna ligger i dagsläget på cirka 110 MW och anläggningarna finns till största del i elområde SE3 och SE4. Bortfallet av el motsvarar cirka 80 GWh per år (Energimarknadsinspektionen, 2021). Undantagsregeln gör att flera anlägger mindre elproduktionsanläggningar för att undgå elnätstariffen eller så styckar de av elproduktionsanläggningar i mindre enheter. Detta är särskilt lätt att göra med solkraft (Energimarknadsinspektionen, 2021). Economou anser att elnätstariffer bör införas först vid 2,3 MW elproduktionsanläggningar istället för dagens gräns på 1,5 MW vilket hade gynnat alla småägare av vindkraftsanläggningar och även solcellsanläggningar (Economou, 2022). Energimarknadsinspektionens analys av översynen visar på att det inte finns några positiva samhällsekonomiska konsekvenser med att ha undantagsregeln kvar. Det finns risk för att problemen med undantagsregeln kan öka genom att fler ställer ner sin effekt för att undgå elnätstariffen och att mindre elproduktionsanläggningar kommer att byggas i större utsträckning. Energimarknadsinspektionen (2021) anser att undantaget bör tas bort för nya elproduktionsanläggningar men vara kvar för de befintliga elproducenterna som finns idag (Energimarknadsinspektionen, 2021).

3.2 Vindkraft

Under 2021 stod vindkraften för 27,6 TWh vilket motsvarar 17 procent av elproduktionen i Sverige (Energimyndigheten, 2022c). Vindkraften har ökat kraftigt under 2010-talet och börjar få en betydande roll i elsystemet. Energipolitiken har stor betydelse för om en energikälla kan konkurrera på marknaden och detta bestäms till stor del genom villkor och regelverk. Under 2010-talet blev vindkraft ett av de billigaste sätten att tillverka el. Sårbarheten med vindkraft är dock att den är variabel, icke planerbar, och den kräver att det blåser. Utvecklingen av vindkraft och de nya generationerna av vindkraftverken har gjort att kostnaderna för producerad kWh har sjunkit mycket (Wizelius, 2015). Idag byggs vindkraften ut i Sverige utan något direkt stöd, såsom elcertifikatet. Motståndet idag ligger snarare hos kommunen med deras vetorätt. Economou anser att vetorätten kring vindkraft behöver reformeras så att ledtiderna inom tillståndsprövning förkortas (Economou, 2022). Hur mycket el ett vindkraftverk kan producera beror på ett flertal faktorer såsom vindens medelhastighet, hur bra vindkraftverket kan omvandla vindens rörelseenergi, vindkraftverkets rotor svepyta och tornhöjden samt vindens frekvensfördelning på den plats där verket byggts. För att skapa vindkraftverk som producerar så mycket el som möjligt tillverkas det vindkraftverk med allt större rotorarea. Detta kräver i sin tur högre tornhöjd vilket också resulterar i större möjligheter att producera mer el. Vindens hastighet ökar med höjden vilket gör att ju högre tornet är desto mer vindenergi. Det finns dock faktorer som gör att ett vindkraftverk inte kan bli hur högt som helst, kostnaderna för verket ökar stadigt med dess höjd (Wizelius, 2015). Ett vindkraftverk har en bestämd märkeffekt, maximal effekt, vilken är generatorns maximala effekt. Märkeffekten uppnås när det är märkvind vilken varierar mellan 12–16 m/s. Det finns en enkel men grov tumregel för att räkna från installerad effekt till elproduktion vilken är att 1 MW vindkraft ger 2 GWh/år på land (Wizelius, 2015).

3.3 Solkraft

Solkraft stod 2019 för 0,7 TWh i det svenska energisystemet vilket motsvarade 0,4 procent av elproduktionen och under 2021 hade den ökat till 0,8 TWh. Det installeras i dagsläget mycket solceller i Sverige, mellan åren 2019–2020 ökade antalet solcellsanläggningar med 50 procent (Energimyndigheten, 2021a). Under 2020 installerades drygt 400 MW solel där 40,37 MW var till solcellsparker (Swedish Energy Agency, 2020). Utbyggnaden av solceller i Sverige tog sin fart 2006 när subventioner för solcellsanläggningar infördes. Sedan har även prisreduktioner på solceller, hög popularitet bland invånare och förenklingar i regelverket för mikroproducenter bidragit till ökningen av solcellsanläggningar. I slutet av 2020 fanns det 65 797 elnätsanslutna solcellsanläggningar i Sverige med en total effekt på 1089 MW. Av dessa är endast 22 anläggningar, motsvarande cirka 7 procent, över 1 MW i effekt. Det är dock så att många anläggningar har flera anslutningspunkter, där dessa ofta är under 1 MW var, och då räknas dessa som ett eget system trots att de tillhör en större solcellspark. Detta gör att antalet solcellsparker förmodligen är större än 22 anläggningar (Swedish Energy Agency, 2020). Intresset för solcellsparker ökade rejält under 2020 i Sverige och under de kommande åren förväntas antalet anläggningar öka i både antal och storlek. Sveriges största solcellspark just nu är HSB Solcellspark på 14 MW i Strängnäs vilken byggdes under hösten 2019 (Swedish Energy Agency, 2020).

Det är bara en liten del av solens energi som når jordens yta (Andrén, 2015). Solinstrålning består av ett flöde med ljuspartiklar, så kallade fotoner. Den maximala solinstrålningseffekten som når jordens yta är på ungefär 1 000 W/m^2. Det kommer mer solinstrålning längs med ekvatorn än på de nordliga och sydliga breddgraderna. I Malmö i södra Sverige ligger den årliga globala solinstrålningen på cirka 1 000 W/m^2 och år medan det i de norra delarna av landet är ungefär 800 W/m^2 och år. Den globala solinstrålningen kan ökas med ungefär 25 procent ifall solcellerna lutas med en lutning på 30–45 grader från horisontalplanet och riktas söderut. Ifall detta genomförs kan det på soliga platser i södra Sverige resultera i en solinstrålning på 1 250 kWh/m^2 och år. När det gäller solceller är det viktigt att i möjligaste mån undvika all sorts skuggning. Solceller tillverkar elektricitet direkt ur solinstrålning och är en elproduktion med ytterst liten miljöpåverkan (Andrén, 2015).

3.3.1 Solcellsanläggningar

En solcellsanläggning består av solcellspaneler, växelriktare, modul- och montagesystem. Den innehåller också kontrollkomponenter till solcellspaneler och växelriktare. Priset på solcellspaneler eller -moduler i Sverige beror till stor del på den internationella marknadens priser. För små markanlagda nätanslutna solcellsparker på en effekt mellan 1–20 MW ligger priset på mellan 5–7 SEK/W, där en uppskattning gjord av Energimyndigheten för medelvärdespriset 2020 var 6,9 SEK/W (Swedish Energy Agency, 2020). Att priset blir så lågt för en markanlagd nätansluten solcellspark beror till stor del på att det är oftast billigare att installera stora anläggningar då vissa kostnader inte beror på antalet solcellspaneler som installeras såsom projekteringskostnader med mera. Under 2020 sjönk priset för solcellsparker med 15 procent vilket kan bero på att tio stycken solcellsparker med en effekt över 1 MW installerades under samma år i Sverige (Swedish Energy Agency, 2020).

Solceller är oftast uppbyggda av kristallint kisel, vilken är en tunn skiva eller skikt av halvledarmaterial som har kontakter på både fram- och baksidan (Andrén, 2015). Då solljuset träffar solcellen polariseras ytan och framsidan blir negativt laddad och baksidan positivt. Metallkontakterna på vardera sida tar sedan upp laddningarna som elektrisk ström. Det som avgör vilken mängd el en solcell kan producera är dess verkningsgrad, area och solljusets

intensitet. En kiselsolcell har en verkningsgrad på 15–20 procent. En verkningsgrad på 20 procent ger i Sverige cirka 200 W/m^2 vid klart soligt väder. En kiselsolcell har en lång livslängd på oftast mer än 25 år och råvarutillgångarna på kvartssand är goda. En kiselcell har en spänning på endast cirka 0,5 V, därför brukar flera celler seriekopplas till en solpanel och därefter seriekopplas flera solpaneler eller solcellsmoduler som slutligen ger en spänning på 30–40 V vilket kan anslutas till elnätet. Solcellspaneler kan ha bypass dioder vilka kan minska förlusterna vid skuggning. Solel lagras vanligen i batterier, storleken på batterierna beror på förbrukning, krav på tillgänglighet samt lagringskapacitet. I en självförsörjande solcellspark ingår solcellspaneler och en batteribank med regulator som reglerar laddning och urladdning i batteriet. Ett solcellssystem med batteriackumulator får likspänning och ofta en lägre spänning på 12–24 V vilket kan behöva kompletteras med växelriktare för att få upp spänningen till 230 V och växelström. En växelriktare dimensioneras efter anläggningens produktionskapacitet, stora anläggningar behöver flera växelriktare (Andrén, 2015).

3.4 Vätgas

Vätgas anses kunna vara en viktig komponent i vårt framtida energisystem (Sundén, 2019). Vätgas är en energibärare som kan användas till transporter, uppvärmning och el. Vätgas kan skapas på flera olika sätt, bland annat genom elektrolys av vatten eller genom att reformera fossila eller biobränslen. Vätgas kan ses som en energibärare som alla länder själva kan skapa till skillnad från de fossila motsvarigheterna (fossil vätgas, naturgas och drivmedlen bensin och diesel) där geografiska förutsättningar mer påverkar vem som kan utvinna de fossila resurserna och därmed påverka övriga världens förutsättningar till användning av dessa resurser (Sundén, 2019). Idag, 2022, är det endast cirka två procent av vätgasen som används i Sverige som produceras via elektrolys. Övrig vätgas produceras av naturgas (76%) eller kolbaserade produkter (23%). Det används cirka 180 000 ton vätgas i Sverige om året, till största delen inom kemiindustrin och raffinaderier vilket ger en motsvarighet av 6 TWh (IVA 2022a). Vätgas är en doft-, smak- och färglös gas som består av två väteatomer och är det vanligaste och lättaste grundämnet i universum (IVA, 2022a; Sundén, 2019). På jorden återfinns väte mestadels i bunden form som i till exempel kolväten eller vatten. Vätgas i sig själv är inte giftig eller farlig men tillsammans med syre eller luft är den explosiv. Vätgasen har en låg densitet vilket gör att den måste hanteras vid höga tryck som medför utmaningar för transport och lagring av gasen (IVA, 2022a). En fördel med vätgas är att den har en hög specifik energitäthet, vilket innebär att vätgasen kan ge tre gånger så mycket energi som bensin per massaenhet. Vätgas innehåller 33 kWh energi per kg jämfört med 12 kWh för bensin och diesel. Dock är det så att förvaringen av samma mängd vätgas kräver stora lagringsutrymmen (Yue m.fl., 2021).

Det har under de senaste åren gjorts ett flertal rapporter kring vätgas och dess framtida användningsområden både på internationell och nationell nivå. Under 2020 tog EU fram en vätgasstrategi med bland annat målet om att ha en produktion av förnybar vätgas på 10 miljoner ton till 2030. I Sverige har Fossilfritt Sverige och Energimyndigheten under 2021 sammanställt varsin rapport med en nationell vätgasstrategi (Fossilfritt Sverige, 2021; IVA, 2022a). Under 2022 har Kungliga Ingenjörsvetenskaps Akademien skrivit två rapporter om vätgasens framtida roll i Sverige gällande elsystemet och tunga vägtransporter (IVA, 2022a; IVA, 2022b).

3.4.1 Sveriges och EU:s strategi för vätgas

Produktionen av fossilfri vätgas är en energikrävande process och i omvandlingsstegen sker energiförluster på cirka 30–40 procent (Energimyndigheten, 2022b; IVA, 2022a). Ifall vätgasen sedan omvandlas till el blir energiförlusterna ännu större. På grund av detta bör den fossilfria vätgasen användas främst då mer energieffektiva metoder inte fungerar rent ekonomiskt, tekniskt eller hållbarhetsmässigt. Direktelektrifiering är därför en bättre lösning än indirekt elektrifiering via vätgas där det går. Vätgas förväntas främst användas som bränsle vid tunga transporter där direktelektrifiering blir för dyrt och tekniskt svårt, och inom industrin som insatsvara. För att minska förlusterna vid produktionen av vätgas kan restprodukter och sidoströmmar tillvaratas där syret kan säljas vidare till exempelvis kemiindustrin och spillvärmen (30–40 procent) till fjärrvärmesystem. En utmaning inom framställningen av fossilfri vätgas är tillgången på fossilfri el (Energimyndigheten, 2022b; IVA, 2022a). Sverige har en konkurrensfördel gällande produktion av fossilfri vätgas jämfört med andra delar av världen på grund av vår höga andel förnybar el i vårt elsystem. I Sverige släpper vårt elsystem ut cirka 20 gram CO_2/kWh el medan det europeiska elsystemet släpper ut cirka 340 gram CO_2/kWh el och inom OECD är genomsnittet cirka 430 gram CO_2/kWh el (IVA, 2022a). Vätgasen kommer att kunna få en avgörande roll när Sverige, EU och världen ska ställa om till ett mer hållbart samhälle. Den framtida produktionen och användningen av vätgas kommer att kräva en utökad infrastruktur än vad som finns tillgängligt idag. Detta gäller inte minst hanteringen, transporter och olika lagringsmöjligheter av vätgas. Energimyndigheten har på Sveriges regerings begäran tagit fram en nationell vätgasstrategi. Strategin är tänkt att bidra med långsiktighet i frågan och därmed bidra till ett tryggt investeringsklimat (Energimyndigheten, 2022b). Sverige bör ta en aktiv roll i EU:s beslutsorgan då utformningen av regelverken i EU har stor påverkan på den svenska lagstiftningen. EU:s klimatlag, “Fit for 55” samt EU-direktiven RED II och RED III är exempel på regelverk som har stor betydelse för utvecklingen i Sverige. Dessa beslut kan vara avgörande för i vilken utsträckning vätgas kommer att vara förmånligt gällande skatter och stödmedel från EU (Energimyndigheten, 2022b; IVA, 2022a; Wallentin, 2022). EU-kommissionen har fattat beslut om att endast förnybara elproduktionsanläggningar som är nyetablerade där elen används till produktion av vätgas får kallas för förnybar vätgas. Inom EU är nämligen inte fossilfri vätgas samma sak som förnybar vätgas. I EU:s definitioner skiljer man på fossilfri vätgas, som bland annat kan skapas av kärnkraftsel, och förnybar vätgas, som endast kan skapas av förnybar el (IVA, 2022a). Under hösten tog EU-parlamentet beslut om att revidera EU-kommissionens tidigare beslut som nämns ovan, till att nu gälla att vätgas producerad av el från befintliga förnybara elproduktionsanläggningar också får klassa vätgasen som förnybar (Tidningen Energi, 2022).

Det kommer att behöva sättas upp tydliga riktlinjer för hur kommuner ska arbeta med utbyggnaden av vätgas och en lokal acceptans krävs för att utbyggnaden ska kunna vara möjlig (IVA, 2022a). Det kan komma att behöva införas ekonomiska incitament för kommunerna för att få igång satsningar kring vätgas, förnybar elproduktion och nya överföringsförbindelser för el. Det kommer också vara avgörande att Svenska kraftnät och nätägare i Sverige klarar att bygga ut elnätet i den omfattning som krävs för att vätgasen ska kunna etableras och möta marknadens behov. Det kommer att behöva investeras i transmissionsnätet samt regional- och lokalnätet för att möta det ökade elbehovet. Elsystemet i södra Sverige är idag särskilt sårbart där det kommer behöva byggas ut mer förnybar elproduktion och bättre överföringsförbindelser för att kunna möta en ökad produktion av vätgas via elektrolys från industrin. Elektrifiering som nu håller på att ske i Sverige bedöms bidra till att Sveriges elförbrukning förväntas att dubbleras till 2045 från 140 TWh till cirka 280 TWh där 60–70 procent av ökningen anses bero på vätgasproduktion producerad med el

(IVA, 2022a). En utmaning gällande den fossilfria vätgasen är att få ner kostnaderna så den ligger i nivå med den fossila vätgasen och även andra motsvarande bränslen för att kunna göra den mer konkurrenskraftig (Energimyndigheten, 2022b). Ny teknik är oftast dyrare innan den har utvecklats och en marknad har etablerat sig. Elektrolysörer har idag höga kapitalkostnader men kommer att gå ner i pris ifall det går mot en mer storskalig produktion. För att den förnybara vätgasen ska bli mer konkurrenskraftig krävs det även att den förnybara elen har ett förmånligt pris. Det krävs att den fossila vätgasen och andra fossila drivmedel och energibärare behöver göras dyrare och får betala sina miljökostnader fullt ut genom att ingå i handel med utsläppsrätter (EU-ETS) eller via exempelvis energi- och koldioxidskatter och avgifter för att öka konkurrenskraften i den fossilfri vätgasen. Inom EU föreslås nu ett separat utsläppshandelssystem för vägtransporter och byggnader vilket kan bidra till ökad användning av fossilfri vätgas. Utsläppspriset i EU-ETS är idag dock för lågt för att den fossilfria vätgasen ska kunna konkurrera med motsvarande fossila alternativ (Energimyndigheten, 2022b). Utbyggnaden av vätgasproduktionsanläggningar och infrastruktur för vätgas bör till en början inrikta sig på att tillmötesgå den tunga fordonsflottan då det är där vätgasen anses ha störst potential gällande drivmedel. Vätgastankstationer bör därför placeras så att de är lättillgängliga för lastbilar och andra stora fordon, och de bör även dimensioneras för att kunna möta fordonens behov särskilt gällande tryck mellan 700 och 900 bar (IVA, 2022b).

Behovet av kunskap och kompetens inom vätgas är brett och omfattar allt från ekonomiska och tekniska frågor till frågor om säkerhet. För att fossilfri vätgasproduktion ska kunna vara konkurrenskraftigt är det beroende av låga elpriser vilket innebär att företag kan bli tvungna att anpassa sin produktion därefter för att få lönsamhet. Demonstrations- och pilotprojekt kommer att vara viktiga för att driva fram utvecklingen och för kunskapsspridning (Energimyndigheten, 2022b). El som används till elektrolys för framställning av vätgas och vätgas som används i bränsleceller får inte enligt EU:s gällande energiskattedirektiv (ETD) artikel 3 beskattas (IVA, 2022b). När det gäller bidrag eller stödfinansiering till utbyggnaden av förnybar vätgas finns Klimatklivet som Naturvårdsverket beslutar om där stöd på 70 procent av kostnaden för vätgastankstationer och elektrolysörer kan beviljas. EU-bidrag via Nordic Hydrogen Project kan också sökas vilket motsvarar 10–25 procent av kapitalkostnaderna (IVA, 2022b). Det finns även några andra finansiella stöd för vätgasprojekt på nationell och EU-nivå. Regionala elektrifieringspiloter som är ett statligt stöd för godstransporter men som även kan ges för laddinfrastruktur och tankinfrastruktur för vätgas. EU-medel för tankinfrastruktur kan sökas via fonden för ett sammanlänkat Europa (CEF). Mission Innovation (IC 8: Renewable and clean hydrogen) vilket finns för att snabba på utvecklingen av vätgas för produktion, lagring och användning. Partnerskapet Clean Hydrogen inom Horisont Europa som finansierar bränslecells- och vätgasprojekt. Next Generation EU, Invest EU-programmet vilket ger stöd till vätgasprojekt (Energimyndigheten, 2022b).

3.4.2 Elektrolysör

I en elektrolysör sker den elektrokemiska processen elektrolys, där vatten spjälkas till väte och syre genom att tillföra elektricitet (Sundén, 2019). I en elektrolysör kan vätgas produceras med förnybar el vilket gör att vätgasen kan tas fram helt utan växthusgasutsläpp. Elektrolysörer består av en anod och en katod som separeras av en elektrolyt. Elektrolysörer finns i många olika storlekar, från stora tillverkningsanläggningar till små enheter (Sundén, 2019).

Reaktion elektrolysör:
Reaktion anod: $H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
Reaktion katod: $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$
Hela reaktionen: $H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2$

Slutsatser från en fransk forskningsstudie gjord av Yue m.fl. (2021) visar att kontinuerliga ansträngningar krävs för att förbättra prestanda, skala upp tekniken samt olika politiska stöd för att möjliggöra en kostnadskonkurrerande vätgasekonomi (Yue m.fl., 2021). Idag finns det tre olika elektrolysmetoder som är i olika utvecklingsstadier; PEM-elektrolys, alkalisk elektrolys och SOEC. Alla dessa tre metoder bygger på samma huvudkomponenter; elektroder, elektrolyt samt någon sorts membran. Alkalisk elektrolys är den enklaste metoden och de två andra är vidareutvecklingar av denna. Den alkaliska elektrolysen har funnits tillgänglig för kommersiellt bruk i 50–100 år medan PEM-elektrolysen har funnits tillgänglig på marknaden i 5–10 år (IVA, 2022a; Sundén, 2019). PEM-elektrolysören klarar av att arbeta under högre tryck och effekt och har en enklare systemuppbyggnad med färre beståndsdelar än den alkaliska elektrolysören (IVA, 2022b). Den sistnämnda tekniken SOEC är ny på marknaden och fortfarande under viss utveckling (IVA, 2022a). En PEM-elektrolysör på 1 MW tillverkade år 2020 mellan 432–461 kg vätgas per dygn enligt danska Energistyrelsen. En alkalisk elektrolysör tillverkning är lite högre och ligger på 454–504 kg vätgas per dygn (Danska Energistyrelsen, 2017). Verkningsgraden för en elektrolysör, inklusive annan kringutrustning som behövs, ligger idag på cirka 60–70 procent. Detta innebär att de resterande 30–40 procenten blir värme (Energimyndigheten, 2022b; IVA, 2022a). Temperaturen i en PEM-elektrolysör ligger mellan cirka 70–90 ˚C och för en alkalisk elektrolysör mellan cirka 100–150 ˚C. De höga temperaturerna gör att spillvärmen kan tillvaratas till fjärrvärmesystemet eller till uppvärmning av lokaler i närområdet. Ifall syret och spillvärmen tillvaratas höjs den samlade verkningsgraden för hela anläggningen (IVA, 2022a; Sundén, 2019). Vid tillverkning av 1 kg vätgas tillverkas samtidigt 8 kg syre (IVA, 2022a).

För att kunna använda vätgasen i en bränslecell, vilket är en beståndsdel i vätgasfordon, krävs det att vätgasen är fri från föroreningar (IVA, 2022b). Ifall vätgasen skulle ha en lägre renhetsgrad än 99,998 krävs det att den renas innan den går att använda. Det som behöver renas bort från gasen är föroreningar i form av syre, vatten, kolmonoxid och rester från elektrolyten. När en alkalisk elektrolys används blir renheten i intervallet 99,8–99,9999 procent vilket innebär att det kan behövas en rening av gasen. Med en PEM-elektrolysör uppnås en renhetsgrad på 99,999 procent vilket gör att det inte krävs någon rening av gasens (IVA, 2022b). En fördel med elektrolysörer är att de är modulära vilket gör att man kan börja med en anläggning i liten skala och sen utöka verksamheten och tillverkningen efterhand (IVA, 2022a). En alkalisk elektrolysör behöver ett utrymme på 10–15 m^2/MW medan en PEM-elektrolysör behöver ungefär 20 m^2/MW (Danska energistyrelsen, 2017). Elektrolysören är uppbyggd av stackar där spjälkningen av vatten sker och vätgasen bildas. Dessa stackar degraderas över tid vilket resulterar i högre elförbrukning. Hur snabbt dessa stackar degraderas beror på hur elektrolysören körs och vid vilken arbetstemperatur. Stackarna behöver normalt bytas ut efter cirka 80 000–90 000 driftstimmar vilket ungefär motsvarar 9–10 år. Kostnaden för ett stackbyte ligger på mellan 20–40 procent av den ursprungliga investeringskostnaden (Carlson m.fl., 2021). Elektrolysören i sig har en teknisk livslängd på mellan 20–30 år. När vätgasen har producerats i en elektrolysör har gasen ett tryck på 35 bar, för alla tre elektrolysörmodellerna (Danska energistyrelsen, 2017), och kommer därefter att behöva komprimeras i en kompressor för att kunna hanteras och lagras till ett tryck på 200–

350 bar (IVA, 2022b). Det finns många olika metoder att lagra vätgas, alltifrån mindre anordningar i tryckkärl eller tankar till större lager i bergrum. Mindre tryckkärl används idag mestadels vid transport av vätgas och vätgastankar finns i bränslecellsbilar vilka klarar ett tryck upp till 700 bar. Dessa lösningar blir dock kostsamma vid storskalig lagring av vätgas (IVA, 2022a).

Miljöpåverkan från en elektrolysör sker främst under driften beroende på vilken el som används, om den är förnybar eller fossil (IVA, 2022a). Den beror också på hur det ser ut med tillgången till sötvatten i området. Under elektrolysörens drift är vattenanvändningen betydande då det går åt 9 kg vatten vid tillverkning av 1 kg vätgas. Generellt är detta inte något stort problem för Sveriges del men det finns platser i särskilt södra Sverige och på andra platser i världen där färskvatten är en bristvara (IVA, 2022a). Priset på vatten anses inte vara en lika avgörande faktor som elpriset vid vätgasproduktion. Vattenbristen som förekommer på vissa platser på jorden kan bli en begränsande faktor för vätgasproduktion via elektrolys. Behovet av att forska på hur havsvatten skulle kunna användas vid elektrolys kan bli stort i framtiden vid ökade behov av vätgas (Yue m.fl., 2021). Elektrolysörer använder sig av katalytiskt aktiva elektroder för att minska energiförbrukningen i processen. Den alkaliska varianten använder sig av nickel som är en metall vilken även används i elfordon vilket kan göra att det kan resultera i bristande tillgångar i framtiden då båda teknikerna förmodligen kommer att skalas upp. Utvinningen av metallen nickel har en hög miljöpåverkan vilken behöver tas i beaktning. PEM-elektrolysören dras också med miljöpåverkan från metaller såsom iridium och platina. Dessa är ovanliga metaller vilka kan komma att bli bristvara ifall efterfrågan av dem ökar då de förekommer i begränsad mängd. Membranmaterialen som används inom PEM-elektrolysören innehåller så kallade “evighetskemikalier” som inte bryts ner i naturen vilket är problematiskt men forskning pågår för att hitta andra material. Vätgasläckage kan indirekt påverka klimatet då gasen kan reagera med andra ämnen i luften vilket kan påverka deras växthusegenskaper. Ifall vätgasläckage kan hållas nere till endast några få procent kommer denna påverkan att vara försumbar (IVA, 2022a).

3.4.3 Bränslecell

I en bränslecell skapas elektricitet genom en elektrokemisk reaktion där syre och väte reagerar och vatten bildas som produkt (Sundén, 2019). I en bränslecell sker inga fossila utsläpp alls då den enda biprodukten är vatten. En bränslecell har en verkningsgrad på 40–50 procent, och högre totalverkningsgrad ifall värmen kan tas tillvara. En bränslecell består precis som en elektrolysör av en anod och en katod som separeras av en elektrolyt. En bränslecell kan ses som en omvänd elektrolysör (Sundén, 2019).

<u>Reaktion bränslecell:</u>
Reaktion anod: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
Reaktion katod: $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
Hela reaktionen: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Det finns olika typer av bränsleceller, den typ av bränslecell där reaktionen visas ovan, är en PEMFC (proton exchange membrane fuel cell) eller en PEFC (polymer electrolyte fuel cell) (Sundén, 2019). För att ett fordon ska kunna drivas av vätgas krävs att den har en bränslecell som omvandlar vätgasen till el som fordonet sedan drivs av. Vanliga förbränningsmotorer kan också drivas med vätgas men har en mycket lägre verkningsgrad än en bränslecell (Sundén, 2019).

3.4.4 Olika typer av vätgasproduktionsstrategier

Vätgasproduktion kan ske genom antingen kontinuerlig eller variabel produktion (IVA, 2022a).

En kontinuerlig produktion av vätgas innebär att det behöver tillföras el under årets alla 8 760 timmar. Ifall vind- och solförhållandena är sämre i perioder och ger en lägre elproduktion kommer en hybridpark med vätgasproduktion att behöva köpa in el från elnätet för att kunna upprätthålla produktionen av vätgas och kan då utsättas för höga elpriser. En anläggning med kontinuerlig produktion behöver inte ha något vätgaslager då det är ett 100-procentigt kapacitetsutnyttjande av elektrolysören och ger en jämn vätgasproduktion hela dygnet, men det förutsätter att det finns en direkt avsättning för vätgasen (IVA, 2022a).

En variabel produktion av vätgas innebär att produktionsanläggningen behöver ha överkapacitet i elektrolysören samt i vätgaslagret för att kunna anpassa produktionen av vätgas till när elpriset är lågt. När elpriset kraftigt varierar finns det anledning att ha denna typ av produktion som producerar vid lågt elpris och undviker produktion vid högt elpris. Kapitalkostnaden blir högre per använd kWh el vid variabel produktion än för kontinuerlig produktion. En svårighet kan vara att kunna ta tillvara all el som produceras när det blåser mycket då det kan kräva en så stor överkapacitet i elektrolysören och vätgaslagret att det ekonomiskt kan vara svårt att få ihop. En stor överkapacitet i elektrolysör och vätgaslaget får i sådana situationer stå i förhållande till den el som går till spillo när kapaciteten nått sin maxgräns (IVA, 2022a).

3.4.5 Vätgasens tekniska förutsättningar i Sverige

Möjligheterna till storskalig lagring av vätgas begränsas av geologiska förutsättningar i Sverige vilket kommer att göra att vätgasen mestadels kommer att lagras mer lokalt i anslutning till användningen i antingen gas- eller flytande form. En ökad vätgasanvändning som produceras av förnybar intermittent elproduktion kommer sannolikt att öka behovet av lagringsmöjligheter för att kunna balanserna elsystemet (Energimyndigheten, 2022b). På grund av vätgasens möjligheter till lagring passar den bra ihop med den icke planerbara elproduktionen såsom sol- och vindkraft, vilken med största sannolikhet kommer att öka i Sverige (IVA, 2022a). Den svenska vindkraftsproduktionen kan komma upp till 100 TWh per år om några år vilket motsvarar en installerad effekt på cirka 30 GW. Vindkraften är idag det mest lönsamma kraftslaget i Sverige då vindkraften har lägst kostnader per producerad kWh elenergi (IVA, 2022a). En så stor andel förnybar icke planerbar elproduktion kommer att ställa krav på flexibilitet i elsystemet vilket kan åstadkommas genom lagring av el vilket kan hjälpa till att jämna ut effekttoppar. Möjligheten att lagra vätgas kan höja värdet på den icke planerbara elproduktionen och därmed minska den mängd el som går till spillo när det är överkapacitet i elsystemet, den kan bidra till att ta tillvara på mer el. Vätgaslager kan ses som ett bra komplement till batterilager. Ett batterilager är bättre på att balansera vid korta variationer såsom dygnsvariationer i elanvändningen eller variationer från solceller. Vätgaslager kan balansera vindkraftens variationer som kan sträcka sig över ett par veckor. Vätgas har en sämre verkningsgrad än batterier men kan lagras under längre perioder. Det ligger en stor osäkerhet i hur stor efterfrågan på vätgas kommer att bli i framtiden och det är mycket beroende på hur andra alternativa lösningar kommer att utveckla sig. En grov uppskattning i IVA (2022a) visar att efterfrågan på vätgas 2030 kan ligga på cirka 20–25 TWh vätgas. Rapporten bedömer också att det främst är industrin som kommer att driva på utvecklingen av användandet av fossilfri vätgas. IVA:s (2022a) analyser visar även att det på platser där utvecklingen sker omfattande för vätgas med storskalig produktion och

infrastruktur finns det goda möjligheter att även etablera vätgastankstationer för transportsektorn (IVA, 2022a). Energimyndigheten har satt upp mål gällande elektrolysörkapacitet på respektive minst 5 GW 2030 och 15 GW 2045. År 2045 skulle detta kunna leda till utsläppsminskningar, med viss osäkerhet, på ungefär 18–36 procent av dagens utsläpp i Sverige (Energimyndigheten, 2022b). Fossilfritt Sveriges vätgasstrategi utgår från att den totala efterfrågan på vätgas 2030 kan ligga på cirka 12 TWh och stiga till 60 TWh till 2045 (Fossilfritt Sverige, 2021; IVA, 2022a).

Även om produktion av vätgas via elektrolys är en lovande lösning ska man komma ihåg att produktionen förbrukar el (Yue m.fl., 2021). De totala förlusterna för att först producera vätgas med hjälp av el och sedan omvandla tillbaka till el från vätgas blir cirka 70 procent. Därför tror inte IVA (2022a) att denna typ av omvandling från el till vätgas och tillbaka igen kommer att bli särskilt omfattande i Sverige. Det kan komma att användas under kortare perioder då annan flexibilitet i elsystemet inte finns tillgängligt och därmed en hög betalningsvilja. Studier i ämnet har visat på att det kan bli kostnadseffektivt vid 2045 då Sveriges utsläpp ska vara nära noll eller noll (IVA, 2022a). För att det ska komma att ske kan det också behövas en sorts effektmarknad vilken premierar en sådan lösning. En ledningsinfrastruktur för vätgas kan komma att byggas ut under en snar framtid då det är ett mer kostnadseffektivt sätt att transportera vätgasen från elektrolysanläggningar nära anslutna till elproduktion än att transportera elektriciteten till en elektrolysanläggning i nära anslutning till vätgasanvändaren. Att transportera vätgasen via rörsystem ses som det billigaste alternativet inför framtiden då mängden vätgas ökat i samhället (IVA, 2022a). I Frankrike där natur- och biogasrörledningssystem är mer utbyggt än i Sverige blandas idag vätgas och metan in på naturgasledningarna runt om i landet. Forskningsstudier har visat att det fungerar att blanda in så mycket som 15–20 procent vätgas till naturgasnätet (Yue m.fl., 2021). Idag är det i Sverige mest kostnadseffektivt att transportera mindre mängder vätgas längre sträckor i gasbehållare med lastbil (IVA, 2022a).

3.4.6 Vätgastankstationer och bränslecellsfordon

Idag finns det tankstationer för vätgas på fem platser runt om i Sverige; Mariestad, Göteborg, Sandviken, Umeå och Arlanda flygplats. I vårt grannland Norge finns nio tankstationer i bland annat Oslo, Bergen och Trondheim. I Danmark finns det sju tankstationer i bland annat Köpenhamn, Århus, Esbjerg och Kolding (Vätgas Sverige, 2022b). Tankstationen för vätgas som finns i Mariestad kan producera 3 900 kg vätgas per år och stationen är inriktad på personbilar som kan tanka 700 bar i tryck. Vätgastankstationen är försedd med en solcellspark på 250 kW där den tillverkade elen används för att driva stationen och tillverka vätgasen. Hela systemet är oberoende av elnätet och är en så kallad off-grid lösning men är kopplat till elnätet så anläggningen kan hjälpa till att balansera elnätet vid effekttoppar. Anläggningen är placerad i containrar vilka är lätta att förflytta ifall behov skulle finnas. Tankstationen ägs av Mariestads kommun och det är kommunens åtta inköpta bränslecellsbilar som i störst utsträckning tankar vätgas på tankstationen. Tankstationen är en del av projektet ElectricVillage, vilket är ett samarbete mellan kommuner och forskningsinstitutioner från Chalmers, Uppsala och Lunds universitet, vilka uppför demonstrationsanläggningar inom hållbar utveckling. Investeringen var på totalt 30 miljoner kronor och finansierades mestadels genom olika stödmedel från bland annat EU. Kommunen ser nu även potential till uppskalning av verksamheten och räknar med att kunna spara pengar när de har en fordonsflotta på cirka 30–50 fordon då kapitalkostnader och driftskostnader kommer att bli låga. (Nilsson, 2022; Nilsson Energy, 2022a; Sveriges miljömål, 2019).

Det EU-finansierade pilotprojekt, Nordic Hydrogen Corridor (NHC), har som syfte att påbörja uppbyggnaden av ett nätverk av tankstationer för vätgas runt om i Sverige. I pilotprojektet ingår åtta tankstationer, 100 bränslecellsbilar och en anläggning för vätgasproduktion (IVA, 2022b; Nordic Hydrogen Corridor, 2022a). Företaget Everfuel ansvarar för anläggningen för vätgasproduktion, distributionen av vätgas samt tankstationerna (IVA, 2022b; Nordic Hydrogen Corridor, 2022b). Enligt Everfuel ska deras vätgastankstationer ha en kapacitet på mellan 0,5–4 ton vätgas per dygn och vara byggda så att de kan expandera volymmässigt till de kommande EU-kraven. De ska ha en kapacitet att tillhandahålla tankning för lastbilar med 4 kg vätgas i minuten (IVA, 2022b). Energibolaget Statkraft står för den förnybara elen som krävs inom pilotprojektet. Projektet koordineras av den ideella föreningen Vätgas Sverige och bilföretagen Toyota och Hyundai står för bränslecellsbilarna (IVA, 2022b; Nordic Hydrogen Corridor, 2022b). Trelleborg en av de åtta städer som är med i NHC (Nordic Hydrogen Partnership, 2020). Det planeras även för en ny anläggning för ”grön” förnybar vätgas i Göteborgs hamn i samarbete med energibolaget Statkraft där vätgasen ska produceras av förnyelsebar energi. Anläggningen ska ha en kapacitet på 4 MW och producera cirka två ton vätgas per dygn. Vätgasanläggningen beräknas vara i drift i mitten av 2023. Finansiering görs till viss del med EU-projektet NHC. Fordonen som tankstationen främst inriktar sig mot är tunga fordon som kör inom hamnområdet men även fordon som behöver köra utanför området ska kunna tanka på tankstationen. Det är även tänkt att vissa sjötransporter ska kunna tanka vätgas vid tankstationen (Statkraft, 2021). Investeringsbolaget Qarlbo tillsammans med bolaget REH2 planerar att med stöd från Klimatklivet bygga 24 vätgastankstationer med grön vätgas i Sverige. Det kommer till en början byggas nio tankstationer till 2024 vilka kommer att anläggas i anslutning till Rastas serviceanläggningar och riktar sig främst till den tunga fordonsflottan. Dessa anläggningar kommer att vara små med en låg dygnskapacitet och vätgasen kommer att produceras via elektrolys (IVA, 2022b).

Inom transportsektorn sker flera olika utvecklingsprojekt gällande bränslecellsfordon för alla olika kategorier av fordon. Det görs stora investeringar i utvecklingen av vätgasdrivna lastbilar. Man ser även möjligheter att driva tåg, flyg och sjöfart med vätgas. Inom transportsektorn finns det från EU krav på utsläppsnivåer för koldioxid för nya lätta och tunga fordon där bränslecellsfordon inkluderas. EU ger incitament för att producera och sälja fordon med låga eller nollutsläpp (Energimyndigheten, 2022b). För att vätgas ska kunna bli ett konkurrerande bränsle för personbilar krävs det ett mycket lågt elpris under en stor del av året. År 2020 fanns det 2 600 vätgasfordon i EU där Toyota är det största personbilsmärket (IVA, 2022b). Som ett exempel på en bränslecellsbil som är inriktad på personbilstrafik finns Toyota Mirai. Den har en vätgastank som rymmer 5,6 kg vätgas vid 700 bar tryck (Auto-data, 2022) och har en räckvidd upp till 65 mil (Toyota, 2022). En vätgasbil för persontrafik kan tankas på endast ett par minuter och kan sedan köra 50–70 mil på en tank (Sveriges miljömål, 2019). Forskningsstudier visar på att 3 procent av världsförsäljningen av fordon år 2030 förväntas vara vätgasfordon och att andelen kan öka till 36 procent år 2050 (Yue m.fl., 2021). En bedömning av vätgasens betydelse för tung lastbilstrafik gjord av Energy Transitions Commission från 2021 pekar på att andelen vätgasdrivna tunga lastbilar kan bli uppemot 20 procent i framtiden. Under 2021 meddelade Volvo och Daimler att de påbörjat ett projekt med serietillverkning av bränslecellslastbilar som ska starta 2025. Scania levererar sedan 2021 bränslecellslastbilar för distribution och renhållning, leveranstiden är dock uppemot två år (IVA, 2022b; LRF, 2020). Det finns även fordonsmärken som tillverkar bussar som drivs av vätgas; Van Hool, Wrightbus, Solaris och Daimler (LRF, 2020).

En vätgastankstation som kan tillhandahålla två ton vätgas per dygn ger tankningsmöjligheter för ungefär 40 stora lastbilar, vilket resulterar i att varje lastbil ungefär kan tanka 50 kg vätgas

(IVA, 2022b). I tunga lastbilar på 40–60 ton kommer vätgasen att förvaras i vätgastankar med ett högt tryck på 700 bar. För att kunna tanka ett sådant fordon krävs det att trycket är ännu högre, uppemot 900 bar, för att kunna trycka in gasen i tanken. Detta medföljer att tankstationen behöver ha en kompressor som höjer trycket från lagringstrycket i tryckkärl som har ett tryck på mellan 200–350 bar (IVA, 2022b). En vätgastank med trycket 700 bar behöver vara sju gånger större än den traditionella dieseltanken för att kunna uppnå samma körsträcka. Vätgastankning av en stor lastbil kan ske relativt snabbt genom att 3 kilogram vätgas tankas per minut vilket gör att en tank på 45 kg fylls på en kvart. Om man ska jämföra dessa 15 minuter som det tar att tillföra 4 500 kWh till ett bränslecellsfordon med motsvarande eldrift så tar det med en snabbladdning från en 600 kW-laddare 7,5 timmar att fylla fordonet med samma mängd energi. De tunga bränslecellsfordonen får sedan en räckvidd på cirka 80–100 mil. Förutom tunga lastbilar som används för långkörning skulle vätgasen kunna vara ett potentiellt bränsle för specialfordon såsom renhållningsfordon (behöver extra tillgång till el för att komprimera sopor vilket kan fås genom bränslecellen), timmerbilar, tunga arbetsmaskiner eller jordbruksmaskiner. Lättare fordon med eldrift kommer sannolikt att vara mer konkurrenskraftiga för transporter under korta sträckor jämfört med bränslecellsfordon. När det gäller tunga fordon är bränslecellsfordon mer kostnadseffektiva jämfört med rena elfordon för transporter under längre sträckor (IVA, 2022a; Sundén, 2019). Fossilfritt Sverige anser att vätgas kan ha en roll för de tunga transporterna på de längre sträckorna mellan 30–80 mil (Fossilfritt Sverige, 2021). Det är de höga kapitalkostnaderna (inköpspris) som vätgasfordonet med dagens förutsättningar har samt driftskostnader gällande produktion, transport, lagring och tankstation som jämfört med de eldrivna fordonens kostnader gör att den idag har svårt att konkurrera kostnadsmässigt per fordonskilometer. Men ifall kapitalkostnaden skulle sjunka med 20 procent ser förhållandet mycket mera gynnsamt ut. Ett högt elpris missgynnar bränslecellsfordon jämfört med elbilsfordon, detta på grund av att dess totalverkningsgrad är betydligt sämre än elbilsfordonet. För att bränslecellsfordon inom den tunga fordonsflottan ska kunna få en marknad i Sverige krävs det låga elpriser och skattelättnader på el, eller helt frånvaro av skatt på el. Studien som gjorts av IVA (2022b) angående vätgasens betydelse för den tunga fordonsflottan visar att både bränslecells- och batterifordon kan konkurrera med motsvarande dieseldrivna fordon år 2030 gällande kostnad per fordonskilometer (IVA, 2022b).

Jordbruksmaskiner såsom traktorer går idag mestadels på diesel (LRF, 2020). En lantbrukstraktor är en arbetsmaskin som idag har ett flertal krav att uppfylla, den ska vara ett sorts multiverktyg. En lantbruk- eller jordbrukstraktor ska kunna ge ett stort effektuttag i form av att kunna dra tunga laster, bära frontlastarutrustning och den ska kunna ha påkopplade redskap både fram och bak och så vidare. Det krävs med andra ord en hel del av en jordbrukstraktor. Ifall en traktor ska kunna gå över till vätgasdrift krävs det att traktorns arbetsmönster fortfarande kommer att kunna genomföras och att inte dess prestanda försämras. Lantbrukstraktorer är ute på fältet under långa arbetspass vilket kräver stora tankar för vätgasen eller att alternativt ha med sig kompletterande vätgastankar ut på fältet. En stor traktor tankar idag en full tank på 300 liter diesel vilket motsvarar 3 000 kWh energi. Bränslecellsdrift har en högre verkningsgrad än en vanlig dieselmotor vilket resulterar i att det krävs cirka 50 kg vätgas för att motsvara en full tank på 300 liter diesel. Det finns idag endast en prototyp av en vätgastraktor vid namnet New Hollands NH2 vilken inte ännu har kommersialiserats trots att den togs fram för flera år sedan (LRF, 2020).

3.4.7 Vätgaspriset

Idag är priset på förnybar vätgas producerad via elektrolys ofta högt på grund av att det är en relativt ny produkt och priset på elektrolysörer har en stor inverkan. När fler elektrolysörer kommer ut på marknaden, med en mer storskalig serietillverkning, kommer också deras pris att minska vilket kommer att resultera i ett lägre vätgaspris (Nilsson, 2022; Vätgas Sverige, 2022a). Även elpriset har stor inverkan på vätgaspriset, det är den största kostnaden för vätgas, så för att den förnybara vätgasen ska få stort genomslag krävs också ett lågt elpris på förnybar el. Fossil vätgas har använts under lång tid inom industrin. Priset på fossil vätgas kan ifall det säljs i gasflaskor till industrin i mindre mängder inom forskning och utveckling ligga på cirka 300–500 SEK per kg vätgas. Den fossila vätgasen som säljs till industrin har en kvalitet på 2,6. I bränslecellsfordon behöver kvalitén vara på 5,0 vilket innebär en renlighet på 99,9999 procent (Nilsson, 2022).

När det gäller hur ett rimligt försäljningspris på förnybar vätgas ska sättas kan man se hur andra länder i Europa gör vilka har kommit längre med vätgasmarknaden. I bland annat Tyskland och Nederländerna följer vätgaspriset elpriset på elbörsen. Vätgaspriset kan därför variera mellan 35–82 SEK per kg under en dag (Nilsson, 2022). Mängden vätgas som produceras har betydelse för hur stor produktionskostnaden blir vilken kan ligga på ungefär 40–60 SEK per kg. I denna produktionskostnad står elen för ungefär hälften och resterande del är kostnader för drift av elektrolysör och investeringar (Vätgas Sverige, 2022a). Kostnaden för förnybar vätgas kan enligt en svensk studie, gjord av Tang m.fl. (2021), ligga på 35–72 SEK per kg. Denna produktionskostnad är särskilt intressant då den inte bygger på något statligt stödsystem. Studien är tänkt att användas som referens för investerare och beslutsfattare inom den nya vätgasindustrin. Prisuppgifter från en studie genomförd i Spanien pekar på att försäljningspriset för vätgas tillverkad från reformering av naturgas, där produktion, distribution och vinstmarginal inkluderats, ligger på cirka 59 SEK per kg vätgas (Tang m.fl., 2021). Om detta räknas om till att gälla för vätgas producerad via elektrolys blir försäljningspriset cirka 129 SEK per kg. Priset för förnybar vätgas vid en vätgastankstation kan sättas till 106 SEK per kg (Tang m.fl., 2021). En forskningsstudie från Frankrike visar på att produktionskostnaden för vätgas distribuerat via naturgasnätet kan ligga på cirka 61 SEK per kg. Denna kostnaden är kalkylerad för ett elpris på 35,2 öre per kWh (Yue m.fl., 2021). Samma forskningsstudie visar på att ett vanligt pris för vätgas vid en vätgastankstation ligger på cirka 171 SEK per kg. Studien har även med ett potentiellt prisspann för vätgas mellan 37–122 SEK per kg. Produktionskostnaderna för ”grön” vätgas producerad via elektrolys ligger på 38–70 SEK per kg. Produktionskostnaden för “grå” fossil vätgas ligger på 8,5–20 SEK per kg. Produktionskostnaden för kärnkraftsproducerad “gul” vätgas ligger på cirka 24 SEK per kg (Yue m.fl., 2021). I Mariestad har vätgastankstationen ett försäljningspris för vätgasen på 106 SEK per kg (Nilsson, 2022).

En rimlig vinstmarginal på vätgasen kan ligga på 20–30 procent då tekniken är i ett tidigt skede och viss kompensation för risk bör inkluderas. En komplett tankstation kostar ungefär 25 miljoner SEK och beräknas hålla i 15 år (Nilsson, 2022). En långsiktigt hållbar verksamhet bör ha en vinstmarginal på 5–10 procent då alla kostnader är tagna. Personalkostnader, service och underhåll bör också räknas in här samt att man tar höjd för att det i dagsläget och ett par år framöver finns en väldigt liten marknad för vätgastankning och att CAPEX/OPEX måste kunna täckas av de intäkter som man faktiskt kan få in och inte stationens maxkapacitet (Svensson, 2022).

3.5 Hybridparker, vätgasproduktion och liknande systemlösningar

Energiparker bestående av olika tekniska lösningar där till exempel solceller, vindkraft, batterier och elektrolysanläggningar samspelar kallas för hybridparker. En stor fördel med dessa hybridparker är att de kan dela på samma infrastruktur såsom transformatorstationer, nätanslutningar och vägar (Vattenfall, 2021). En hybridpark bestående av vind- och solkraft förbättrar vätgasproduktionens prestanda, kapacitetsfaktorn ökar och produktionskostnaden för vätgasen minskar, jämfört med ifall kraftslagen agerar separat. När vind- och solkraft kombineras i en hybridpark ger systemet en bättre prestation i en off-grid lösning än om det är kopplat till elnätet (Tang m.fl., 2021). Ifall vind- och solkraft kombineras i en hybridpark med vätgasproduktion bidrar det till att lagringskapaciteten för vätgas kan minskas än ifall de två kraftslagen hade varit kopplade till vätgasproduktionen själva. Vind- och solkraften har en kompletterande effekt vilket gör att lagringskapaciteten kan minskas. Solkraften i sig själv behöver ett större lagringsutrymme för vätgas än vindkraften behöver när den själv står för tillverkningen (Tang m.fl., 2021). Hybridparkslösningen gör också att behovet att köpa in el från elnätet blir mindre än ifall kraftslagen skulle hantera vätgasproduktionen var för sig. En hybridpark bestående av vind- och solkraft är en bra lösning som kraftkälla för vätgasproduktion och det ger även möjligheten att sälja förnybar el till elnätet då elproduktion är högre än vad vätgasproduktion kräver. Detta möjliggör att förhållandet mellan inköpt el och såld el till elnätet kan hållas lågt, vilket är ekonomiskt gynnsamt. Även om elen som köps in inte är förnybar levererar ett sånt här system förnybar el till elnätet vilket bidrar till en högre andel förnybar el i det svenska elsystemet. Enligt Tang m.fl. (2021) bör vätgasen klassas som förnybar trots att den har producerats i en hybridanläggning som är kopplat till elnätet där inte alltid elen kan klassas som 100 procent förnybar. Studien gjord av Tang m.fl. (2021) har kommit fram till att det är bäst att koppla hybridparken med vätgasproduktion till elnätet (Tang m.fl., 2021).

Användandet av batterilagring för hybridparker möjliggör att lagra el när elproduktionen är hög och använda el från batteriet när elproduktionen är låg för att möta efterfrågan av el (Mahesh m.fl., 2015). För att förbättra hybridparkers pålitlighet och för att spara överbliven el kan batterier vara ett bra komplement i alla sorters hybridparker. Batterier är den mest sårbara källan i en hybridpark på grund av dess problem gällande livslängd och kostnader. Under en hybridparks livslängd med batterier behöver batterierna bytas ut minst 3–4 gånger och de behöver även regelbundet underhåll (Mahesh m.fl., 2015). Förändringar som sker idag mot ett mer digitaliserat energisystem kommer att göra att hybridparkernas fulla potential blir tydligare. Hybridparker bidrar med flera fördelar bland annat att de endast behöver en nätanslutningspunkt, högre årlig kapacitetsfaktor (högre användningsgrad av omvandlare, transformator och anslutningskapacitet), mer stabil elproduktion, reducerade infrastrukturkostnader och reducerade balanseringskostnader för elnätet. Hybridparker kan vara med och balansera elsystemet genom sin möjlighet till flexibilitet och elasticitet för elsystemet med hjälp av batteri- eller vätgaslagring kopplat till hybridparken (Wind Europe, 2019). Hybridparker kan erbjuda stödtjänster till elnätet genom att “spilla vind” och kopplas bort från elnätet under perioder då det är för mycket elproduktion in till elnätet och ersättningarna för sådana tjänster är i vissa länder, bland annat Sverige, garanterade. Elnätet vill hålla sin frekvens på 50 Hz för att upprätthålla dess balans mellan tillgång och efterfrågan (Wind Europe, 2019; Yue m.fl., 2021). Gällande de ekonomiska aspekterna för hybridparkens möjligheter är det avgörande att dubbelbeskattning och dubbla elnätsavgifter undviks för hybridparker (Wind Europe, 2019). Då det endast krävs en nätanslutningspunkt ger det en möjlighet att optimera storleken på anslutningen till elnätet baserat på hur sol- och vindkraften kompletterar varandra. Detta är särskilt fördelaktigt när en ny solcellspark anläggs till en befintlig vindkraftspark. Fördelarna är bland annat att kostnaden för anslutning av

solcellsparken till elnätet kan undvikas, att den elektriska infrastrukturen gällande kablar och nätanslutningar redan finns för den befintliga vindkraftsparken och att markutnyttjandet blir mindre och mer effektivt sett till skapad el per hektar mark (Ludwig m.fl., 2020). Det är också viktigt att existerande elproduktionsanläggningar såsom vindkraftverk och solcellsparker som kompletteras med ytterligare en energikälla för att bli en hybridpark inte behöver ansöka om ytterligare elnätsanslutning så länge hybridparken elproduktion inte överstiger den tillåtna kapaciteten för elnätsanslutningen (Wind Europe, 2019).

Det finns olika metoder för att göra analyser av pålitlighet hos energisystem (Mahesh m.fl., 2015). Bland annat kan man titta på sannolikheten för att förluster av strömförsörjning sker (loss of power supply probability LPSP), vilket är när hybridparken inte klarar att leverera den el som efterfrågas. Ekonomiska analyser av hybridparken är också viktiga att titta närmare på för att se hur hybridparken möter efterfrågan och tillgång av el. Detta kan göras bland annat genom att titta på anläggningens produktionskostnad per kWh (levelized cost of energy LCOE) vilket beräknas genom att ta kvoten mellan den totala årliga kostnaden och den totala årliga produktionen. Optimering av storleken för hybridparker är ett av de viktigaste områdena för att hitta en balans mellan kostnaderna för systemet och pålitligheten. Det finns flera olika metoder för att uppnå den optimala konfigurationen, bland annat genom olika datamodelleringsprogram som bygger på iterativa (upprepande) tekniker, grafiska metoder, algoritmiska tekniker samt tekniker som använder artificiell intelligens. Väderförutsättningarna spelar en avgörande roll för en hybridpark bestående av vind- och solkraft då hela kraftproduktionen beror på vädret. Väderdata är avgörande för att analysera hur mycket en hybridpark kan producera på en specifik plats. Solinstrålningsdata, medeltemperatur och vindhastighet är relevanta parametrar för en studie av hybridparkens möjligheter (Mahesh m.fl., 2015). En forskningsstudie gjord av Ludwig m.fl. (2020), för en hybridparksanläggning i nordöstra Tyskland där solcellsparken är placerad i anslutning till vindkraftverken, är en utvärdering av samspelet mellan sol- och vindkraft i hybridparker, visade på att skuggningen från vindkraftverken var försumbar gällande solcellernas elproduktion. Forskningsstudien visar på att det endast är en liten del av solcellsmodulerna som skuggas av vindkraftverken under sommaren. Under vår och höst då skuggningarna från vindkraftverken är något längre än under sommaren påverkas endast en liten andel av solcellerna. För vintersäsongen är skuggorna från vindkraftverken mycket längre och finns utdragna över hela solcellen. Det är dock så att elproduktionen från solen är väldigt liten under denna delen av året, vilket innebär att trots den stora skuggningen från vindkraftverken är den totala förlusten av elproduktion under denna delen av året relativt låg jämfört med elproduktionen för solcellsparken under hela året. Den största skuggningseffekten angivet i forskningsstudien är på 2,3 procent som orsakas av skuggning från vindkraftverken medan skuggning från solcellsmodulernas rader är på 3,1 procent (Ludwig m.fl., 2020).

Det finns idag inte så många hybridparker som är aktiva världen över men det planeras och är under uppbyggnad på många platser. Nedan presenteras några av dessa anläggningar. Just denna kombination av en hybridpark bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion har inte påträffats i litteraturen, men Vattenfall tittar just nu närmare på möjligheten att kombinera denna typ av hybridparker med vätgasproduktion (Vattenfall, 2021).

Haringvliet i Nederländerna

Energibolaget Vattenfall invigde den 22 mars 2022 sin första så kallad hybridpark som kombinerar vindkraft och solel med batterilagring i Haringvliet i Nederländerna. Tack vare kombinationen av dessa kraftslag räknar Vattenfall med att kunna producera el till en lägre kostnad samt att utnyttja nätkapaciteten på ett mer effektivt sätt. Hybridparken i Haringvliet är

Europas största med sex vindkraftverk och 115 000 solpaneler vilken förväntas producera cirka 140 GWh el per år (Vattenfall, 2022).

Parc Cynog i Storbritannien
Vattenfall byggde 2016 Europas första hybridpark som kombinerar sol- och vindkraft i Parc Cynog i sydvästra Wales i Storbritannien (Vattenfall, 2021). Vindkraften är på 4 MW och solcellsparken på 4,95 MW (Wind Europe, 2022).

Grevekulla i Sverige
En hybridpark bestående av en befintlig vindkraftspark och en nyetablerad solcellspark planeras att byggas inom samma fastighet i Grevekulla i Ydre kommun. Hybridparken ska uppföras av det danska energibolaget European Energy och anslutas till E.ON:s regionnät (Vindkraftsnyheter, 2021).

Finspång i Sverige
Euromekanik har levererat en vätgaslösning till testanläggningen ZEHTC (Zero Emission Hydrogen Turbine Center) i Finspång, som är ett forskningsprojekt vilket genomförs av bland annat Siemens. Vätgasanläggningen drivs med hjälp av solel, batteri samt el från elnätet. Vätgasen produceras i en elektrolysör och används sedan i en gasturbin för att forska på hur gasturbiner ska utvecklas mot att kunna köras på 100 procent vätgas vilket kan möjliggöra nollutsläpp från Siemens gasturbiner till 2030. Gasturbiner med vätgas som bränsle kan i ett framtida elsystem med mer variabel elproduktion från förnybara energikällor bidra med stabilitet genom att agera som balans- och reservkraft (Euromekanik, 2022a; Svensson, 2022; ZEHTC, 2022).

Mainz i Tyskland
I Mainz i Tyskland finns en hybridpark med vindkraft och vätgasproduktion. Hybridparken uppfördes 2015 och består av fyra stycken 2 MW vindkraftverk som är kopplade till en PEM-elektrolysör på 3.75 MW. Anläggningen är även kopplad till det lokala elnätet (Energiepark Mainz, 2022).

Stenungsund i Sverige
Euromekanik samarbetar med Rabbalshede Kraft inom produktion av förnybar vätgas där elproduktionen kommer från vindkraftsparker. Vindkraftsparken och vätgasanläggningen ligger en liten bit norr om Stenungsund i Bohuslän. Projektet börjar i liten skala men med visionen att skala upp produktionen efter hand. Pilotanläggningen har en elektrolysör på cirka 1 MW och planerar att leverera vätgas under 2022. Mellan 2023–2025 planeras ytterligare tre anläggningar placerade i södra Sverige på totalt 50 MW elektrolysör. Det är tänkt att de tre anläggningarna ska vara hybridparker, som är off-grid lösningar vilka inte är kopplade till elnätet, där vindkraft och/eller solkraft samarbetar för att producera vätgas. Vätgasproduktionen kommer därmed endast få el från hybridparkerna. Hybridparkerna är eller kommer att vara placerade i nära anslutning till användaren av vätgas såsom industri eller vätgastankstationer i anslutning till motorvägar. Tanken är att inte bara vätgasen ska levereras till kunder i närområdet utan att även spillvärmen och syret ska distribueras till kund (Euromekanik, 2022a; Rabbalshede Kraft, 2022).

3.6 Tillståndsmässiga förutsättningar i allmänhet för hybridparker och vätgasproduktion

Miljöbalken (MB) innehåller grundläggande bestämmelser som bland annat innefattar balkens mål i 1: a kapitlet och de allmänna hänsynsreglerna i 2: a kapitlet (Naturvårdsverket, 2001). Dessa grundläggande bestämmelser riktar sig till alla som bedriver eller ska bedriva en verksamhet eller utföra en åtgärd vilken kan medföra en olägenhet eller skada för miljön. Detta gäller både för de verksamheter och åtgärder som behöver söka tillstånd för miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet MB och som har anmälningsskyldighet enligt 12:6 MB (Naturvårdsverket, 2001). Nedan presenteras tillståndsprocessen för solcellsparker och för vätgasproduktionsanläggningar och vätgastankstationer. En hel del lagar, regler och processer påverkar eller liknar varandra för solcellsparker och vätgasproduktion vilket gör att de beskrivs efterhand.

3.6.1 Tillstånd solcellspark

Solcellsparker som anläggs på marken blir allt vanligare i Sverige (Länsstyrelsen Hallands län, 2022). Det finns utmaningar med att anlägga dessa i naturmiljö, de måste placeras på lämpliga platser för ändamålet och utformningen av dem kan vara avgörande för att undvika att de ställs i konflikt med andra miljömål. När det gäller tillståndsansökningar för solcellsparker är det bra att tidigt i processen börja att föra en dialog med Länsstyrelsen för att hinna med ifall eventuell prövning behöver göras. Det är Länsstyrelsens Naturprövningsenhet som har hand om sådana tillstånd. För att ta reda på ifall solcellsanläggningen kan påverka naturmiljön och skada viktiga värden kan information sökas genom Länsstyrelsens karttjänster, Artportalen, Fornsök och via Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur. I Länsstyrelsens karttjänster kan information hittas gällande bland annat landskapsbildsskydd, friluftsliv och kulturmiljöprogram. Artportalen är Artdatabankens förteckning över vilka arter som förekommer på olika platser i Sverige. Fornsök ger information om var det finns kända registrerade fornlämningar och andra kulturhistoriska lämningar i Sverige. Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur ger information om naturreservat, nationalparker, Natura 2000-områden och biotopskyddsområden (Länsstyrelsen Hallands län, 2022).

För att anlägga en storskalig solcellspark krävs det nästintill alltid en anmälan för 12:6-samråd för verksamheter eller åtgärder som kan komma att väsentligt ändra naturmiljön och som inte är tillstånds- eller anmälningspliktiga enligt andra delar av miljöbalken (Länsstyrelsen Hallands län, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Detta är i enlighet med den *allmänna anmälningsskyldigheten* enligt 12:6 MB första stycket. Det är verksamhetsutövaren som har ansvar för att noga bedöma om verksamheten eller åtgärden ändrar naturmiljön i sådan grad att den behöver anmälas för samråd. Det är verksamhetsutövarens uppgift att skaffa sig den kunskap som behövs för den verksamhet eller åtgärd gällande vilka konsekvenser det kan få för miljön. Det är också relevant att ta reda på hur känslig miljön inom etableringsområdet är. Det är även verksamhetsutövaren som ansvarar för att anmälan för samråd sker enligt 12:6 MB. Anmälan för samråd kan verksamheter eller åtgärder behöva göra trots att de prövas enligt annan lagstiftning också. Ifall verksamhetsutövaren är tveksam till om det krävs en anmälan enligt 12:6 för samråd är det ändå värt att överväga att göra en anmälan, det går att under processens gång parallellt överlägga och föra en dialog med tillsynsmyndigheten om vad som krävs och vad som är deras syn kring om en anmälan behövs. Ifall en anmälan inte görs fast att det egentligen krävs kan tillsynsmyndigheten förelägga verksamhetsutövaren om försiktighetsmått eller i värsta fall förbjuda verksamheten. Bestämmelserna för anmälan om samråd finns i 12 kapitlet 6 § MB och i 6–14 §§ förordningen (1998:904) om täkter och anmälan för samråd (FTS) (Länsstyrelsen Hallands län, 2022; Naturvårdsverket, 2001). En samrådsprocess kan se olika ut från fall till fall och det finns inget formellt krav på att ett

samråd måste vara ett faktiskt möte. Ifall det är lämpligt kan en del av samrådet vara skriftligt eller ske digitalt. Vid mindre prövningar kan skriftliga samråd vara en bra lösning och vid ärenden där Länsstyrelsen har god kännedom om verksamheten eller åtgärden. I vissa ärenden behöver flera möten hållas och även platsbesök (Miljösamverkan Sverige, 2020).

Inom begreppet naturmiljö omfattas naturmiljön i sin helhet, där även kultur- och odlingslandskapet och havsmiljön ska inkluderas (Naturvårdsverket, 2001). Den typiska verksamheten eller åtgärden enligt 12:6 i miljöbalken använder mark eller orsakar ändringar på mark eller skadar naturmiljön genom att den tar mark eller vatten i anspråk för användning eller någon annan sorts fysisk påverkan. Vad som anses vara väsentlig ändring av naturmiljön bör granskas från fall till fall och det är inte endast skador på naturmiljön som kräver samråd. Exempel på sådan påverkan av naturmiljön är avverkning, grävning och uppförande av anläggningar eller byggnader. Verksamheter och åtgärder som bör komma ifråga gällande samrådsanmälan 12:6 MB är bland annat husbehovstäkter, uppförande av större anläggningar, luft- och markledningar, ny energiskogsodling samt enskilda vägar. Anläggande eller större ändringar av dammar och våtmarker vilka inte går under tillståndspliktig vattenverksamhet enligt 11 kapitlet MB bör anmälas om samråd enligt 12:6. Ibland kan mycket höga byggnader och stora anläggningar som är utanför detaljplaneområde få stor påverkan på landskapet och ifall de uppförs i ett område med mycket känslig landskapsbild kan det även här vara aktuellt med samråd enligt 12:6. Även för fall då jordbruksmark ska tas ur jordbruksproduktion enligt 12:9 MB ska också en samrådsanmälan enligt 12:6 ske. Samråd enligt 12:6 kan också bli aktuellt för områden som pekats ut i olika naturvårdsplaner men där kultur- och naturvärden ändå inte fått så hög klassning så de ingår under skyddet som 7 kapitlet MB ger. Verksamheter och åtgärder som omfattas av 12:6 MB kan vara allt från en enskild åtgärd vilken inträffar en gång till verksamheter som pågår under lång tid (Naturvårdsverket, 2001).

Mindre solcellsanläggningar kan också beröras av detta tillstånd men undantag kan gälla ifall solcellsanläggningen prövas enligt miljöbalken i något annat sammanhang. För att ett korrekt beslut gällande tillstånd ska kunna fattas av Länsstyrelsen behöver de få in ett fullständigt underlag på hur anläggningen kommer att påverka naturmiljön i etableringsområdet, detta underlag kallas samrådsunderlag (Länsstyrelsen Hallands län, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Ifall Länsstyrelsen anser att ett samrådsmöte, antingen undersöknings- eller avgränsningssamråd, bör hållas ska samrådsunderlaget lämnas in till berörda parter 3–5 veckor innan mötet (Länsstyrelsen Hallands län, 2022). Inför både undersöknings- och avgränsningssamråd ska ett samrådsunderlag göras vilket ska innehålla uppgifter som står angivna i 8 § miljöbedömningsförordningen (2017:966). Samrådsunderlaget ska innehålla mycket information av olika karaktär men inte vara lika omfattande som en MKB. Ett samrådsunderlag kan bland annat innehålla information om vilken prövning som ska göras; ifall det är för hela verksamheten eller delar och ifall samprövning kan ske för olika tillstånd. Verksamhetens lokalisering, utformning och omfattning bör beskrivas samt undersökningar som behöver genomföras. Betydande miljöeffekter såsom utsläpp till luft och vatten, buller och kumulativa effekter som kan ske under verksamhetens tid för miljöfarliga verksamheter ska inkluderas. Miljöns känslighet i etableringsområdet ska utvärderas och vilka delar av miljön som särskilt kan få betydande påverkan. Miljökvalitetsnormer, miljökvalitetsmål och hur verksamheten påverkar klimatet samt hur verksamheten kan komma att påverkas av framtida klimatförändringar bör också inkluderas. Skyddsåtgärder som ska göras för att förebygga negativa miljöeffekter och eventuella kompensationsåtgärder bör beröras samt verksamhetsutövarens bedömning av om verksamheten medför betydande miljöpåverkan eller inte (Miljösamverkan Sverige, 2020).

Anmälan för samråd ska göras hos tillsynsmyndigheten, vilken för de verksamheter som är aktuella i förstudien är Länsstyrelsen Skåne (Miljösamverkan Sverige, 2022). Länsstyrelsen kan överlåta ansvaret för samrådsärenden till en kommun och i så fall är det dit anmälan ska göras. En anmälan för samråd ska vara skriftlig och innehålla en karta över etableringsområdet, en beskrivning av verksamheten eller åtgärden samt uppgifter om fastighetsägare och nyttjanderättshavare som berörs av etableringen. Den ska också visa hur verksamhetsutövaren ska följa de allmänna hänsynsreglerna i 2 kapitlet MB gällande skyddsåtgärder och begränsningar för att förebygga och motverka skada på naturmiljön (Naturvårdsverket, 2001). Länsstyrelsen har sex veckor på sig att fatta beslutet om anläggningen får byggas från det att anmälan kommit in. Ärendet kan behöva kompletteras med ytterligare information ifall Länsstyrelsen tycker något är bristfälligt för att kunna fatta ett korrekt beslut. Utredningar och inventeringar av naturmiljöns påverkan kan behöva göras. Ifall det rör sig om höga kultur- och naturvärden i etableringsområdet eller om det är en större solcellsanläggning behöver oftast en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) göras (Länsstyrelsen Hallands län, 2022). Det är tillsynsmyndigheten som beslutar ifall en MKB behöver göras i ett ärende enligt 12:6 i MB. Ett krav på genomförande av MKB ska endast ges om det är motiverat från miljösynpunkt och de flesta ärenden som behandlas under 12:6 MB har oftast en begränsad miljöpåverkan vilket gör att en MKB inte är aktuell. Det kan dock vara så att en mindre verksamhet eller åtgärd har stor påverkan på naturmiljön vilket kräver en MKB (Naturvårdsverket, 2001). Oftast behöver en lokaliseringsutredning göras vilken förklarar varför den valda platsen är mest lämplig för ändamålet jämfört med andra beskrivna potentiella etableringsområden. Länsstyrelsen kan fatta beslut om ett förbud mot verksamheten ifall de anser att den utgör påtaglig skada för naturmiljön eller besluta om försiktighetsmått vilka kan vara olika typer av anpassningar för anläggningen eller skötselkrav för marken (Länsstyrelsen Hallands län, 2022).

Länsstyrelsen fattar beslut i processen för samråd enligt 6 kapitlet MB ifall en MKB behöver göras för en solcellsanläggning eller för en vätgasproduktion (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Ifall Länsstyrelsen har fattat beslutet att en MKB behöver göras för solcellsparken eller för vätgasproduktionen börjar samrådsprocessen med ett undersökningssamråd enligt 6 kapitlet 23–25 §§ miljöbalken. Länsstyrelsen kan också besluta att godkänna solcellsanläggningen enligt 12:6 MB utan att en MKB behöver göras vilket innebär att undersökningssamråd inte behöver hållas. Undersökningssamrådet hålls för att Länsstyrelsen ska kunna fatta beslut och göra en bedömning ifall solcellsanläggningen innebär en betydande miljöpåverkan (BMP) eller inte. Det är den som ansökt om uppförandet av solcellsanläggningen, verksamhetsutövaren, som håller i undersökningssamrådet och som för minnesanteckningar med mera. Undersökningssamrådet hålls med de enskilda som berörs särskilt av verksamheten samt Länsstyrelsen (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Verksamhetsutövaren och Länsstyrelsen kan tillsammans ha en dialog kring vilka som borde inkluderas vid samråd. De enskilda ska alltid få information personligen, lämpligast via brev. För att få fram vilka som kan antas särskilt berörda av verksamheten kan Boverkets rekommenderade skyddsavstånd om 100 meter användas. Det kan vara både boende, fastighetsägare och andra näringsidkare som kan vara berörda av verksamheten. Samråd med allmänheten görs oftast genom att annonsera i ortstidningen (Miljösamverkan Sverige, 2020). I samrådsunderlaget ska det även framgå vilken syn den sökande har på om verksamheten medför betydande miljöpåverkan eller inte. Ifall den sökande anser att verksamheten kommer att medföra betydande miljöpåverkan kan ett avgränsningssamråd hållas direkt (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Det är viktigt med en tidig och bra dialog mellan verksamhetsutövaren och Länsstyrelsen för att tillståndsprocessen ska gå smidigt. Ifall Länsstyrelsen tidigt under samråd känner att det kan bli svårt för verksamheten att få tillstånd

ska de meddela verksamhetsutövaren det. Information om huruvida verksamheten ska antas medföra betydande miljöpåverkan ska också framföras (Miljösamverkan Sverige, 2020).

När samrådsmötet har varit ska den sökande lämna in en samrådsredogörelse vilken innehåller information som framkommit under samrådet. Minnesanteckningar och samrådsredogörelse är inte samma sak (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Efter detta ska Länsstyrelsen ta beslut kring om verksamheten medför betydande miljöpåverkan eller inte vilket görs med hjälp av 10–13 §§ miljöbedömningsförordningen (2017:966). Länsstyrelsen får 60 dagar på sig att fatta detta beslut från det att samrådsredogörelsen kommit in. Beslutstiden kan förlängas och Länsstyrelsens beslut kan inte överklagas. Ifall Länsstyrelsen anser att verksamheten medför betydande miljöpåverkan enligt 6 kap. 28–32 §§ MB krävs en specifik miljöbedömning vilket är en vanlig MKB och ett avgränsningssamråd ska hållas. Ifall verksamheten inte bedöms medföra betydande miljöpåverkan behöver endast en liten MKB göras. En liten MKB, enligt 6 kapitlet 47 § miljöbalken, ska innehålla upplysningar som behövs för att bedöma vilka väsentliga miljöeffekter som verksamheten kan medföra. Samrådsredogörelsen från undersökningssamrådet ska också inkluderas i MKB:n (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Miljösamverkan Sverige, 2022; Naturvårdsverket, 2001). Syftet med avgränsningssamrådet är att diskutera hur utformningen av MKB:n ska se ut. I 6 kapitlet 35 § miljöbalken och 16–19 §§ miljöbedömningsförordningen (2017:966) beskrivs vad som ska finnas i MKB:n. Länsstyrelsens roll är att informera om vad som MKB:n behöver innehålla och på vilken detaljnivå det behöver vara för prövningen av ärendet. En MKB ska bland annat innehålla information om lokalisering, alternativa lokaliseringar och utformningar av verksamheten samt nollalternativ. Den kan också innehålla en återställningsplan, tidsplan, bästa möjliga teknik, motstående intressen, skyddsåtgärder, riskutredningar, områdesskydd och utredningar samt de delar som även ingår i samrådsunderlaget (Miljösamverkan Sverige, 2020). Ett avgränsningssamråd ska hållas med en större krets än undersökningssamrådet vilket innebär Länsstyrelsen, enskilda som blir särskilt berörda av verksamheten samt statliga myndigheter, miljö- och naturorganisationer, kommuner (kommunstyrelsen) och den allmänhet som kan antas beröras av verksamheten. Länsstyrelsen behöver inte närvara vid detta senare samråd utan behöver endast ges möjlighet att yttra sig skriftligt över de uppdateringar som gjorts i samrådsunderlaget under avgränsningssamrådet sedan undersökningssamrådet. När antingen den lilla MKB:n eller en vanlig MKB samt anmälan om tillstånd för verksamheten eller åtgärden har inkommit till Länsstyrelsen fattar de beslut om verksamheten. Länsstyrelsen kan lämna synpunkter på MKB:n vilken kan behöva kompletteras. Länsstyrelsen beslut kan antingen vara ett godkännande med försiktighetsmått eller ett förbud mot verksamheten (Länsstyrelsen Skåne, 2022; Miljösamverkan Sverige, 2022; Naturvårdsverket, 2001).

Ifall etableringsområdet för solcellsparken innehåller höga naturvärden ska platsval och anpassningar göras för att skydda fridlysta arter och områden så att deras livsmiljö inte störs (Länsstyrelsen Hallands län, 2022). Det kan behöva göras en inventering av naturmiljön för etableringsområdet och möjligen en ansökan om dispens från fridlysningsbestämmelserna. Ifall solcellsparken stängslas in blir det en barriär i naturmiljön, om detta behöver göras kan anpassningar i form av öppna korridorer eller passager för djur krävas för att minska påverkan från barriären som stängslet skapar. Ifall solcellsparken ska anläggas på skyddat område, enligt 7 kapitlet i MB, såsom naturreservat eller Natura 2000 krävs det oftast dispens eller tillstånd vilket i så fall ersätter kravet på 12:6-samråd. En solcellspark bör inte hindra allmänhetens rörelsefrihet vilket innebär att det kan behöva göras passager för allmänheten genom produktionsanläggningen. Det är också av vikt att försöka minska solcellsparkens synlighet i landskapet. Det är viktigt att undersöka hur kulturmiljön är för etableringsområdet,

detta kan göras genom att se ifall området är utpekat som riksintresse för friluftsliv, kultur- och naturmiljön. Sådan information kan hittas i kommunens bevarandeprogram eller i det regionala kulturmiljöprogrammet. Ifall det finns fornlämningar hanteras de enligt kulturmiljölagen. Att anlägga en solcellspark kräver oftast en del markarbete såsom pålning och schaktning vilket kan göra att det kan behöva sökas tillstånd eller ansökan om samråd enligt 2 kapitlet i kulturmiljölagen. Ifall markpåverkan är stor kan även utredningar behöva göras även om det inte finns några kända fornlämningar i området. Ifall en fast fornlämning påträffas kan erinran om 2 kapitlet 10 § kulturminneslagen komma att bli aktuell och arbetet ska omedelbart upphöra i det påträffade området och Länsstyrelsen ska informeras (Länsstyrelsen Hallands län, 2022). Ifall solcellsparken ska anläggas på jordbruksmark är det viktigt att undersöka möjligheterna att ändå kunna bruka marken till viss del genom bete, odling eller ängsslåtter inom etableringen av anläggningen exempelvis mellan solcellsmodulernas rader. Ifall detta kan genomföras behöver man oftast inte anmäla till Länsstyrelsen att jordbruksmark har tagits ur produktion enligt 12 kapitlet 9 § i miljöbalken. Vid uppförande av solcellspark kan det vara av vikt att undersöka så att produktionsanläggningen överensstämmer med kommunens detalj- och översiktsplaner för etableringsområdet. Ifall solcellsparken påverkar militära intressen får Länsstyrelsen informera Försvarsmakten genom en remiss och invänta deras utlåtande om etableringen. Ifall en solcellspark anläggs i närheten av en vägs skyddsområde behövs ibland tillstånd enligt väglagen. Skyddsområdet för vägar brukar vara tolv meter från vägen men det kan i vissa fall vara uppemot 50 meter. Enligt terrängkörningslagen är det förbjudet att köra ett motordrivet fordon på barmark i terräng. Detta gäller även om det är din egen mark. Det går att ansöka om dispens från denna lag och det finns även undantag från förbudet. Ifall anläggandet av solcellsparken kräver dikning kan det innebära att området räknas som ny markavvattning. I så fall behövs det tillstånd för markavvattning och även dispens från förbud mot markavvattning (Länsstyrelsen Hallands län, 2022).

Det kan finnas tillfällen då verksamheter och åtgärder prövas enligt olika tillstånd och där även olika delar av en verksamhet ingår i olika tillstånd. Det kan till exempel vara så att en verksamhetsdel går under anmälan för samråd 12:6 MB och en annan del under miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet MB. I sådana fall bör verksamhetsutövaren anmäla dem separat till tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndighetens olika avdelningar bör i sådana fall samverka för en bra tillståndsprocess. Samprövning i den mån det går bör genomföras (Naturvårdsverket, 2001). Vattenverksamhet är i de flesta fall tillståndspliktig enligt 11 kapitlet MB. I 11:12 MB går det dock att utläsa att det inte alltid krävs tillstånd ifall det är uppenbart att verksamheten eller åtgärden inte skadar varken allmänheten eller enskildas intressen genom vattenverksamhetens påverkan på vattenförhållandena inom området. Ibland behöver ett 12:6-samråd hållas fast att verksamheten eller åtgärden inte är tillståndspliktig och i så fall granskas både påverkan på naturmiljö samt vattenverksamhetens påverkan på vattenförhållandena (Naturvårdsverket, 2001). En solcellspark som anläggs på marken behöver inte söka bygglov. Det behövs däremot bygglov för transformatorstationer och teknikbodar och en bygglovsansökan för detta lämnas till kommunen (Länsstyrelsen Hallands län, 2022).

3.6.2 Tillstånd vätgasproduktion och vätgastankstation

Vätgasproduktion och vätgastankstation anses vara en miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet MB och tillståndsprövas enligt miljöbalken och miljöprövningsförordningen (Larsson Garcia, 2022; Miljösamverkan Sverige, 2020). Den tilltänkta verksamhetens förutsättningarna undersöks för att se ifall verksamheten uppfyller de krav som finns för att verksamheten ska kunna bedrivas på den tänkta platsen. I många fall krävs det att försiktighetsåtgärder görs och att de allmänna hänsynsreglerna i miljöbalken följs vilka bland annat innebär att skyddsåtgärder ska genomföras, bästa möjliga teknik ska användas, bevisbördan ska beskrivas, verksamheten ska vara miljömässigt motiverad med rimliga villkor och miljönyttan ska stå i förhållande till kostnaden. Prövningsprocessen är en långdragen process som tar i snitt 299 dagar i den lägsta instansen vid tillståndsprövning. Samrådet har en avgörande roll för att underlätta tillståndsprocessen. Ett väl utfört samråd tillsammans med att synpunkter som inkommit tagits på allvar gör att processen kan gå snabbare då kompletterande åtgärder kan undvikas. Det är även bra att tidigt lägga upp en tydligt tidsplan gällande tillståndsprocessen (Larsson Garcia, 2022; Miljösamverkan Sverige, 2020). Idag saknas till stor del kunskap och kompetensutveckling inom den förnybara vätgasens nya användningsområden särskilt gällande utveckling av ramar och regelverk. Det finns inte en klar enighet och likställdhet för hela Sverige gällande tillståndsprocessen för vätgas hos de berörda myndigheterna (Energimyndigheten, 2022b). I rapporten av IVA 2022 anser författarna att det behöver göras en fullständig utredning, exempelvis en SOU, för att fastställa vilket regelverk som bör gälla för vätgasens alla steg; produktion, distribution, lagring och användning (IVA, 2022a). Fossilfritt Sverige anser att det bör utses en samordnande myndighet för tillståndsfrågor gällande vätgas (Fossilfritt Sverige, 2021). Det går att konstatera att det förmodligen inte kommer att vara varken ekonomiska eller tekniska förutsättningar som kommer att avgöra vilket genomslag för användningen av vätgas kommer att få i framtiden. Det är snarare tiden det kommer att ta innan miljötillstånd fås för verksamheter eller den sociala acceptansen såsom kommunala veton som kommer att avgöra. Definitioner av vätgas i olika EU-direktiv kan också få genomslag för utvecklingen samt krav från Försvarsmakten (IVA, 2022a).

Idag finns det ingen koncessionsplikt för överföringsledningar för vätgas. En lösning kan vara att komplettera eller ändra Naturgaslagen (SFS 2005:403) till att även gälla för vätgas (IVA, 2022a). Koncessionsfrågor för ledningar behöver behandlas vid etablering av vätgasproduktion ifall vätgasen ska transporteras i rörledning till slutanvändare eller till tankstation/omlagringsplats (Andersson, 2022). Fossilfritt Sverige anser att utbyggnaden av vätgasledningar bör vara koncessionspliktiga på samma sätt som elledningar är det hos Energimarknadsinspektionen (Fossilfritt Sverige, 2021). Regler gällande skydd mot brand och explosioner och säkerhet rörande vätgas är idag inte särskilt tydliga vilket resulterar i att de kommunala tillståndsprocesserna kan sluta i olika tolkningar vilket kan ge olika utfall från kommun till kommun och kan skapa fördröjningar i beslutsprocessen (IVA, 2022a). Det saknas idag tydliga branschstandarder för vätgas ur ett säkerhetsperspektiv gällande uppförande av vätgasanläggningar. Vätgas berörs inte i certifiering inom gashantering och det finns inga tydliga instruktioner för installatörer, producenter och användare av vätgas. Idag används oftast en amerikansk norm NEPA (National Environment and Planning Agency) samt ISO-standarderna ISO 19880-serien för tankstationer och ISO 22734 för elektrolys (Energimyndigheten, 2022b). Det kan tillkomma frågor kring transporter och distribution vid tillståndsansökan då detta är faktorer som kan påverka närmiljön i etableringsområdet (Andersson, 2022). Ifall området har en skyddad landskapsbild kan det påverka utfallet av tillståndet. Frågor kring lämplig markanvändning berörs vid en tillståndsansökan och hur närboende påverkas av verksamheten. Slutligen är det en samlad bedömning som ger grund

till ifall verksamheten kommer att få miljötillstånd eller inte. Vid prövning av miljötillstånd är det viktigt att verksamheten ifråga är förenlig med kommunens översiktsplan. Berörda myndigheter såsom Länsstyrelsen och kommunen behöver kontaktas. Säkerhetsfrågor är av stor relevans vid vätgasproduktionsanläggningar och kommer därför utgöra en stor del vid tillståndsprövning. Olika synergier kan förekomma vid tillståndsansökan som kan stärka lokaliseringen. Att sätta upp en tidsplan och aktivt arbeta efter den är avgörande för en kort tillståndsprocess och att vid varje steg ha det material som krävs tillgängligt (Andersson, 2022). Juristen Ida Westberg från företaget H2GreenSteel, som beviljats tillstånd för ungefär hälften av den totala ansökan om miljötillstånd, nämner att det är ett flertal nya parametrar vid en etablering av en vätgasproduktion som inte har berörts tidigare vid andra verksamheters tillståndsansökningar (Westberg, 2022). Vid deras ansökan fanns det inte några direkta historiska data att tillgå då detta är så pass nytt teknikmässigt. Garantinivåer från leverantörer sätts oftast lite lägre än vad verkligheten visar. Vätgasproduktionen ger få eller inga "relevanta" utsläpp enligt miljöbalken. Säkerhet- och riskanalys är en avgörande del av ansökan. Det kan bli en atmosfärisk påverkan ifall syrgas ventileras ut från elektrolysören vilket bidrar till indirekta effekter på vår atmosfär. Läckage från vätgaslager kan få en påverkan på klimatet och elkonsumtionen kommer förmodligen att få större plats i framtida tillståndsprövningar (Westberg, 2022).

Miljöfarlig verksamhet

Det finns idag inte så många tidigare prövningar av vätgasanläggningar; vätgasproduktionsanläggningar och tankstationer för vätgas. Det finns en del lagar och regler i miljöbalken som kan användas till tillståndsprocessen vid uppförande av vätgasanläggningar. En vätgasproduktionsanläggning och en vätgastankstation är en miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet MB (Andersson, 2022). Ifall ett undersökningssamråd genomförs undersöks det ifall den planerade verksamheten eller åtgärden kan antas medföra en betydande miljöpåverkan (BMP). Ifall det antas behöver ett avgränsningssamråd göras och en MKB. Den som söker tillstånd enligt 9 eller 11 kapitlet MB ska samråda med den krets som kommer att påverkas av verksamheten. Ett samrådsunderlag behöver göras även här både för undersöknings- och avgränsningssamråd. Samrådsunderlaget som beskrevs för solcellsparken i tidigare kapitel *3.6.1* kan användas även för vätgasproduktion och vätgastankstation. Länsstyrelsen fattar sedan beslut om verksamheten kan antas medföra betydande miljöpåverkan (Miljösamverkan Sverige, 2020). Det finns en del verksamheter som alltid antas medföra betydande miljöpåverkan och ifall en tillsynsmyndighet anser att en verksamhetsutövare ska söka tillstånd enligt 9 kapitlet 6a § MB innebär detta direkt att verksamheten antas medföra BMP. Verksamhetsutövaren kan också själv göra bedömningen att verksamheten kommer att innebära BMP. Ifall den planerade verksamheten inte är uppräknad bland de verksamheter som alltid anses ge betydande miljöpåverkan ska Länsstyrelsen fatta ett särskilt beslut där detta avgörs. Ifall detta redan är klart innan samrådet kan ett avgränsningssamråd hållas direkt. Avgränsningssamrådet är mer omfattande som beskrivits i kapitlet *3.6.1* och görs inom ramen för specifik miljöbedömning och ska verka för att rätt omfattning och detaljeringsgrad för MKB:n ska kunna beslutas. Inom avgränsningssamrådet för en vätgasproduktionsanläggning bör även information om hur allvarliga kemikalieolyckor ska förebyggas och begränsas ifall anläggningen går under samråd gällande Sevesoverksamhet enligt 6 kapitlet 29 § MB. Ifall verksamheten eller åtgärden anses medföra betydande miljöpåverkan kan det i många ärenden vara lämpligt att ett samråd upprepas eller sker i etapper (Miljösamverkan Sverige, 2020).

I ansökan om miljötillstånd ska en verksamhetsutövare tydligt beskriva vad det är man söker tillstånd för, yrka på villkor och vilka aktuella mängder tillståndet avser för verksamheten

samt ange åtaganden. Anmälan ska också innehålla en beskrivning av hur verksamhetens tekniska utformning ser ut, vilka skyddsåtgärder som planeras att genomföras samt försiktighetsmått. Ifall verksamheten är miljöfarlig verksamhet kan även andra rapporter såsom BAT-slutsatser, BREF-dokument och dokument gällande industriutsläppsbestämmelser behöva ingå (Miljösamverkan Sverige, 2020). Om verksamheten eller åtgärden ska söka tillstånd enligt 9 kapitlet MB finns det olika graderingar av anläggningen i miljöbalken. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) 20 kapitlet *Hantering av bränslen och andra kemiska produkter* och 21 kapitlet *Gas- och vätskeformiga bränslen, el, värme och kyla*. Ifall anläggningen enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) går under A-tillstånd lämnas ansökan om miljötillstånd till Mark- och miljödomstolen, B-tillstånd till Länsstyrelsen och C-tillstånd till kommunen. Vilket tillstånd som krävs beror på hur stor mängd vätgas som ska produceras, hur den ska hanteras och om det kommer att ske någon form av samlokalisering med annan verksamhet som kan påverka (Andersson, 2022; Nilsson, 2022). Sevesolagen är en lag som uppkommit för att förebygga och begränsa följderna från kemikalieolyckor. I förordningen (2015:236) *om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor* finns det under bilaga 1 en förteckning över farliga ämnen som omfattas av Sevesolagen. Det finns två kravnivåer för anläggningar som omfattas av Sevesolagen, den lägre kravnivån innebär att verksamheten ska ha en handlingsplan och att den ska anmälas till Länsstyrelsen. Den högre kravnivån kräver tillstånd och att även en säkerhetsrapport ska inkluderas. Information till allmänheten om verksamheten ska finnas för båda kravnivåerna och den ska finnas tillgänglig på kommunens hemsida (Andersson, 2022; Länsstyrelsen Stockholm, 2022). Enligt förordningen (2015:236) under bilaga 1, enligt förordning (EG) 1272/2008, *avsnitt H - Hälsofaror* framgår det att för *Explosiva ämnen, blandningar och föremål* enligt *P1a* gäller den undre kravnivån 10 ton och den övre 50 ton. Under samma avsnitt återfinns *P2 Brandfarliga gaser* där samma kravnivåer anges. Det finns även ett *avsnitt E - Miljöfarligt* där väte med CAS-nummer 1333-74-0 anges med kravnivåerna 5 respektive 50 ton samt syrgas med CAS-nummer 7782-44-7 med kravnivåerna 200 respektive 2 000 ton.

Riskanalys för vätgas

Lunds tekniska högskola håller just nu på med ett forskningsprojekt där säkerheten på vätgasanläggningar ska utredas (MSB, 2021). Utredningen ska resultera i en sammanhållen metod för riskanalys för vätgasanläggningar och en förteckning på riskreducerande åtgärder. Räddningsinsatser för vätgasanläggningar kommer också att ingå i utredningen. Projektet genomförs för att ge en enad linje på hur säkerheten kring vätgasanläggningar ska vara och hur riskanalyser ska se ut för anläggningarna. Idag ser riskanalyserna olika ut för olika vätgasanläggningar. Detta kan resultera i att säkerhetsnivåerna skiljer sig åt från olika anläggningar och det ger en osäkerhet för byggentreprenören och byggherren gällande vilka skyddsåtgärder som kommer att krävas för verksamheten. Faktumet att riskanalyserna kan se så olika ut resulterar även i att tillståndsprocessen kan bli osäker och lång. Förhoppningen är att projektet ska bidra till effektivare och förenklade tillståndsprocesser för vätgasanläggningar och att ge en säkrare investeringsvilja med en stadigare utbyggnad av vätgasanläggningarna (MSB, 2021). Vätgas är en gas som kräver särskild hänsyn gällande säkerhetsaspekter för att kunna hanteras på ett säkert sätt. Vätgas är en mer reaktiv gas än de flesta andra brännbara gaser och det kan resultera i ett större explosionstryck och även en möjlig övergång till detonation. Vätgasen har en låg antändningsenergi och vid utsläpp av vätgas kan den antändas spontant utan att det finns någon tändkälla i närheten (IVA, 2022b; MSB, 2021). Fossilfritt Sverige anser att Myndigheten för samhällsskydd och beredskap

(MSB) bör skapa nationella råd om hur säkerheten ska se ut vid hantering av vätgas (Fossilfritt Sverige, 2021).

Företaget Euromekanik har många års erfarenhet av tillstånd och regler för gasanläggningar och de har även en anställd som sitter med i den tekniska gruppen som skriver H2 TSA-standarden tillsammans med Energigas Sverige. H2 TSA-standarden är tänkt att bli en egen standard för vätgas vilket idag inte finns. Själva byggandet av vätgasanläggningen kräver samma försiktighetsmått och kompetens som uppförandet av andra energigasanläggningar (BSL, 2020; Svensson, 2022). Idag används TSA 2020 avsedd för tankstation för metangasdrivna fordon som gjorts av Energigas Sverige (BSL, 2020). Det finns idag i Sverige inte särskilt många vätgastankstationer vilket gör att det inte riktigt finns något specifikt regelverk att följa som det finns för konventionella tankstationer som återfinns i MSB:s *Bensinstationshandbok* eller från Energigas Sveriges *Vägledning för metangasstationer TSA 2020* (BSL, 2020). Vid uppförande av vätgasanläggningar har rekommendationen varit att använda TSA 2020 (tidigare TSA 2015) tillsammans med gasföreskrifter från MSB vilket ska ses som ett minimum av kriterier för vätgas. Tillsammans kan dessa användas som grund för att göra bedömningar av hur skyddsavstånd i närområden till verksamheten bör sättas till. Att använda TSA har godkänts av MSB från tidigare projekt för vätgastankstationer. En tankstation för vätgas kan i grova drag liknas med en tankstation för metan, de största skillnaderna gaserna emellan är att vätgasen kräver ett högre tryck för tankning och hur de klassas enligt explosiva område. Det är däremot stora skillnader gällande produktions- och lagringsanläggningar för gaserna. Energigas Sverige har nämnt att skyddsavståndet för vätgas möjligen borde vara längre än det är för metan och detta innebär att TSA 2020 inte kan följas helt till punkt och pricka då anläggningarna ändå skiljer sig åt på vissa sätt (BSL, 2020).

MSB har ett flertal föreskrifter för hur hanteringen av olika brandfarliga och explosiva ämnen ska göras, nedan ses några exempel (BSL, 2020):

- MSBFS 2020:1 föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler
- MSBFS 2013:3 föreskrifter om tillstånd till hantering brandfarliga gaser och vätskor
- SRVFS 2004:7 föreskrifter om explosionsfarlig miljö vid hantering av brandfarliga gaser och vätskor

Brandskyddslaget (BSL) har under 2020 gjort en riskanalys för en vätgastankstation som är planerad att byggas på Falutorget i Göteborg (BSL, 2020). Området där vätgastankstationen ska byggas är detaljplaneområde och där finns idag redan en tankstation för bensin, diesel, HVO och biogas. Förutom en vätgastankstation är det tänkt att anlägga en databod på området som ska innehålla drift- och säkerhetssystem för tankning och vätgashantering (BSL 2020). Vid en vätgastankstation finns för vätgasanläggningen flakplatser som avlastningsplatser för vätgasbehållare. Vissa flakplatser bör vara tomma för att underlätta vid rangering inom anläggningen, då nya växelflak kan lastas av på de tomma platserna och därefter kan växelflaken med tomma gasbehållare lastas på lastbil direkt utan att behöva placeras växelflak med gas på marken på området. Ett växelflak innehåller 147 stycken 50 liters gasflaskor och dessa växelflaken utgör ett lågtryckslager för vätgasanläggningen på 200 bar. Vätgasbehållarna skyddas av containerns konstruktion där det finns ett ramverk kring gasbehållarna. Ramverket runt gasbehållarna är sedan skyddade av ett kapell mot utsidan. Det är av största vikt att växelflaken som levereras på lastbil uppfyller de krav som finns för transporter med farligt gods. Ett flak är uppdelat i fem delsektioner om 1 470 liter vätgas var vilket gör att utsläpp kan begränsas till denna mängd ifall en gasflaska skadas eller en gasledning. Varje flak har då totalt 7 350 liter vätgas vilket motsvarar ungefär 130 kg vätgas

(BSL, 2020). Säkerhetssystem finns i vätgasanläggningen vilka gör att ifall ett läckage sker stoppas flödet vid tryckfall eller aktiverat gaslarm. Ifall det skulle ske en uppvärmning av gasbehållarna eller om de utsätts för tryck, vid till exempel en närliggande brand, finns det avlastnings- och säkerhetsventiler som då släpper ut gas för att ha kontroll över trycket i behållarna. På detta vis motverkas en explosion som kan ske på grund av höga tryck i behållarna. För att ytterligare skapa en säker miljö kan lågtryckslagret avskiljas med betongväggar på två meters höjd i klassningen EI 60 mot kompressorstation för vätgas och vätgaslagret med högt tryck. EI 60 står för att konstruktionen klarar att stå emot en brand i 60 minuter, E står för röktäthet och I står för isolerande egenskaper i form av värme vilket begränsar temperaturökning på motstående sida. Varje enhet med vätgas behöver skyddas mot varandra för att minimera att de påverkas om någon enhet skulle drabbas av problem med läckage med mera. Tre av sidorna runt enheterna bör förses med betongväggar medan en sida bör förses med grind och staket så att åtkomst är möjlig. Staket och grind kan även få ett annat syfte genom att verka tryckavlastande mot väggen vid en eventuell explosion. Att även förse konstruktionen för lågtryckslagret med betongväggar mellan växelflaken minimerar ytterligare spridningsrisken vid till exempel brand och explosion. Dessa betongväggar kan ha en lägre klassning såsom EI 30. Betongväggarna mellan lastväxelflaken minimerar också risken för att lastbilen ska skada vätgasanläggningen genom påkörning. För att kunna tanka vätgasen behöver det installeras tankenheter med dispensrar som klarar ett tryck på 700–900 bar där tankenheten har ett skyddssystem som gör att tankmunstycket måste sitta fast i fordonet för att tankningen ska kunna ske. Det innebär att gasflödet endast startar när anslutningen är tät (BSL, 2020).

En vätgasproduktionsanläggning och vätgastankstation behöver också söka tillstånd för hantering av brandfarlig vara vilket söks hos räddningstjänsten (BSL, 2020). En riskutredning behöver genomföras enligt lagen om brandfarlig och explosiva varor (LBE). Denna ska göras tillsammans med en klassningsplan för explosionsfarliga områden. För verksamheten ska det finnas en ansvarig föreståndare som ansvar för rutiner och hantering gällande verksamheten samt hur eventuella läckage eller spill ska hanteras och vid rangering av lastväxelflaken från lastbilen. Den vätgas som kan komma att läcka ut i atmosfären kommer att sprida sig genom att stiga rakt upp och utgör i de flesta fallen ingen allvarlig risk för de som befinner sig i området. Det kan dock bli så att ifall den kalla vätgasen kondenserar vattenånga i luften vilket kan resultera i dimma som kan stanna kvar inom låg höjd. Risken för antändning av vätgasen ifall detta sker anses dock liten då vätgasen i och för sig brinner med en het låga men avger lite värmestrålning (BSL, 2020). Avstånd mellan gaslager, på 4 000–200 000 liter, till byggnad i allmänhet ska enligt TSA 2020 vara minst 12 meter. Ifall de avskiljande betongväggarna med klassningen EI 60 används kan avståndet halveras. En olycka i ett gaslager skulle kunna göra stor skada och påverka vätgasanläggningen i stor omfattning med stora konsekvenser som följd. Riskanalysen visar på att även ett litet gasutsläpp på cirka 50 liter vätgas kan antändas och explodera vilket kan ge skador på människor och omgivning inom 10 meter från utsläppskällan. Ett stort utsläpp på 7 350 liter vätgas kan ge svåra konsekvenser på ett avstånd upp till 110 meter från utsläppskällan. Simuleringarna som har gjorts i riskanalysen inkluderar inte de skyddsåtgärder som betongväggarna gör vilket med dem i beaktning gör att avstånden och konsekvenserna inte blir lika omfattande ifall de byggs. I vissa av scenarierna i riskanalysen kommer man fram till att ett avstånd på 100 meter och mer från anläggningen kan innebära skada och dödsfall på människor. Sannolikheten att något sådant skulle kunna ske anses dock vara mycket låg ifall skyddsåtgärder görs såsom betongväggar, säkerhets- och detektionssystem. Tankstationen bör vara placerad minst 15 meter från närmsta väg ifall den tillåtna hastigheten är 80 km/h. BSL:s bedömning av

vätgastankstation efter gjord riskanalys är att riskbilden för verksamheten är acceptabel med hänsyn till påverkan på liv och hälsa i området kring etableringen (BSL, 2020).

Göteborgs stad har tagit fram en detaljplan för vätgastankstationen vid Falutorget i Göteborg där riskanalysen gjord av BSL ingår (Göteborgs stad, 2021). Som tidigare nämnts är etableringsområdet redan avsatt för en tankstation där det går att tanka bensin, diesel, HVO och biogas. Verksamheten som bedrivs är redan klassad som miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet i MB. Att utöka verksamheten med vätgas anses därför inte förändra situationen för verksamheten nämnvärt. Området innehar inga höga natur- och kulturvärden, odlingsmark eller skogsområde. Området har inga kända fornlämningar och det bedöms inte ha några vistelsevärden. Etableringsområdet för vätgastankstationen är placerat i ett verksamhetsområde där inga bostäder eller känsliga verksamheter som till exempel vårdboende, skolor och förskolor finns i närheten av området. Göteborgs stad har gjort en lämplighetsprövning enligt 2 kapitlet i plan- och bygglagen (PBL) samt en avvägning enligt 3 och 4 kapitlet i MB vid utarbetandet av denna detaljplan för vätgastankstationen. Den har också prövats mot kommunens översiktsplan för området. Göteborgs kommun har gjort en undersökning gällande betydande miljöpåverkan enligt 6 kapitlet 6 § i MB samt 5 kapitlet 11 § i PBL. Kommunens bedömning är att vätgastankstationen inte kommer att innebära en betydande miljöpåverkan. Länsstyrelsen har gjort en liknande bedömning i ärendet. Denna bedömning innebär att en miljöbedömning med en tillhörande MKB inte behöver genomföras för denna detaljplan (Göteborgs stad, 2021). Det behövs bygglov för uppförandet av vätgasproduktionsanläggningen enligt plan- och bygglagen (Andersson, 2022).

Vatten till vätgasproduktionen

Beroende på var vattnet kommer ifrån som behövs i tillverkningsprocessen för vätgas behövs ett tillstånd eller en anmälan om vattendom ifall det ska tas ur mark, sjö eller vattendrag i närområdet. Ifall det krävs ett tillstånd eller en anmälan beror också på mängden vatten som behöver tas från närområdet (Andersson, 2022; Nilsson, 2022; Westberg, 2022). Ett sådant tillstånd eller anmälan om bortledande av ytvatten sker enligt 11 kapitlet MB och förordningen (1998:1388) om vattenverksamhet med mera. I förordningen (1998:1388) 19 § punkt 10 gäller anmälningsplikt istället för tillståndsplikt för bortledning av högst 1 000 kubikmeter ytvatten per dygn från ett annat vattenområde än vattendrag och högst 200 000 kubikmeter per år. Tillstånd (11:13) eller anmälan om dispens från förbud mot markavvattning (11:14) regleras enligt 11 kapitlet i MB och prövas av Länsstyrelsen enligt 11 kapitlet 9b § MB vilket kan behöva göras för verksamheter och åtgärder.

4. Nulägesbeskrivning av etableringsområdet för hybridparken

Idag har produktionsbolaget Vinninge Vind AB två vindkraftverk placerade på fastigheten Tejarp 2:3 utanför Klågerup i Svedala kommun, se figur 1, 2 och 3. Vindkraftverken är anslutna till elnätet och producerar cirka 10 GWh per år. Etableringsområdet för de befintliga vindkraftverken, den tilltänkta solcellsparken och vätgasproduktionsanläggningen ligger cirka tre kilometer sydöst om Staffanstorp och cirka en kilometer norr om Klågerup. På dess östra sida finns länsväg 108 som går mellan orterna. Landskapet runt om etableringsområdet är till stor del storskalig odlingsmark och präglas av flackare slättlandskap i nordväst och det sydskånska backlandskapet söderut. Klågerup är den närmaste platsen med samlad bebyggelse, inom området för vindkraftverken, den tilltänkta solcellsparken och vätgasproduktionsanläggningen finns det enstaka gårdar och bostäder (Eolus Vind AB, 2007). Norr om vindkraftverk 2 ligger en eko-damm (Gustafsson, 2022).

Figur 1 Kartfoto över fastigheten Tejarp 2:3 i Klågerup i Svedala kommun där de två vindkraftverken är placerade i det norra området av fastigheten. Fastigheten är aktuell som etableringsområde för den nya hybridparken bestående av de två befintliga vindkraftverken samt en ny solcellspark med vätgasproduktion. Fastigheten Tejarp 2:3 är på 1 090 149 m^2 (Hitta.se, 2022f).

Vindkraftverk klassas som miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet i miljöbalken. 2007 gjordes en miljökonsekvensbeskrivning, i samarbete med Eolus Vind AB, inför byggandet av vindkraftverken (Eolus Vind AB, 2007). I MKB:n för vindkraftverken förekommer tre vindkraftverk men det är endast två som uppfördes 2014 inom bolaget Vinninge Vind AB (Gustafsson, 2022). Inom det tilltänkta området finns ett större område, Görslöv-Torup, som klassificerats som riksintresse för kulturmiljövård. Klassificeringen grundar sig i att det kuperade odlingslandskapet visar framväxten som förekom i området av det skånska jordbrukslandskapet vilket präglats av storgodsens förvaltning. Ytterligare kom MKB:n från 2007 fram till att Tejarps gård bör ses som en fornlämning då Tejarps gamla bytomt fanns på samma plats. Området innehåller också spår av järnvägsmiljöer, bland annat den nedlagda järnvägslinjen mellan Lund och Trelleborg. Etableringsområdet förekommer på en plats som är landskapsbildsskyddat och marken i området används mestadels till storskalig odlingsproduktion. I den norra delen av etableringsområdet återfinns Torrebergabäcken och en större kraftledning. Torrebergabäcken omfattas av strandskyddet vilket är på 100 meter för vardera sida om bäcken som beslutats av Länsstyrelsen Skåne. Kommungränsen mellan Staffanstorps och Svedalas kommuner går norr om den stora kraftledningen. Nordväst om etableringsområdet, cirka 400 meter bort, finns ett skyddsvärt naturområde, vilket är ett

våtmarksområde, som kallas Torreberga ängar. Inom etableringsområdet går det att finna ett djurliv bestående av rådjur, hare och sork i normal omfattning. Slutsatsen från MKB:n var att påverkan på människor, miljö och natur ansågs rimlig i förhållande till den miljö- och samhällsnytta som vindkraftverkens etablering bidrar med (Eolus Vind AB, 2007). I figur 2 går det också att se var fastigheterna Bomhuset, Vinneberg gård och Tejarp gård ligger i förhållande till vindkraftverken och det tilltänkta etableringsområdet (Hitta.se, 2022a). Bomhuset ligger närmast etableringsområdet, cirka 560 meter från vindkraftverk 1. Näst närmst är en gård som inte är utsatt på kartan men som ligger sydväst om verk 2 vid den lilla gröna markeringen och som har adressen vinnebergsvägen 128–79. Denna gård ligger ungefär 600 meter från verk 2. Både Vinneberg gård och Tejarp gård ligger cirka en kilometer från etableringsområdet. När det gäller känsliga verksamheter så återfinns tätbebyggt bostadsområde och idrottsanläggning cirka 1,2 km söder om etableringsområdet. Ett äldreboende ligger cirka 1,6 km, en förskola 2 km och en skola 2,3 km ifrån området. Länsväg 108 ligger cirka 700 meter från verk 1 (Hitta.se, 2022a).

Figur 2 Karta över etableringsområdet och fastigheten Tejarp 2:3 där de två vindkraftverken är placerade. De röda prickarna på kartan visar vindkraftverkens placeringar. Samhället Klågerup ligger söder om etableringsområdet. Länsväg 108 syns också på kartan till höger om vindkraftverken. Eko-dammen syns nordväst om verk 2 (Hitta.se, 2022a).

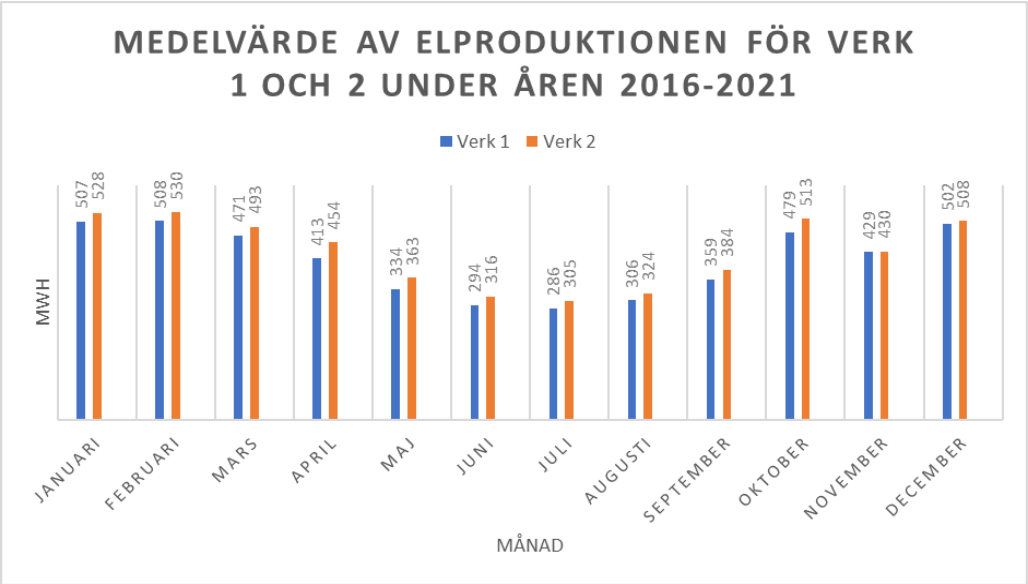
Figur 3 Karta över Klågerup med omkringliggande städer såsom Svedala, Staffanstorp och Malmö. Det lila/rödfärgade området är den areal som tillhör samhället Klågerup. De två befintliga vindkraftverken samt den tänkta hybridparken är placerade eller kommer att vara i norra delen av det lila/rödfärgade området till väster om den gulmarkerade länsväg 108 (Hitta.se, 2022b).

4.1 Vindkraftverken

Vindkraftverken är placerade i utkanten av jordbruksmark, se figur 4, och marken arrenderas av lantbruket Vinneberg med Marcus Romner som lantbruksansvarig. Vindkraftverken har en märkeffekt på 2 MW och är av fabrikatet Enercon E-82 med en livslängd på 25 år (Eolus Vind AB, 2007). Tillfartsvägar för jordbruksmaskiner finns på området samt servicevägar till vindkraftverken. Vindkraftverken har varsin transformatorstation i anslutning till verken. Det finns även ett ställverk i nära anslutning, till väster om verken, som uppfördes då vindkraftverken byggdes. Området är idag inte inhägnat utan öppet för allmänhet och friluftsliv. Avståndet mellan de två verken är cirka 350 meter. Vindkraftverken är placerade i en sydostlig riktning (Gustafsson, 2022). Vindkraftverken tar ungefär 800 m^2 i anspråk och vägar cirka 800 m^2 vilket resulterar i en yta på cirka 1 600 m^2 (Gustafsson, 2022; Eolus Vind AB, 2007).

Figur 4 Satellitkarta över de två vindkraftverken som är med i förstudien vilka är placerade på fastigheten Tejarp 2:3 i Klågerup. Vindkraftverken är benämnda verk 1 och verk 2 på kartan. Norr är uppåt på kartan och öster är åt höger på kartan (Hitta.se, 2022c).

Vindkraftverken i förstudien har synkrongeneratorer (Eolus Vind AB, 2007) vilket möjliggör både ö-driftssystem och anslutning till elnätet som är tänkt till hybridparken med vätgasproduktion. Nätoperatören för vindkraftverken är E.ON och elhandelsbolaget vilket det tecknats avtal med är Bixia. Det avtal som tecknats är terminshandel där upp till 50 procent av produktionen säljs på termin och resterande andel till rörligt pris (Gustafsson, 2022). Under året kan det uppstå längre tidsperioder med långvariga högtryck och svag vind vilket resulterar i begränsad elproduktion från vindkraft (IVA, 2022a). Det är under denna tidsperiod som det är tänkt att solcellsparken ska täcka upp för vindkraften i hybridparken vilket studeras i förstudien. Vindkraftsproduktionen för åren 2016–2022 finns att hitta under *Bilaga A*. I figur 5 visas medelvärdesberäkningar för tidsperioden 2016–2021, vilket också kan ses i tabell 23 och 24 under *Bilaga A*, den innehåller både tidsperioden 2016–2020 med verkens märkeffekt på 2 MW samt tidsperioden 2020–2021 då verken ställts ner till effekten 1,5 MW. Det var i maj månad 2020 som vindkraftverken ställdes ner till effekten 1,5 MW. Verken ställdes upp igen till sin märkeffekt på 2 MW i november 2022. År 2022 har inte inkluderats i medelvärdesberäkningarna då data för hela detta året inte fanns tillgängligt i skrivande stund. I figur 5 ses de naturliga variationerna i vindkraftverkens produktion för de olika månaderna, vilket beror på vindens variation över året.



Figur 5 Medelvärde av elproduktionen för verk 1 och 2 under åren 2016–2021. Värdena är angivna i MWh.

I figur 5 går det att utläsa att det högsta medelvärdet för elproduktionen skedde i februari för både verk 1 och 2 med en elproduktion på 508 MWh respektive 530 MWh. Månaden med lägst elproduktion var juli med 286 MWh för verk 1 och 305 MWh för verk 2. Från de två vindkraftverkens elproduktionen som går att hitta i tabell 21 och 22 under *Bilaga A* går det att utläsa att den lägsta elproduktionen för verk 1 och 2 skedde i augusti 2020 och var på 152 MWh respektive 160 MWh. Detta ger tillsammans en lägsta elproduktion på 312 MWh per månad.

5. Resultat

5.1 Förutsättningar för hybridparken med vätgasproduktion

Flertalet av de som intervjuats under examensarbetets gång har ansett att vind- och solkraft som kraftkällor i en hybridpark har goda förutsättningar att vara en bra kombination då de kompletterar varandra. Solkraften är som störst under sommarhalvåret medan vindkraften har sin största produktion under vinterhalvåret. Hybridparker med kombinationen vind- och solkraft kommer att bli allt vanligare inom elproduktionen (Economou, 2022; Nilsson, 2022). Många av vätgasprojekten hos företag inom branschen är i dagsläget inom affärsutvecklings stadiet (Economou, 2022). Att integrera vätgasproduktion, som ger bränsle eller elektricitet, med en vindkraftpark ger stora möjligheter att skapa en flexibilitet i elsystemet för att kunna möta tillgängligheten och efterfrågan av el (Sundén, 2019). Under förstudien har två företag i Sverige kontaktats som tillhandahåller lösningar kring vätgasproduktion; Nilsson Energy och Euromekanik. Tack vare att vätgasbranschen i dess nya form är relativt ny finns det inte så många företag som arbetar med vätgas på detta sätt. För företaget Nilsson Energy, som tillhandahåller lösningar med förnybar el tillsammans med vätgasproduktion, har det hittills handlat om att antingen använda sig av sol- eller vindkraft. De har inte tidigare byggt någon anläggning där en hybridpark med både sol- och vindkraft varit kopplade till samma inmatningspunkt. Lösningen kommer dock framöver att användas hos några av deras nya kunder (Nilsson, 2022; Nilsson Energy, 2022b). Euromekanik är ett annat företag i Sverige som tillhandahåller lösningar, komponenter och system för bland annat vätgas. Företaget har goda kunskaper gällande de utmaningar som finns inom vätgasproduktion med vind- och solkraft, där de tagit del av flera förstudier (Euromekanik, 2022; Svensson, 2022).

5.2 Parametrar i förstudien

Förstudien utgår från att det krävs 55 kWh för att producera 1 kg vätgas i en elektrolysör (Nilsson, 2022; Svensson, 2022). Energiinnehållet i vätgas är 120 MJ per kg vilket motsvarar 33 kWh per kg vätgas (Sundén, 2019). Därefter, beroende på typ av kompressor och lagringstryck, behövs det ytterligare el motsvarande cirka 5 procent av de 55 kWh vilket resulterar i 57,75 kWh för hela processen (Nilsson, 2022). Verkningsgraden för endast elektrolysören i förstudien blir 60 procent (33/55=0,60). För hela processen blir verkningsgraden 57 procent.

I olika beräkningar som gjorts i förstudien har 8760 timmar per år, 365,25 dagar per år och 30,4375 dagar per månad använts.

Den 12 oktober 2022 var 1 Euro värd 11,73 SEK och 1 USD motsvarar 12,21 SEK (Forex, 2022a; Forex, 2022b).

Inköpspriset på el är satt till 150 öre per kWh vilket är ett medelvärde för det intervall mellan 1,2–1,8 SEK per kWh som anges för kommersiella företag i Energimyndighetens rapport *National Surey Report of PV Power Applications in Sweden*. I inköpspriset på el inkluderas moms och nätavgifter (Swedish Energy Agency, 2020). El som används till elektrolys för framställning av vätgas och vätgas som används i bränsleceller får inte enligt EU:s gällande energiskattedirektiv (ETD) artikel 3 beskattas (IVA, 2022b).

Försäljningspriset på el är satt till 50 öre per kWh vilket är ett valt och uppskattat värde som kan fungera som riktvärde för elpriset. Elpriset i Sverige är väldigt fluktuerande vilket gör att

det är svårt att uppskatta. Marknadspriset för solel har i Sverige varit i genomsnitt 50 öre per kWh mellan åren 2014–2020 vilket överensstämmer med det som valts i förstudien (Swedish Energy Agency, 2020).

Tabell 1 Omräkningstabell för olika energikällor samt priser.

Energikälla	Densitet (kg/m^3)	Energi-innehåll (kWh/m^3)	Energi-innehåll (kWh/kg)	SEK/kWh	SEK/kg
Vätgas	0,09	3	33	-	Se avsnitt 3.4.7
Naturgas inkl. inmatad biogas västsvenska stamnätet (gasformigt)	777 c)	10 500	13,5 a)	2,1 d)	28,4
Uppgraderad biogas och fordonsgas (över 97% metan)	711–768 c) (739,5)	9 200–10 000 (9 600)	13 a)	2,1 d)	27,3
Diesel	815 b)	9 800 b)	12	2,5 e)	30
Bensin	752 b)	8 940 b)	11,9	2,2 e)	26,2

a) (Energigas Sverige, 2022)
b) (Drivkraft Sverige, 2023)
c) (Energimyndigheten, 2019)
d) (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2022a). Baseras på E.ON:s priser.
e) (Circle K, 2023). Bensin- och dieselpriset (19,65 och 24,21 SEK/l) är från datumen 2 januari 2023.

I tabell 1 presenteras en omräkningstabell mellan olika energikällor som omnämns i förstudien. I tabellen presenteras data för vätgas och de energikällor den skulle kunna ersätta. Energiinnehåll (kWh/m^3) för vätgas, naturgas och biogas/fordonsgas har beräknats genom att multiplicera deras densitet med energiinnehåll (kWh/kg). Enligt Energigas Sverige (2022) är 1 liter bensin lika med 8,94 kWh och 1 liter diesel 9,80 kWh (Energigas Sverige, 2022). Priserna på gas och drivmedel varierar kraftigt vilket ska tas i beaktan, på grund av detta har ett pris vid en specifik tidpunkt valts.

5.3 Solcellspark

En offert från Solens Energi har erhållits för en solcellspark på 1050 kW installerad effekt och data från denna offert har till viss del använts som underlag för solcellsparkens utformning (Solens Energi, 2021):

- 1050 kW installerad effekt
- 2 800 solpaneler med 375 W/solpanel
- Solpanelens storlek: 1755*1038*35 mm
  Solpanelens area: 1,82 m^2
  Solpanelernas totala area: 5 100 m^2
- Produktion/år: 1 120 MWh/år
- Totalt pris: 10,7 MSEK

5.3.1 Beräkning av solcellsanläggningens kapacitet

Solcellsparken är tänkt att täcka upp för de två vindkraftverken under sommarmånaderna när det blåser mindre och solen ger bättre utdelning. Från data för elproduktionen för vindkraftverken som går att se i tabell 21 och 22 som återfinns i *Bilaga A* går det att utläsa att den minsta elproduktionen för verk 1 och 2 skedde i augusti 2020 och var på 152 MWh respektive 160 MWh. Det ger totalt 312 MWh per månad från vindkraftverken då det blåser som minst. Det är denna låga elproduktion som behöver kompletteras med solcellsparken. Ett snittmedelvärde för elproduktionen för de båda vindkraftverken beräknas till 836 MWh per månad med hjälp av data för elproduktionen för vindkraftverken som finns i *Bilaga A*. Skillnaden mellan snittmedelvärdesproduktionen för båda vindkraftverken på 836 MWh per månad och den lägsta elproduktionen för vindkraftverken på 312 MWh per månad är 524 MWh per månad under sommaren.

Installerad effekt (kW) för en solcellsanläggning kan beräknas genom ekvation (1) (Andrén, 2015):

$$Installerad\ effekt = \frac{Genomsnittligt\ dagsbehov\ (kWh/dag) \times Solinstrålning\ (kW/m^2)}{Solinstrålning\ (kWh/m^2\ och\ dag) \times Effektfaktor\ F} \quad (1)$$

Effektfaktorn F tar hänsyn till låg solinstrålning och förluster i laddning och batteriackumulering. Effektfaktorn brukar ligga på 0,75–0,85. Solinstrålningen för tester är 1 000 W/m^2. Medelsolinstrålningen per dag varierar med geografisk placering och årstid. I Sverige är årssnittet på 3 kWh/m^2 och dag. Den globala solinstrålningen för Lund under 2021 var 1042,2 kWh/m^2 (SMHI, 2021). Medelsolinstrålningen för Lund under augusti månad 2022 var 152,3 kWh/m^2 / 31 = 4,9 kWh/m^2 och dag (SMHI, 2022). I en grov dimensionering av effektbehovet för förstudien som beräknats med ekvation (1) behöver solcellsparken producera ungefär 524 MWh el per månad vilket motsvarar 17 216 kWh el per dygn och tillsammans med värden specifikt för Lund blir effektbehovet:

$$\frac{17{,}216 \times 1}{4{,}9 \times 0.85} = 4\ MW$$

5.3.2 Placering och utformning av solcellsparken

Solcellsparkens solcellspaneler kommer att vara placerad i sydlig riktning för att maximera solinstrålningen. Solcellspaneler i en solcellspark har oftast en lutning på 30 grader och tre solcellspaneler monteras ovanför varandra på varje ställning (modul). Centrumavståndet mellan två rader sätts till cirka 2,5 gånger solcellspanelernas höjd vid 30 graders lutning för att undvika att de skuggar varandra. Om solcellerna har en brantare lutning bör avståndet ökas och om lutningen är flackare kan avståndet minskas (Gudmunds, 2022; Solcellskollen, 2020). I förstudien blir de tre solcellspanelernas höjd 1,038*3=3,114 meter, 1,038 meter baseras på uppgifter från offert (Solens energi, 2021), samt en 30 graders lutning på panelerna.

Med dessa parametrar blir avståndet som behövs mellan raderna:

$$2{,}5 \times 3{,}114 = 7{,}785\ = cirka\ 8\ meter$$

Resultatet blir att centrumavståndet (från solcellspanelerna mittpunkt) mellan raderna ska vara cirka 8 meter. Solcellernas längd är 1,755 meter (Solcellskollen, 2020; Solens Energi, 2021). I tabell 2 anges antalet solcellspaneler, solcellsmoduler och meter de tar i anspråk för de olika effektstorlekarna för solcellsparken.

Tabell 2 Antalet solcellspaneler, solcellsmoduler och meter de tar i anspråk för de tre olika effektstorlekarna för solcellsparken. Varje solcellspanel beräknas ha en effekt på 375 W. Solcellspanelerna sätts tre stycken ovanför varandra och deras längd är 1,755 meter.

Solcellspark effekt	1 MW	2,5 MW	5 MW
Antal solcellspaneler	2 667	6 667	13 333
Antal solcellsmoduler	889	2 222	4 444
Antal meter solcellsmoduler	1 560	3 900	7 800

Det finns fem olika tänkbara placeringar för solcellsparken som kommer att undersökas i förstudien. Placeringsförslag 1–3 passar för effektstorleken 1 MW och placeringsförslag 4–5 passar för effektstorlekarna 2,5 MW och 5 MW, se tabell 3.

Tabell 3 Yta som tas i anspråk för de tre olika effektstorlekarna och fem olika placeringsalternativ.

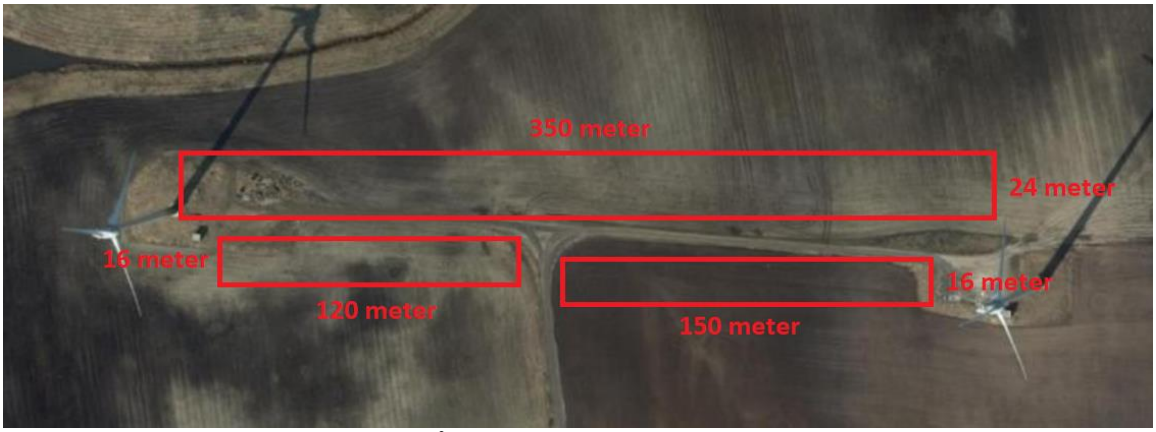
Placerings-alternativ solcellspark	1 MW	2,5 MW	5 MW
Placering 1:	1560/350 = 4,5 rader 4,5*8 = 36 m 350*36 = 12 600 m^2 Röd rektangel i figur 6	Solcellsparken ryms inte 3900/350 = 11 rader 11*8 = 88 m 350*88 = 30 800 m^2	Solcellsparken ryms inte 7800/350 = 22 rader 22*8 = 176 m 350*176 = 61 600 m^2
Placering 2:	1560/270 = 6 rader 6*8 = 48 m 270*48 = 12 960 m^2 Röd rektangel i figur 7	Solcellsparken ryms inte 3900/270 = 14 rader 14*8 = 112 m 270*112 = 30 240 m^2	Solcellsparken ryms inte 7800/270 = 29 rader 29*8 = 232 m 270*232 = 62 640 m^2
Placering 3:	350*24 = 8 400 m^2 3 rader 120*16 = 1 920 m^2 2 rader 150*16 = 2 400 m^2 2 rader Totalt 12 720 m^2 Tre röda rektanglar i figur 8	Solcellsparken ryms inte 350*56 = 19 600 m^2 7 rader 120*48 = 5 760 m^2 6 rader 150*40 =6 000 m^2 5 rader Totalt 31 360 m^2	Solcellsparken ryms inte 350*120 = 42 000 m^2 15 rader 120*80 = 9 600 m^2 10 rader 150*72 = 10 800 m^2 9 rader Totalt 62 400 m^2
Placering 4:	-	3900/340 = 12 rader 12*8 = 96 meter 340*100 = 34 000 m^2 Blå rektangel i figur 9	7800/340 = 23 rader 23*8 = 184 meter 340*190 = 64 600 m^2 Röd rektangel i figur 9
Placering 5:	-	3900/350 = 11 rader 11*8 = 88 meter 150*90 = 13 500 m^2 200*90 = 18 000 m^2 Totalt 31 500 m^2 Två blåa rektanglar i figur 10	7800/350 = 22 rader 22*8 = 176 meter 150*180 = 27 000 m^2 200*180 = 36 000 m^2 Totalt 63 000 m^2 Två röda rektanglar i figur 10

Fem alternativa placeringar för solcellsparken i nära anslutning till vindkraftverken har identifierats:

- Placering 1: Norr om servicevägen till de två vindkraftverken, mellan de två vindkraftverken, där ytan som kan användas ungefär får måtten av en långsmal rektangel på 350 meter*40 meter vilket ger 14 000 m^2, se figur 6.
- Placering 2: Längs servicevägen som går från söder upp till vindkraftverken på båda sidorna av vägen och som skärmas av med servicevägen som går mellan verken norr om det tänkta området. Området blir två rektanglar och får ungefär måtten 120 meter*60 meter + 150 meter*60 meter vilket ger 16 200 m^2, se figur 7.
- Placering 3: Längs med servicevägarna till vindkraftverken på båda sidorna om vägen. På den norra sidan placeras solcellsmodulerna i tre rader och rektangeln får måtten 350 meter*24 meter. På den södra sidan blir det två rektanglar med måtten 120 meter*16 meter och 150 meter*16 meter där solcellsmodulerna är i två rader. Den totala ytan blir 12 720 m^2, se figur 8.
- Placering 4: På jordbruksmark till väster om servicevägen till vindkraftverken söder om vindkraftverk 2 bort till dammen. Ytan får en area på 64 600 m^2 för effekten 5 MW, se röd rektangel i figur 9, och 34 000 m^2 för effekten 2,5 MW, se blå rektangel i figur 9.
- Placering 5: På jordbruksmark till väster och öster om servicevägen till vindkraftverken söder om verk 1 och verk 2. Ytan får en areal på 63 000 m^2 för effekten 5 MW och 31 500 m^2 för effekten 2,5 MW, se figur 10.

Figur 6 Satellitkarta över etableringsområdet för solcellsparken enligt placering 1. Den röda rektangeln visar området där solcellsparken skulle kunna anläggas (Hitta.se, 2022d).

Figur 7 Satellitkarta över etableringsområdet för solcellsparken enligt placering 2. De två röda rektanglarna visar området där solcellsparken skulle kunna anläggas (Hitta.se, 2022e).



Figur 8 Satellitkarta över etableringsområdet för solcellsparken enligt placering 3. De tre röda rektanglarna visar området där solcellsparken skulle kunna anläggas (Hitta.se, 2022d).

Figur 9 Satellitkarta över etableringsområdet för solcellsparken enligt placering 4. Den röda rektangeln visar solcellsparken med effekten 5 MW. Den blå rektangeln visar solcellsparken med effekten 2,5 MW (Hitta.se, 2022f).

Figur 10 Satellitkarta över etableringsområdet för solcellsparken enligt placering 5. De två röda rektanglarna visar solcellsparken med effekten 5 MW. De två blå rektanglarna visar solcellsparken med effekten 2,5 MW (Hitta.se, 2022g).

Pålning
Pålning kommer att krävas vid uppförandet av solcellsparken då det är jordbruksmark och moränlera som underlag. Pålning görs för de flesta större system av solcellsparker som har en effekt större än 500 kW. Pålningsmaskiner används för att fästa solcellerna med markskruvar och stavar. För långa rader med solcellspaneler är pålning den bästa lösningen för att försäkra sig på att modulerna sitter fast ordentligt (Gudmunds, 2022; Solcellskollen, 2020).

Skuggning
Mikroinvertrar kan installeras under varje solcellspanel vilket gör att det bara är den panel som drabbas av skuggningen som får produktionsbortfall och inte hela serien av paneler (Andrén, 2015). I forskningsstudien gjord av Ludwig m.fl. (2020), se avsnitt 3.5, blir resultatet för skuggning från vindkraftverk mot närliggande solcellspark att endast 2,3 procents skuggning sker från vindkraftverken vilken kan anses försumbar. Forskningsstudien är gjord på en hybridpark i nordöstra Tyskland vilken kan anses ha snarlika förutsättningar som hybridparken i förstudien (Ludwig m.fl., 2020).

5.4 Vätgasproduktion

I förstudien har prisuppgifter och data på storlekar för olika vätgasproduktionsanläggningar använts från företagen Nilsson Energy och Euromekanik. Nilssons Energy designar och bygger ihop energisystem efter elbehovet och uthålligheten på enheten vilket spelar roll för vilken storlek och kapacitet de olika komponenterna behöver ha. Nilsson Energy tillhandahåller vätgasproduktionsanläggningar i alla möjliga storlekar där den minsta elektrolysören som de använder i sina lösningar producerar 1 kg vätgas per dygn (Nilsson, 2022). Euromekanik anser att vätgasproduktionsanläggningen behöver komma upp i 1 MW för att nå ekonomisk lönsamhet (Svensson, 2022). De två typerna av elektrolysörer som nämns utförligt i avsnitt *3.4.2*, alkalisk elektrolysör och PEM-elektrolysör, har olika egenskaper som gynnar olika användningsområden. Med en alkalisk elektrolysör blir inte vätgasen tillräckligt ren för att användas till bränslecellsfordon eller bränsleceller och därmed inte lämpligt att användas till vätgastankstationer. Vätgasen hade behövt renas ytterligare före användning för dessa ändamål. Ifall vätgasen endast ska säljas till industrin fungerar den alkaliska elektrolysören tillräckligt bra gällande renhet. En PEM-elektrolysör gör att vätgasen får en hög renhet direkt vilket gör att vätgasen kan användas till fordon utan att behöva renas. Beroende på ifall vätgasproduktionsanläggningen endast ska sälja vätgasen vidare eller anlägga en tillhörande vätgastankstation behöver val av elektrolysör göras. Hybridparken bestående av vind- och solkraft med vätgasproduktion kan vid vissa tillfällen, då det råder elunderskott, behöva köpa in el från elnätet och vid andra tillfällen kan det vara ett elöverskott vilket innebär att elproduktionsanläggningen kan sälja el ut på elnätet. Anläggningen ska helst köpa in så lite el som möjligt när elen är som dyrast, vilket oftast sker under dagtid. Under natten kan det behöva köpas in el ifall anläggningen har kontinuerlig produktion av vätgas då utbytet från solkraften är minimal. Beräkningarna för vätgasproduktionen kommer att utgå från tre olika fall:

- Fall 1: 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion, vätgasproduktionen kräver 1 047 kWh el per timme.
- Fall 2: 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp kl. 22-04. Övriga 18 timmar går vätgasproduktionen till 100 procent med en elförbrukning på 1 047 kWh per timme.
- Fall 3: Off-grid hybridpark med endast el från hybridparken som driver en variabel vätgasproduktion.

I tidigare avsnitt *3.4.4* redogjordes det för vad kontinuerlig och variabel produktion innebär. Fall 1 är 100 procent kontinuerlig produktion där produktionen som nämnts tidigare är igång hela dygnet och det produceras samma mängd vätgas varje timme under dygnet. Fall 2 är då produktionen är på 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp kl. 22-04. Här är produktionen av vätgas stängd under sex timmar på natten då solkraften inte ger någon input alls till processen. Vindkraftens elproduktion under dessa timmar säljs till elnätet. Mängden vätgas som produceras blir 75 procent av vätgasproduktionen i fall 1. Fall 3 är en off-grid lösning för hybridparken med vätgasproduktion vilket innebär att vätgasproduktionsanläggningen endast får el från hybridparken. Detta gör att det produceras en mindre mängd vätgas än i fall 1 och mängden vätgas är helt beroende på effektstorleken från hybridparken. Mängden el som produceras i hybridparken styr mängden vätgas som produceras.

1 MW elektrolysör med en verkningsgrad på 60 procent där det krävs 55 kWh per kg vätgas ger:

$$\frac{1\ MW \times\ 8760\ h/\text{år}}{55\ MWh/ton\ H2} = 159\ ton\ H2/\text{år}$$

$$\frac{159\ 000\ kg\ H2/\text{år}}{365{,}25\ dagar/\text{år}} = 435\ kg/dygn$$

Hela processen för vätgasproduktionen, där 5 procent läggs till för komprimering av vätgasen med mera som sker efter att vätgasen tillverkats i elektrolysören, kräver 57,75 kWh per kg vätgas. Hela processen får en verkningsgrad på 57 procent.

$$\begin{aligned} Elförbrukning/dygn\ &= 435\ kg\ vätgas/dygn \times 57{,}75\ kWh/kg\ vätgas \\ &=\ 25\ 121\ kWh/dygn \end{aligned}$$

$$\frac{25\ 121\ kWh/dygn}{dygn} = 1\ 047\ kWh/h$$

Elförbrukningen per timme blir 1 047 kWh för 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion.

5.5 Dimensionering av hybridparken med vätgasproduktion

Timvärden av elproduktionen från vindkraften är i kWh/h för åren 2020–2022 som har tagits fram via E.ON Navigator vilket är vindkraftverkens elnätsbolag. Ett medelvärde, för åren 2020–2022, för ett år används i beräkningarna. Elproduktionen från solkraften i kWh/h har tagits fram av Aktea Energy för etableringsområdet för den tilltänkta solcellsparken i Klågerup. Elproduktionen från solkraften har tagits fram med programmet *JRC Photovoltaic Geografical Information System* (JRC, 2022). Timvärden för elproduktionen från vindkraftverken och solkraften är för ungefär ett år. När data för elproduktionen från vindkraftverken och solkraften lagts ihop beräknas differensen med timvärde av vätgasproduktionen i kWh/h. Detta ger ett utslag på hur ofta hybridparken inte kan driva vätgasproduktionen utan behöver köpa in el från elnätet och när vätgasproduktionen kan drivas av hybridparken samt när det sker ett elöverskott. Beräkningarna för fall 3 innehåller endast den vätgas som kan tillverkas av den egenproducerade elen från hybridparken. Beräkningarna görs i Excel och genomförs för tre olika storlekar på solcellsparken; 1 MW,

2,5 MW samt 5 MW samt nollalternativet med endast vindkraftverkens elproduktion. Diagram för de olika storlekarna samt beräkningar för att hitta hur stor solcellsparken behöver vara för att undvika så stort elunderskott som möjligt genomförs och presenteras. Först undersöks möjligheten att göra vätgas med de två befintliga vindkraftverken. Elunderskottet som inträffar under tider då det inte blåser behöver i dessa lägen köpas in från elnätet. Slutligen läggs solcellsparken till i hybridparken där vind- och solkraft tillsammans driver vätgasanläggningen. Tre olika storlekar på solcellsparken undersöks för att se vilken storlek som bäst kompletterar vindkraften och vätgasproduktionen. Uppgifter gällande elunderskott (elinköp) och elöverskott (elförsäljning) presenteras i tabeller. För fall 3 med off-grid hybridparken kommer också mängden vätgas som produceras beroende på vilken effektstorlek solcellsparken har och fallet med endast vindkraft att presenteras.

5.5.1 Fall 1: 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion

Fall 1 med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion undersöks för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkens effektstorlekar gällande solcellsparken samt dimensioneringen med endast vindkraft. Första dimensioneringen är då endast vindkraften driver vätgasproduktionen, därefter hybridpark med solcellspark på 1 MW, 2,5 MW och 5 MW effekt. Elektrolysören är på 1 MW och producerar 435 kg vätgas per dygn vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion. Den totala elproduktionen från vindkraftverken är på 9 354 MWh per år och den totala mängden el som krävs för att driva vätgasproduktionen är på 9 196 MWh per år vilket presenteras i tabell 4.

Tabell 4 Vindkraftens, solelens och vätgasproduktionens produktion eller konsumtion av el i MWh per år.

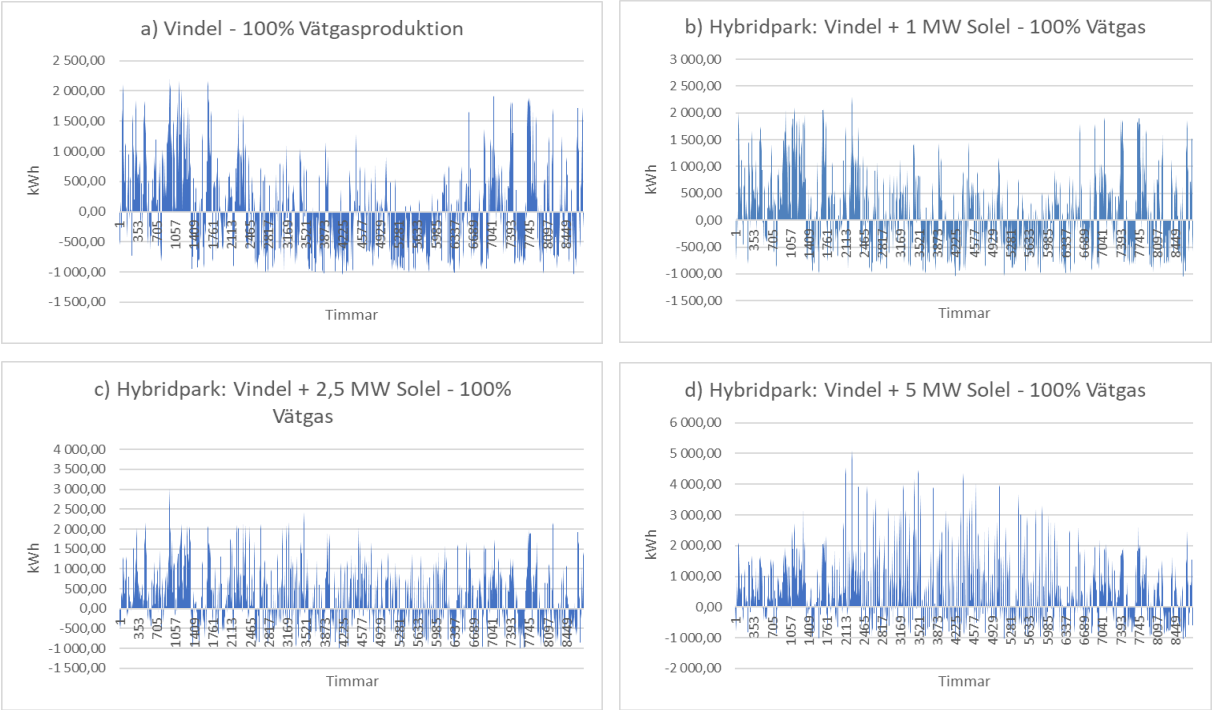
Produktionsanläggning	Vindkraft	1 MW Solel	2,5 MW Solel	5 MW Solel	100% vätgasprod.
Elproduktion/ elförbrukning (MWh/år)	9 354	925	2 313	4 627	9 196

Tabell 5 Fall 1 med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion och hur den förhåller sig med de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Redovisning av de olika fallens elunderskott, elöverskott och antalet timmar detta sker under ett år.

Fall 1: 100% vätgasprod.	Elunderskott (MWh/år):	Antal timmar (h/år):	Elöverskott (MWh/år):	Antal timmar (h/år):
Vindkraft	2 479	4 774	2 638	4 009
Hybridpark: Vindel + 1 MW Solel	1 976	4 232	3 059	4 551
Hybridpark: Vindel + 2,5 MW Solel	1 689	3 564	4 161	5 219
Hybridpark: Vindel + 5 MW Solel	1 516	3 192	6 301	5 591

Elunderskottet vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion, då vindkraften inte ger tillräckligt med el till vätgasproduktionen, blir 2 479 MWh per år vilket kan utläsas i tabell 5. Elunderskott till vätgasproduktionen sker vid 4 774 timmar per år. Elöverskottet som sedan kan säljas ut på elnätet blir 2 638 MWh per år. Elöverskottet blir redan då vindkraftverken endast driver vätgasproduktionen större än elunderskottet med 159 MWh per år. Elöverskottet

bör dock vara tre gånger så stort som elunderskottet för att kunna eliminera kostnaderna för inköpt el då inköpspriset på el är tre gånger så högt som försäljningspriset på el i förstudien. Elunderskottet vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion, då hybridparken består av vindkraft och 5 MW solel blir 1 516 MWh per år. Elöverskottet som sedan kan säljas ut på elnätet blir 6 301 MWh per år. För hybridparken med en solcellspark på 5 MW blir elöverskottet mer än fyra gånger så stort som elunderskottet vilket gör att denna dimension på hybridparken eliminerar kostnaderna för inköpt el som kompromissar för de tillfällen då hybridparken inte levererar tillräckligt med el. Elöverskottet är hela fyra gånger så stort som elunderskottet vilket gör att det blir en intäkt då elöverskott säljs ut på elnätet. Elproduktionen för 5 MW solcellspark i etableringsområdet utanför Klågerup är 4 627 MWh per år. Årsproduktionen av el från solcellsparken med effekten 5 MW är mer än tre gånger så stor som elunderskottet, 1 516 MWh, för vätgasproduktionen under ett år.



Figur 11 Elproduktionen och behovet av inköpt el (negativt på y-axeln) för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraften och hur de klarar att driva 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion. Figur a) Elproduktion från vindkraft med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion under ett år. Figur b) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 1 MW solel med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion under ett år. Figur c) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 2,5 MW solel med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion under ett år. Figur d) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 5 MW solel med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion under ett år.

Figur 11 a) visar att det är svårt för vindkraften att själv driva 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion, det är särskilt svårt under sommarsäsongen och det är därför den kompletterande solcellsparken bör göra nytta. I figurerna 11 b), c) och d) kombineras vindkraften med solcellsparken i tre olika effektstorlekar. Alla tre effektstorlekarna bidrar till att driva vätgasproduktionen och är en bättre lösning än att endast använda vindkraft särskilt under sommarperioden. Det blir en jämnare elproduktion över hela året med en solcellspark på 2,5 MW men det är fortfarande en del tillfällen då elunderskott sker på grund av för lite elproduktion i hybridparken. När solcellsparken har en effekt på 5 MW blir det färre tillfällen med elunderskott och hybridparken klarar bättre att leverera den el som krävs för vätgasproduktion. Det sker även fler tillfällen med elöverskott vilket kan säljas ut på elnätet.

Elöverskottet är större än elunderskottet för alla tre dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Elunderskottet minskar och elöverskottet ökar då hybridparken får större effekt på solcellsparken.

5.5.2 Fall 2: 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp

Vindkraften bidrar med en elproduktion på 9 354 MWh per år och vid 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp krävs 6 897 MWh per år vilket kan ses i tabell 6. Det produceras 326 kg vätgas per dygn vid 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp. Vind- och solkraften i hybridparken producerar samma mängd som för fall 1 med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion.

Tabell 6 Vindkraftens, solelens och vätgasproduktionens produktion eller konsumtion av el (MWh per år).

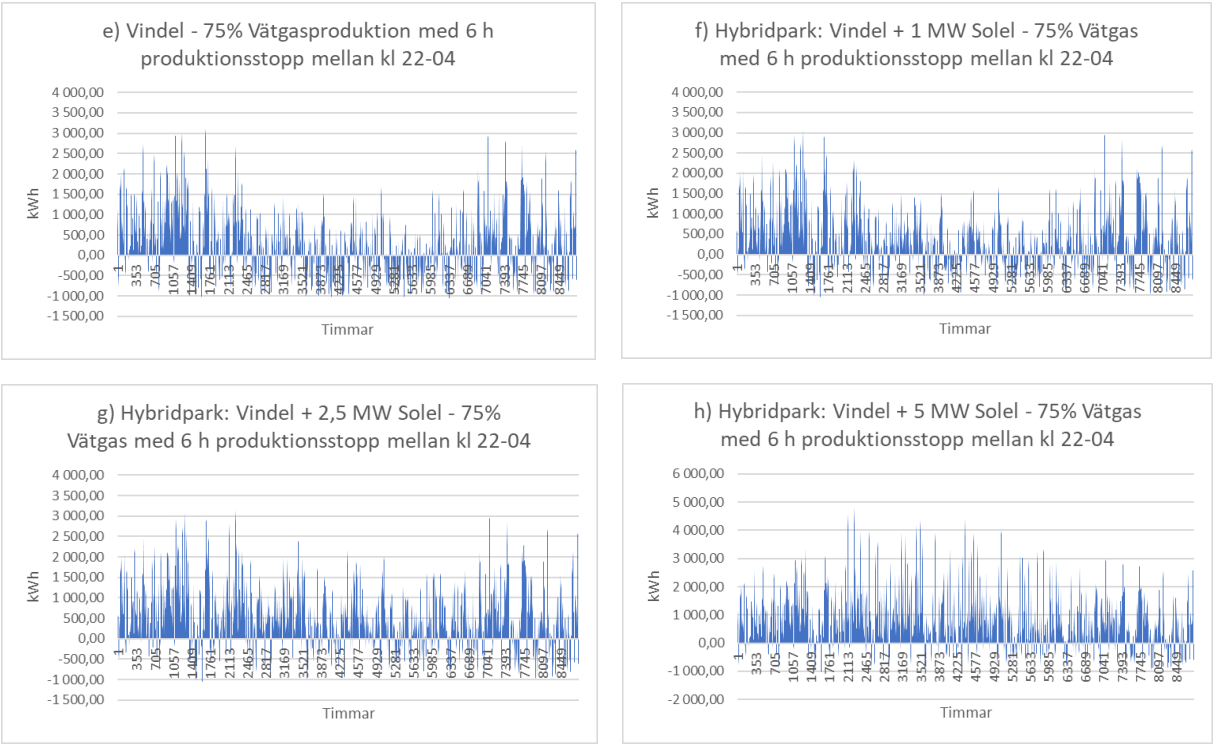
Produktions-anläggning	Vindkraft	1 MW Solel	2,5 MW Solel	5 MW Solel	75 % variabel vätgasproduktion
Elproduktion/ elförbrukning (MWh/år)	9 354	925	2 313	4 627	6 897

Tabell 7 Fall 2 med 75 procent drift av vätgasproduktionen i förhållande till de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Tabellen redovisar de olika dimensioneringarnas elunderskott, elöverskott och antalet timmar detta sker under ett år. Ps står för produktionsstopp.

Fall 2: 75% drift av vätgasprod. med ps.	Elunderskott (MWh/år):	Antal timmar (h/år):	Elöverskott (MWh/år):	Antal timmar (h/år):
Vindkraft	1 781	3 487	4 236	5 296
Hybridpark: Vindel + 1 MW Solel	1 278	2 945	4 658	5 838
Hybridpark: Vindel + 2,5 MW Solel	991	2 277	5 759	6 506
Hybridpark: Vindel + 5 MW Solel	818	1 905	7 899	6 878

Elunderskottet vid 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp kombinerat med endast el från vindkraften blir 1 781 MWh per år vilket presenteras i tabell 7. För fall 2 med 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp blir elöverskottet redan vid endast vindkraften som kraftslag större än elunderskottet. Elunderskottet vid 75 procent drift av vätgasproduktionen produktionsstopp kombinerad med hybridparken bestående av vindkraft och 1 MW solel blir 1 278 MWh per år. Elöverskottet som sedan kan säljas ut på elnätet blir 4 658 MWh per år. Vid hybridparken med 1 MW solcellspark och 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp blir elöverskottet mer än tre gånger så stort som elunderskottet vilket innebär att produktionsanläggningen eliminerar kostnaden för inköpt el. Elunderskottet vid 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp blir, med hybridparken bestående av vindkraft och 5 MW solel, 818 MWh per år. Elöverskottet som sedan kan säljas ut på elnätet blir 7 899 MWh per år. Med en solcellspark på 5 MW i hybridparken blir elöverskottet mer än nio gånger så stort som elunderskottet. Elöverskottet sker under fler timmar för fall 2 än för fall 1 på grund av att under de sex

timmars produktionsstopp som sker för fall 2 blir den el som vindkraftverken producerar under dessa timmar ett elöverskott som kan säljas till elnätet. I fall 1 används en del av denna el till vätgasproduktionen vilket gör att elöverskottet blir mindre.



Figur 12 Elproduktionen och behovet av inköpt el (negativt på y-axeln) för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraften för fall 2. Figur e) Elproduktion från vindkraft med 75 procent drift av vätgasproduktionen under ett år. Figur f) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 1 MW solel med 75 procent drift av vätgasproduktionen under ett år. Figur g) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 2,5 MW solel med 75 procent drift av vätgasproduktionen under ett år. Figur h) Elproduktion från hybridpark med vindkraft och 5 MW solel med 75 procent drift av vätgasproduktionen under ett år.

Figur 12 e) visar hur vindkraftverken själva klarar att driva 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp och det går från figuren att konstatera att vindkraften har särskilt svårt att driva vätgasproduktionen under sommarsäsongen. Det går att utläsa från figur 12 f), g) och h) att hybridparken bestående av vind- och solkraft bidrar till att förbättra förutsättningarna för den elproduktion som behövs för att driva vätgasproduktionen. Det produceras mer el under sommarhalvåret än för fallet med endast vindkraft som elproducent till vätgasproduktionen. Det blir en jämnare elproduktion under året vid hybridparken med 2,5 MW solel. Då solcellsparken har en effekt på 5 MW ger det färre timmar med elunderskott, 22 procent av året, och även flera timmar med elöverskott.

5.5.3 Fall 3: Off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion

Fall 3 innebär att hybridparken är off-grid med variabel vätgasproduktion vilket betyder att det endast är el som hybridparken producerar som används för vätgasproduktionen. Hybridparken producerar lika mycket el som vid de två tidigare nämnda fallen. Det sker inget elunderskott för en off-grid hybridpark men elöverskott sker ifall vind- och solkraften

tillsammans står för mer än den el vätgasproduktionen kräver vid maximalt kapacitetsutnyttjande, 1047 kWh per timme. Elöverskottet från hybridparken kan sedan säljas till elnätet som en extra intäkt.

Tabell 8 Fall 3 är en off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion där elöverskottet och antalet timmar visas för ett år. Elöverskottet och antalet tillfällen visas för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft.

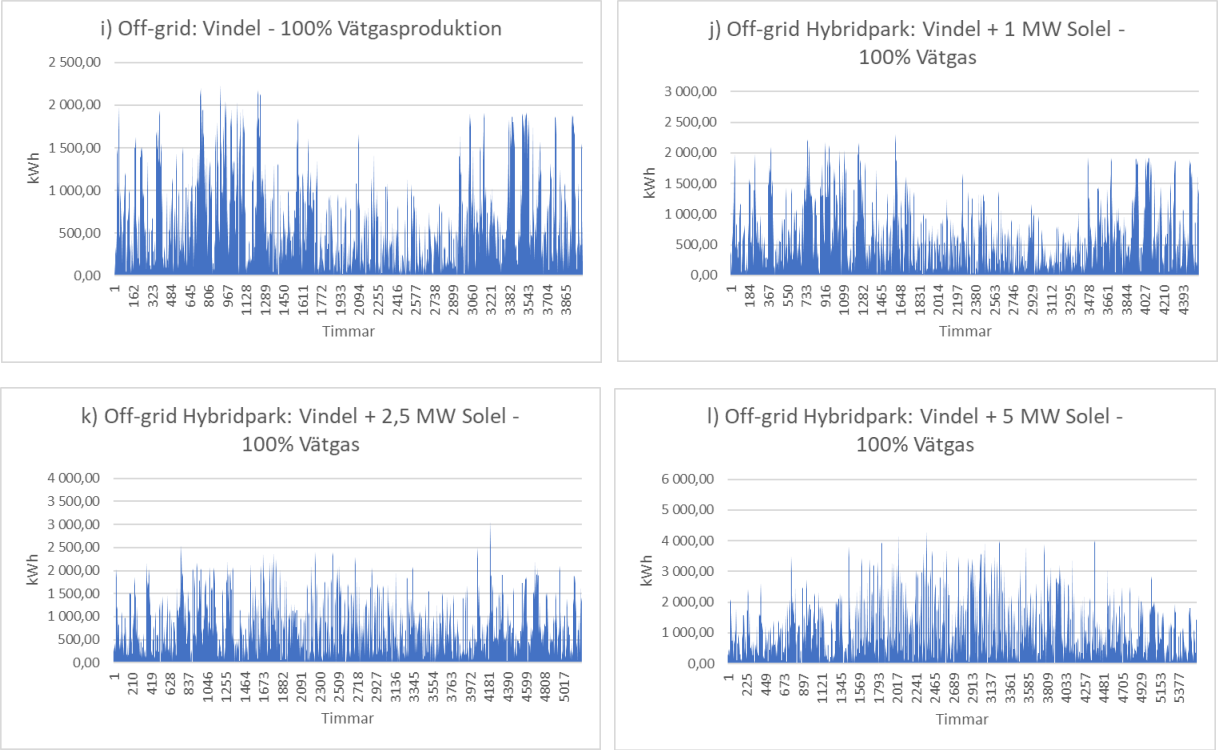
Fall 3: Off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion	Elöverskott (MWh/år):	Antal timmar (h/år):
Vindkraft	2 638	4 009
Hybridpark: Vindel + 1 MW Solel	3 059	4 551
Hybridpark: Vindel + 2,5 MW Solel	4 161	5 219
Hybridpark: Vindel + 5 MW Solel	6 301	5 591

I tabell 8 presenteras elöverskottet som sker för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna och dimensioneringen med endast vindkraft samt antal timmar det sker under året. Elöverskottet och antalet timmar som det sker ökar med ökad effektstorlek på solcellsparken. Fallet med endast vindkraft som kraftslag ger ett elöverskott på 2 638 MWh per år. Med den största effektstorleken på 5 MW solcellspark sker vätgasproduktionen under 5 591 timmar per år. Elöverskottet i fall 3 som ses i tabell 8 blir det samma som elöverskottet för fall 1 som presenterats i tabell 5 då båda utgår ifrån 100 procent vätgasproduktion när elen finns tillgänglig. Det enda som skiljer fallen åt är att elunderskottet räknas med i fall 1 och köps in för att kompensera den bortfallna vätgasproduktionen som sker vid off-grid hybridparken.

Tabell 9 Vätgasproduktionens elförbrukning i GWh per år för fall 3 för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Presenterar även mängden vätgas som produceras under ett dygn för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Vätgasproduktionen per dygn ska ses som ett medelvärde av årsproduktionen.

Hybridpark	Vindkraft	Hybridpark 1 MW Solel	Hybridpark 2,5 MW Solel	Hybridpark 5 MW Solel
Elförbrukning vätgasproduktion (GWh/år)	4,2	4,8	5,5	5,9
Vätgasproduktion (kg/år)	72 683	82 509	94 620	101 364
Vätgasproduktion (kg/dygn)	199	226	259	278

Vätgasproduktionens elförbrukning beskrivs i tabell 9 då den beror på effektstorleken på solcellsparken i fallet vid off-grid hybridpark. Vid off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion kommer vätgasen produceras av endast el tillverkad av hybridparken vilket innebär att den kommer att produceras när det finns tillgång till den mängden el som krävs för produktionen. När hybridparken inte producerar tillräckligt med el, produceras ingen vätgas. På grund av detta ska vätgasproduktionen som produceras per dygn ses som ett medelvärde då detta kan variera från dygn till dygn. Ju större solcellsparkens effekt är desto mer vätgas produceras samt antalet timmar med vätgasproduktion ökar.



Figur 13 Elproduktionen och behov av inköpt el (negativt på y-axeln) för fall 3 och de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraften. Vätgasproduktionen drivs i detta fall endast av egenproducerad el från hybridparken. Figur i) Elproduktion i en off-grid vindkraftpark under ett år. Figur j) Elproduktion från off-grid hybridpark med vindkraft och 1 MW solel under ett år. Figur k) Elproduktion från off-grid hybridpark med vindkraft och 2,5 MW solel under ett år. Figur l) Elproduktion från off-grid hybridpark med vindkraft och 5 MW solel under ett år.

I figur 13 går det att utläsa att fallen i) och j) då vätgasproduktionen drivs av endast vindkraft och med 1 MW solel inte klarar att upprätthålla vätgasproduktionen under sommaren då elen saknas i off-grid hybridparken. Det resulterar i att det produceras mindre vätgas under sommarmånaderna. För off-grid hybridparken går det som sagt inte att köpa in el för att täcka upp för hybridparkens bristande elproduktion. Hybridparken med 2,5 MW solel ger en jämnare elproduktion under hela året och möter bättre upp vätgasproduktionen. Hybridparken med 5 MW solel ger ett stort överskott av el under sommaren och gör tillsammans med vindkraften att 64 procent av årets timmar kan producera vätgas med endast el från hybridparken. Elöverskottet kan säljas till elnätet eller eventuellt lagras i ett batterilager eller ett vätgaslager under korta perioder för att kunna använda elen vid senare tillfällen till vätgasproduktionen vid behov. Det hade ökat antalet timmar med vätgasproduktion.

De tre olika fallen producerar olika mycket vätgas per dygn. Fall 3 producerar fyra olika mängder vätgas beroende på vilken kombination av kraftslag det är för off-grid hybridparken vilket kan ses i tabell 10 som är en sammanställning av mängden vätgas som produceras för de olika fallen.

Tabell 10 Mängden vätgas som produceras för de tre olika fallen och för fall 3 där det är tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Fall 3:1 står för fall 3 där det är en off-grid hybridpark med endast vindkraft.

Fall	Vätgasproduktion/år (kg/år)
Fall 1	158 884
Fall 2	119 072
Fall 3:1	72 683
Fall 3:2	82 509
Fall 3:3	94 620
Fall 3:4	101 364

5.5.4 Vattenförbrukning vid vätgasproduktion

Det krävs vatten till produktionen av vätgas från elektrolys. Under en elektrolysörens livstid är vattenanvändningen betydande då det går åt 9 kg vatten vid tillverkning av 1 kg vätgas (IVA, 2022a). Det finns en eko-damm som är anlagd nordväst om vindkraftverk 2 inom etableringsområdet som är på cirka ett tunnland där vatten möjligen kan tas från till vätgasproduktionen. Dammen skulle eventuellt kunna byggas ut eller så kan man möjligen anlägga en ny damm inom etableringsområdet för vätgasproduktionen eller borra efter en vattentäkt inom området (Gustafsson, 2022). Tabell 11 presenterar vattenförbrukningen per dygn för de tre olika fallen av vätgasproduktion.

Tabell 11 Vätgasproduktionen och vattenförbrukningen per dygn för de olika fallen.

Fall	Vätgasproduktion/dygn (kg vätgas/dygn)	Vattenförbrukning/dygn (kg vatten/dygn)
Fall 1	435	3 915
Fall 2	326	2 934
Fall 3:1	199	1 791
Fall 3:2	226	2 034
Fall 3:3	259	2 331
Fall 3:4	278	2 502

5.6 Försäljningsalternativ för vätgas samt restprodukter och spillvärme

5.6.1 Försäljning av restprodukter och spillvärme

Att sälja vidare restprodukten syrgas och spillvärmen (30–40 procent) från vätgasproduktionen kan ses som viktigt ur ett resursperspektiv men kommer inte att påverka kostnaden för vätgas mer än marginellt. Att sälja syret och spillvärmen vidare till andra aktörer kan ge en ökad intäkt på 5–10 procent (IVA, 2022a). För att kunna sälja spillvärmen vidare till fjärrvärmenätet är avståndet mellan det och elektrolysören en avgörande faktor. Prissättningen för spillvärme är olika från olika fjärrvärmebolag och beror till stor del på vilka bränslekostnader som minskar då spillvärmen istället utnyttjas. Ifall syret och spillvärmen ska säljas vidare till andra aktörer måste ytterligare investeringar göras såsom anslutning till fjärrvärmenätet för spillvärmen samt omhändertagande och lagring av syrgasen för vidare transport (IVA, 2022a). Försäljning av syrgasen som också produceras i elektrolysen, vilket motsvarar 8 kg syrgas per kg vätgas kan säljas till sjukhus, vårdinrättningar, närliggande

industrier, fiskodlingar, vattenreningsverk eller användas till syresättning av havsjöbotten (Fossilfritt Sverige, 2021; IVA, 2022a). Ifall den inte tas till vara får den vädras ut under vätgasproduktionsprocessen (IVA, 2022a). I tabell 12 presenteras syrgasproduktionen för de tre olika fallen av vätgasproduktion samt spillvärmen som produceras per år.

Tabell 12 Syrgasproduktion per år samt spillvärmen som produceras per år för de tre olika fallen av vätgasproduktion.

Fall	Syrgasproduktion/år (ton syrgas/år)	Spillvärme/år (MWh/år)
Fall 1	1 271	3 219
Fall 2	953	2 414
Fall 3:1	581	1 470
Fall 3:2	660	1 680
Fall 3:3	757	1 925
Fall 3:4	812	2 065

Temperaturen i en PEM-elektrolysör ligger mellan cirka 70–90 ˚C och för en alkalisk elektrolysör mellan cirka 100–150 ˚C vilket nämns i avsnitt *3.4.2*. Dessa höga temperaturerna på spillvärmen från vätgasproduktionen gör det möjligt att sälja den vidare till fjärrvärmenätet eller någon annan verksamhet i området som hade behövt värmen till sin verksamhet. Det finns ett lokalt fjärrvärmenät till Klågerups skola men detta måste utredas vidare (Gustafsson, 2022). En fjärrvärmekulvert ner till skolan kan vara en tänkbar lösning men är en stor investering. Både Svedala och Staffanstorps kommun har fjärrvärmenät men städerna ligger längre bort än skolan vilket gör att kulvertdragningen för spillvärmen blir längre ifall den skulle säljas vidare till deras fjärrvärmebolag (Adven & Staffanstorp, 2023; Svedala fjärrvärme, 2023). Spillvärmen minskar i temperatur vid längre transport i kulvert vilket måste tas i beaktande. Intäkten för spillvärmen kan dock bli stor, ifall man räknar med 35 procent spillvärme för 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion innebär det 3 219 MWh per år, se tabell 12.

5.6.2 Försäljning av vätgas till närliggande industrier

Trelleborg ingår i EU:s satsning på vätgastankstationer via projektet Nordic Hydrogen Corridor vilket innebär att där ska anläggas en tankstation för vätgas. Det kan finnas möjligheter att sälja den producerade vätgasen vidare till denna tankstation i framtiden (Nordic Hydrogen Partnership, 2020). Vätgasen kan även säljas vidare till kemiindustrier eller andra industrier som använder vätgasen i sin produktion. Den förnybara vätgasen kan också säljas vidare i små volymer i gasflaskor till företag som arbetar med forskning och utveckling av den nya vätgasens användningsområden såsom Powercell i Göteborg eller till Nilsson Energy (Nilsson, 2022). Det finns även möjligheter att sälja vätgasen till industrier i närområdet där vätgasen kan ersätta gasen (blandning mellan naturgas och gasol) som energikälla där bland annat dagens ångpannor kan konverteras till att använda vätgas istället. Tänkbara industrier att sälja vätgasen till är industrier som idag använder 1–3 GWh gas per år inom Malmöområdet (Gibrand, 2022). Vätgasen skulle även kunna blandas in i naturgasen vilket görs i Frankrike i deras biogas- och naturgasstamnät till 15–20 procent som nämns utförligare i avsnitt *3.4.5* (Yue m.fl., 2021). I Sverige finns det västsvenska gasnätet där en naturgasblandning med inmatad biogas transporteras. Gasnätet sträcker sig både till Staffanstorp och Svedala (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2020).

5.6.3 Bränslecell för produktion av el från vätgas

Att först använda el för att producera vätgas och sedan gå tillbaka till el via en bränslecell ger energiförluster vilket resulterar i en slutgiltig systemverkningsgrad på cirka 30 procent (IVA, 2022a). Energiförlusterna blir därmed 70 procent vilka är i form av spillvärme, ifall den kan nyttjas blir verkningsgraden högre. Det sker energiförluster i alla omvandlingsstegen; elen tillverkas, elen skickas ut på elnätet, i elektrolysören, i kompressorn, i lagret samt i bränsleceller. För att finna lönsamhet i att producera el från vätgasen via en bränslecell måste elpriset variera med en faktor på minimum tre för att kunna täcka de rörliga kostnaderna. Ifall verksamheten är i drift 2 000 timmar per år behöver skillnaden mellan elpris in och elpris ut vara 10 gånger så mycket för att även kunna täcka fasta kostnader (investeringskostnader) (IVA, 2022a). Trots de stora energiförlusterna kan balansering av elsystemet med vätgas få en positiv inverkan på elpriset. Det kommer dock förmodligen dröja först till 2045 då utsläppen i Sverige ska vara nära noll eller noll. Balansering av elsystemet med vätgas kan få elpriserna i södra Sverige att sänkas. För att detta ska vara lönsamt för elproduktionsbolag att satsa på kommer någon form av kapacitetsmarknad att vara nödvändig att upprätta. Det kommer troligtvis inte att byggas anläggningar som endast reglerar elsystemet och som kan lindra effekttoppar inom den närmsta tiden (IVA, 2022a).

5.6.4 Försäljning av vätgas via tankstation

Ifall det visar sig lönsamt att producera vätgas med elen från hybridparken är ett av de möjliga nästa stegen att projektera en möjlig tankstation för vätgas längs med länsväg 108. Det finns en möjlig fastighet för detta ändamål. Ifall vätgastankstationen anläggs bör elektrolysören vara placerad vid tankstationen eftersom det blir en enklare lösning gällande transporten av vätgasen. Det går att köpa en helhetslösning från leverantör med elektrolysör och tankstation med dispensrar (pumpar) i container. Det kan även vara fördelaktigt med att ha de olika komponenterna i vätgasproduktionen på samma ställe gällande tillståndsprocessen. Tilltänkta kunder för vätgastankstationen är tung lastbilstrafik, bussar, jordbruks- och arbetsmaskiner samt renhållningsbilar.

Uppgifter som måste fastställas för vätgastankstationen är enligt Nilsson (2022):

- Påfyllningskapacitet per fordon
- Påfyllningskapacitet per dygn
- Vilket tryck som önskas; 350–750 bar för personbilar och lastbilar och för tunga lastbilar krävs 900 bar
- Om vätgasen ska produceras på plats eller transporteras till tankstationen

5.7 Ekonomiska kalkyler

5.7.1 Ekonomisk kalkyl för solcellsparken

Vid beräkning av den genomsnittliga nominella kapitalkostnaden för en markansluten solcellspark på 5 MW ligger kalkylräntan på 3,4 procent och livslängden sätts till 33 år (Swedish Energy Agency, 2020). Kalkylräntan och livslängden kommer att användas vid beräkning av annuitetskalkylen för solcellsparken. För små markanlagda nätanslutna solcellsparker på en effekt mellan 1–20 MW ligger priset på mellan 5–7 SEK/W, där Energimyndigheten har gjort en grov uppskattning av medelvärdespriset för 2020 till 6,9 SEK per W (Swedish Energy Agency, 2020). För beräkningar av den ekonomiska kalkylen används 6,9 SEK per W för investeringskostnaderna för solcellsparkerna. När det gäller

driftskostnader används 100 SEK per MWh, i kostnaden inkluderas försäkring, övervakning samt byte av växelriktare (Solcellskollen, 2020b). I tabell 13 presenteras investeringskostnad, driftskostnad och intäkt för de tre olika effektstorlekarna på solcellsparken. Elnätstariffen för elproduktionsanläggningar över 1,5 MW som nämns i avsnitt *3.1.3* är inte inkluderad i dessa beräkningar. Ingen stödfinansiering är inkluderad i den ekonomiska kalkylen för solcellsparken.

Tabell 13 Investeringskostnad i MSEK, driftskostnad/år i SEK, och intäkt/år i SEK ifall solelsproduktionen säljs ut på elnätet direkt till ett elpris på 0,50 kr/kWh för de olika effektstorlekarna på solcellsparkerna.

Effekt Solel	1 MW	2,5 MW	5 MW
Investering (MSEK)	6,9	17,3	34,5
Driftskostnad (SEK/år)	92 500	231 300	462 700
Intäkt (SEK/år)	462 685	1 156 500	2 313 500

<u>Annuitetskalkyl (Andrén, 2015)</u>

$$Elprod.kostnad = \frac{Investeringskostnad \times Annuitetsfaktor}{Elprod.} + Driftskostnad/Elprod. \qquad (2)$$

Annuitetsfaktor (Wizelius, 2015):

$$a = \frac{r \times qn}{qn-1} \qquad (3)$$

$$q = 1 + r$$

r = 3,4%, n=33, q=1,034
Med ekvation (3) blir annuitetsfaktorn i detta fall 0,0509.

Elproduktionskostnaden för solcellsparken med de tre olika effektstorlekarna; 1 MW, 2,5 MW och 5 MW blir detsamma och elproduktionskostnaden blir med ekvation (2) 0,48 SEK per kWh. För att omvandla produktionskostnaden till SEK per kg behöver produktionskostnaden per kWh multipliceras med 57,75 kWh/kg vilken är den mängd el som krävs för att tillverka 1 kg vätgas.

$$0{,}48\frac{SEK}{kWh} \times 57{,}75\frac{kWh}{kg} = 28\,SEK/kg$$

Den rörliga produktionskostnaden för vätgas vilken är baserad på egen solkraft blir 28 SEK per kg vätgas.

<u>Pay-off metoden (Wizelius, 2015)</u>
Pay-off metoden används för att räkna ut hur lång tid det tar tills investeringen har återbetalat sig. Ifall all solel som produceras per år säljs ut på elnätet istället för att gå till vätgasproduktionen skulle pay-off tiden bli:

1 MW solcellspark
Investering: 6,9 MSEK
Elproduktion: 925 MWh/år
Elpris: 0,50 SEK/kWh
Nettointäkt/år: 462 685 SEK/år

$$Pay - off\ tid = \frac{Investering}{Nettointäkt/år} = \frac{6\,900\,000}{462\,685} = 15\ år \qquad (4)$$

Pay-off tiden blir 15 år för alla tre effektstorlekarna för solcellsparken.

5.7.2 Ekonomisk kalkyl för vätgasproduktion

I förstudien har flera olika prisuppgifter hittats gällande elektrolysörer. Det händer mycket på marknaden för elektrolysörer just nu och när efterfrågan ökar minskar också dess kostnad. Prisskillnaderna för elektrolysörer från de olika källorna som visas i tabell 14 varierar mellan 8 och 22 miljoner SEK. Den första och sista elektrolysören i tabell 14 är källor från litteraturen och de två mittersta är från leverantörer av elektrolysörer i Sverige. Då skillnaderna är så stora används de två priserna från leverantörerna där prisbilden är mest uppdaterad. Ett medelvärde mellan dessa två prisuppgifterna för elektrolysör används i förstudien vilket blir cirka 18 miljoner SEK. Ingen stödfinansiering är inkluderad i den ekonomiska kalkylen för vätgasproduktionen.

Tabell 14 Prisuppgifter för elektrolysörer.

Elektrolysör	(IVA, 2022a)	(Svensson, 2022)	(Nilsson, 2022)	(Danska energistyrelsen, 2017)	Förstudien
Pris MSEK/MW	8	21,1	14,7	6,1–22	**18**

De fasta driftskostnaderna för en elektrolysör med kringutrustning anses vara cirka 1,5 procent av kapitalkostnaden (IVA, 2022a). För en elektrolysör på 18 miljoner SEK blir detta 270 000 SEK per år. Livslängden för elektrolysören antas vara 25 år (Danska energistyrelsen, 2017) och kalkylräntan som används är på 5 procent.

De rörliga driftskostnaderna för vätgasproduktionen beräknas som följer nedan. Med en verkningsgrad på 57 procent för hela processen vid tillverkning av vätgas behöver vätgaspriset vara 75 procent (1/0,57=1,75) högre än elpriset för att täcka de rörliga produktionskostnaderna. Om elpriset är på 50 öre per kWh behöver därför vätgaspriset ligga på 88 öre per kWh. 88 öre per kWh multipliceras sedan med energiinnehållet för vätgas vilket är 33 kWh per kg.

$$88\frac{öre}{kWh} \times 33\frac{kWh}{kg} = 29\ SEK/kg$$

Resultatet blir en rörlig produktionskostnad på 29 SEK per kg vätgas utan kapitalkostnaderna inkluderade. Ifall el måste köpas in blir de rörliga driftskostnaderna högre än när den egenproducerade elen kan användas. Vid inköpt el som ligger på 150 öre per kWh behöver vätgaspriset ligga på 263 öre per kWh.

$$263\frac{öre}{kWh} \times 33\frac{kWh}{kg} = 87\ SEK/kg$$

Resultatet blir en rörlig produktionskostnad på 87 SEK per kg vätgas utan kapitalkostnaderna inkluderade. För att beräkna de rörliga driftskostnaderna för exempelvis fall 1 med 100 procent kontinuerlig produktion används antalet timmar med elöverskott från tabell 5 vilket är *x* i ekvation (5) nedan. *X* timmar produceras en andel av vätgasen till en kostnad av 29 SEK

per kg och resterande andel till 87 SEK per kg. Andelen utgår från antalet produktionstimmar med egenproducerad el respektive inköpt el. I ekvation (5) nedan har sifferuppgifter från fall 1 använts för att illustrera ett beräkningsexempel. För fall 1 är vätgasproduktionen 158 884 kg vätgas per år. Om produktionsanläggningen drivs med egenproducerad el under *x* timmar så är den rörliga driftskostnaden för detta:

$$\frac{x}{8760} \times 158\,884 \times 29 + (1 - (\frac{x}{8760})) \times 158\,884 \times 87\ [SEK/år] \qquad (5)$$

Svaret på ekvation (5) multipliceras sedan med antalet kg producerad vätgas under ett år för att få ut de rörliga driftskostnaderna i SEK per kg. Antalet timmar som produktionen görs med egenproducerad el respektive inköpt el går att återvinna under avsnitt *5.5*. Beräkningen ovan görs för de tre olika fallen med de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft och presenteras i tabell 15. Produktionstimmarna under ett år ska vara lika med 8760 timmar men i vissa fall avviker data något på grund av att det inte i all inhämtade data från vindkraftens och solkraftens elproduktion har varit data på exakt 8760 timmar utan ibland färre och i vissa fall fler timmar. Detta är en felmarginal som ska beaktas. Beräkningarna för rörliga driftskostnader genomförs med 8760 timmar per år.
Med ekvation (2) blir produktionskostnaden för fall 1:1:

$$\frac{18\,000\,000 \times 0{,}0710}{158\,884} + \frac{270\,000}{158\,884} + \frac{9\,583\,883}{158\,884} = 8 + 1{,}70 + 60 = 70\ kr/kg$$

Samma beräkningar görs för fall 2 och 3 och för de tre olika effektstorlekarna på hybridparken samt dimensioneringen med endast vindkraft, vilket presenteras i tabell 15.

Tabell 15 Vätgasproduktion (kg/år), rörlig driftskostnad i (MSEK/år och SEK/kg) samt produktionskostnad (SEK/kg) för de tre olika fallen med tre olika dimensioneringar av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft med vätgasproduktion. Fall 1:1 står för fall 1 med endast vindkraft. Data för antalet produktionstimmar hämtas från avsnitt 5.5.

Fall	Vätgasprod. (kg/år)	Rörlig driftskostnad (MSEK/år)	Rörlig driftskostnad (SEK/kg)	Produktionskostnad (SEK/kg)
Fall 1:1	158 884	9,6	60	70
Fall 1:2	158 884	9	57	67
Fall 1:3	158 884	8,3	52	62
Fall 1:4	158 884	7,9	50	60
Fall 2:1	119 072	6,2	52	65
Fall 2:2	119 072	5,7	48	61
Fall 2:3	119 072	5,2	44	57
Fall 2:4	119 072	4,9	41	54
Fall 3:1	72 683	1	29	50
Fall 3:2	82 509	1,2	29	48
Fall 3:3	94 620	1,6	29	45
Fall 3:4	101 364	1,9	29	44

Kostnader utöver elektrolysör med kringutrustning:
Dessa kostnader kommer inte vara med i den ekonomiska kalkylen som görs i denna förstudie men är av vikt att ta i beaktande ifall vätgasproduktionsanläggningen ska anläggas i framtiden. Förutom en elektrolysör tillkommer andra komponenter som behövs för anläggande av en vätgasanläggning såsom kompressor, lager, rör- och ventilsystem, styrsystem och så vidare beroende på hur resten av anläggningen ser ut. Vilka ingående

komponenter som behövs till anläggningen beror bland annat på önskat tryck. Fler saker ska också göras vid anläggandet såsom markarbete, framdragande av kraftel och andra icke gasrelaterade förberedelser och kostnader för dessa åtgärder tillkommer (Svensson, 2022). Kostnaden för lagring av vätgas varierar mycket beroende på vilken sorts lager. I förstudiens fall kommer lagring i mindre tryckkärl eller tankar att vara aktuellt. Dessa är tyvärr dyrast per kilo vätgas, kostnaden för en trycksatt ståltank hamnar på drygt 600 SEK/kWh vätgas (IVA, 2022a). Stackbyte i elektrolysören kommer att behöva göras efter 9–10 år vilket kostar 20–40 procent av den ursprungliga investeringen (Carlson m.fl., 2021). Kostnaden för att transportera vätgas i trycksatta kärl via lastbil ligger i intervallet 1–20 kr/kg vätgas. Kostnaden varierar mycket på grund av att det är många faktorer som spelar in, bland annat volym, avstånd, typ av lagringskärl och även lön till chaufför, drivmedel och kostnad på fordon. Vätgas kan också transporteras i flytande form vilket är mer kostnadseffektivt eftersom flytande vätgas tar mindre plats än vätgas i gasform. Rapporten från IVA (2022a) drar slutsatsen att ifall transporten av vätgas är kortare än 200 kilometer och transporten är på mindre än 10 ton vätgas per dag är transporter med lastbil och trycksatta tankar det mest ekonomiskt gynnsamma alternativet (IVA, 2022a).

5.7.3 Ekonomisk kalkyl för vätgastankstation

Nilsson Energy levererar och installerar kompletta vätgastankstationer (Nilsson, 2022). Kostnaderna för en sådan varierar beroende på fyllningskapacitet per fordon, fyllning per dygn, vilket tryck som önskas (350–750 bar) och om vätgasen ska produceras på plats eller transporteras vidare. Kostnaden för den enklaste publika tankstationen inklusive elektrolysör ligger på 2,2 miljoner Euro motsvarande 26 miljoner SEK exklusive moms. I priset är inte kostnader för projektering, elanslutning, markarbeten, riskutredning, tillstånd med mera inkluderade. En komplett vätgastankstation har en livslängd på cirka 15 år (Nilsson, 2022). Ingen stödfinansiering är inkluderad i den ekonomiska kalkylen för vätgastankstationen.

Driftskostnad vätgastankstation

Service och underhåll har en fast kostnad för en vätgastankstation som ligger på en fast avgift på mellan 65 000–85 000 Euro per år vilket motsvarar 0,76–1,0 MSEK per år. Det finns också en rörlig kostnad för tankstationen som är 2,50–3 kr per kg vätgas som tankas till fordon (Nilsson, 2022). För att få fram den fasta driftskostnaden tas ett medelvärde på de två prisintervallen som angetts av Hans-Olof Nilsson från Nilsson Energy. Den fasta driftskostnaden blir 879 750 SEK vilken avrundas till 880 000 SEK. För att beräkna den rörliga kostnaden för tankstationen gällande varje kg vätgas som tankas över till ett fordon antas att all vätgas som produceras per dygn kommer att tankas av något fordon under samma dygn. Då vätgastankstationer är en relativt ny teknik används den högsta rörliga kostnaden per kg vätgas som tankas över till fordon vilket är 3 SEK per kg vätgas. Den rörliga driftskostnaden varierar mellan 0,22–0,48 MSEK per år vilket presenteras i tabell 16.

Vid beräkning av produktionskostnaden för vätgastankstationen antas tankstationen ha en livslängd på 15 år med en kalkylränta på 5 procent. Annuitetsfaktorn beräknas med ekvation (3) och blir 0,0963. De rörliga produktionskostnaderna för elektrolysören som presenteras i tabell 15 inkluderas i denna beräkning.

Med ekvation (2) blir produktionskostnaden för fall 1:

$$\frac{26\,000\,000 \times 0{,}0963}{158\,884} + \frac{880\,000}{158\,884} + \frac{480\,000}{158\,884} + 60 = 15{,}80 + 5{,}50 + 3 + 60 = 84\ SEK/kg$$

Samma beräkningar görs för alla tre fallen med de tre olika effektstorlekarna på hybridparken samt dimensioneringen med endast vindkraft. Produktionskostnaderna för alla fallen presenteras i tabell 16.

Tabell 16 Vätgastankstationens investeringskostnad MSEK, fast driftskostnad SEK/år, rörlig driftskostnad elektrolysör SEK/kg vätgas, rörlig driftskostnad tankstation SEK/år samt produktionskostnaden SEK/kg vätgas för de tre olika fallen och för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft.

Vätgas-tankstation (kg/år)	*Investering (MSEK)*	*Fast drifts-kostnad (SEK/år)*	*Rörlig drifts-kostnad elektrolysör (SEK/kg)*	*Rörlig drifts-kostnad tankstation (SEK/år)*	*Produktions-kostnad (SEK/kg)*
Fall 1:1 158 884	26	880 000	60	480 000	84
Fall 1:2 158 884	26	880 000	57	480 000	81
Fall 1:3 158 884	26	880 000	52	480 000	76
Fall 1:4 158 884	26	880 000	50	480 000	74
Fall 2:1 119 072	26	880 000	52	360 000	83
Fall 2:2 119 072	26	880 000	48	360 000	79
Fall 2:3 119 072	26	880 000	44	360 000	75
Fall 2:4 119 072	26	880 000	41	360 000	72
Fall 3:1 72 683	26	880 000	29	220 000	79
Fall 3:2 82 509	26	880 000	29	250 000	73
Fall 3:3 94 620	26	880 000	29	280 000	68
Fall 3:4 101 364	26	880 000	29	300 000	65

5.7.4 Sammanställd ekonomisk kalkyl för hybridparken med vätgasproduktion

Den sammanställda ekonomiska kalkylen gällande produktionskostnad för hybridparken med vätgasproduktion presenteras i tabell 17. Denna tabell presenterar produktionskostnaden för elektrolysören och för vätgastankstationen för de tre olika fallen med de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft.

Tabell 17 Produktionskostnaden för elektrolysören och vätgastankstationen i SEK/kg vätgas presenteras för de tre olika fallen av vätgasproduktion och för de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft.

Fall:	Produktionskostnad Elektrolysör (SEK/kg vätgas)	Produktionskostnad Vätgastankstation (SEK/kg vätgas)
Fall 1:1	70	84
Fall 1:2	67	81
Fall 1:3	62	76
Fall 1:4	60	74
Fall 2:1	65	83
Fall 2:2	61	79
Fall 2:3	57	75
Fall 2:4	54	72
Fall 3:1	50	79
Fall 3:2	48	73
Fall 3:3	45	68
Fall 3:4	44	65

Produktionskostnaden för vätgasproduktionen blir mellan 44–70 SEK per kg vätgas beroende på vilken utformning av hybridparken som väljs, se tabell 17. Off-grid hybridparkens olika effektkombinationer får en mycket förmånligare produktionskostnad då inget elunderskott sker i hybridparken på grund av att endast egenproducerad el används. För off-grid hybridparken är den lägsta produktionskostnaden för hybridparksalternativet med solcellsparken på 5 MW vilken är på 44 SEK per kg vätgas. Det fall med högst produktionskostnad, 70 SEK per kg vätgas, sker då hybridparken har 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion och endast dagens vindkraft driver vätgasproduktionen. Den lägsta produktionskostnaden för fall 1 och fall 2 sker när hybridparken har 5 MW solcellspark och är på 60 respektive 54 SEK per kg. Off-grid hybridparkslösningarna är mest lönsamma sätt till produktionskostnaden per kg vätgas, de ligger mellan 44–50 SEK per kg vätgas. Ifall även en vätgastankstation uppförs till hybridparken som är planen på längre sikt för hybridparken med vätgasproduktion blir produktionskostnaden mellan 65–84 SEK per kg vätgas. Den lägsta produktionskostnaden sker vid off-grid hybridpark med den största solcellsparken på 5 MW vilken hamnar på 65 SEK per kg. Den högsta produktionskostnaden sker vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion då endast vindkraftverken driver produktionen och ligger på 84 SEK per kg. Off-grid hybridparken med de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft är mest lönsamma sett till de lägre produktionskostnaderna då de ligger mellan 65–79 SEK per kg. Den lägsta produktionskostnaden för fall 1 och fall 2 sker när hybridparken har solcellsparken på 5 MW och är på 74 respektive 72 SEK per kg.

I tabell 18 visas intäkten för elöverskott för de tre olika fallen och de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast

vindkraft. För att få ut vad intäkten blir multipliceras elöverskottet med försäljningspriset för el som satts till 0,50 SEK per kWh.

Tabell 18 Intäkter från försäljning av överskottsel från vind- och solel i MSEK som inte används internt för vätgasproduktionen.

Fall:	Intäkter såld el (MSEK)
Vindkraft	4,7
Fall 1:1	1,3
Fall 1:2	1,5
Fall 1:3	2,1
Fall 1:4	3,2
Fall 2:1	2,1
Fall 2:2	2,3
Fall 2:3	2,9
Fall 2:4	4
Fall 3:1	1,3
Fall 3:2	1,5
Fall 3:3	2,1
Fall 3:4	3,2

I tabellen 18 presenteras intäkter för såld el till elnätet för de tre olika fallen och de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. Elpriset som använts för att räkna på vid försäljning av elöverskott i förstudien är satt till 50 öre per kWh. För fall 1 med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion är det hybridparkslösningen med 5 MW solcellspark som ger störst intäkt, 3,2 MSEK, genom försäljning av elöverskott till elnätet. För fall 2 med 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp blir intäkten som störst även här med hybridparkskombinationen med 5 MW solcellspark. Intäkten på 4 MSEK blir större för fall 2 än för fall 1 (3,2 MSEK) och blir även den största totalt sett för de tre olika fallen och de olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna samt dimensioneringen med endast vindkraft. För fall 3 som är off-grid hybridparken blir intäkterna för såld el de samma som för fall 1. När dagens vindkraftsproduktion säljs ut på elnätet ger det en intäkt på 4,7 MSEK vid ett försäljningspris på 50 öre per kWh. Detta är den största intäkten sett till försäljning av el till elnätet. För alla dimensioneringar utom den med endast vindkraftsproducerad el kommer intäkter från elöverskottsförsäljning kombineras med försäljning av vätgas. Detta ska endast ses som en av flera intäktsmöjligheter vid etableringen av hybridparken med vätgasproduktion.

5.8 Tillstånd för hybridparken med vätgasproduktion i förstudien

Vindkraft klassificeras enligt 9 kapitlet i miljöbalken som miljöfarlig verksamhet (Wizelius, 2015). För vindkraftverken gjordes en MKB under 2007 av Eolus Vind AB vilken godkändes av kommunen och verken byggdes 2014 (Eolus Vind AB, 2007). Inom etableringsområdet pekades en del värden ut i MKB:n för vindkraftverken som beskrivs i kapitel 4. Det finns ett område som klassificerats som riksintresse för kulturmiljövård, en fornlämning i nära anslutning, platsen är landskapsbildsskyddat och marken i området används mestadels till storskalig odlingsproduktion. Torrebergabäcken i norra delen av etableringsområdet omfattas av strandskydd och nordväst om området, cirka 400 meter bort, finns ett skyddsvärt naturområde, vilket är ett våtmarksområde. Miljökonsekvensbeskrivningens slutsats 2007 var att påverkan på människor, miljö och natur ansågs rimlig i förhållande till den miljö- och samhällsnytta som vindkraftverkens etablering bidrar med (Eolus Vind AB, 2007). För att

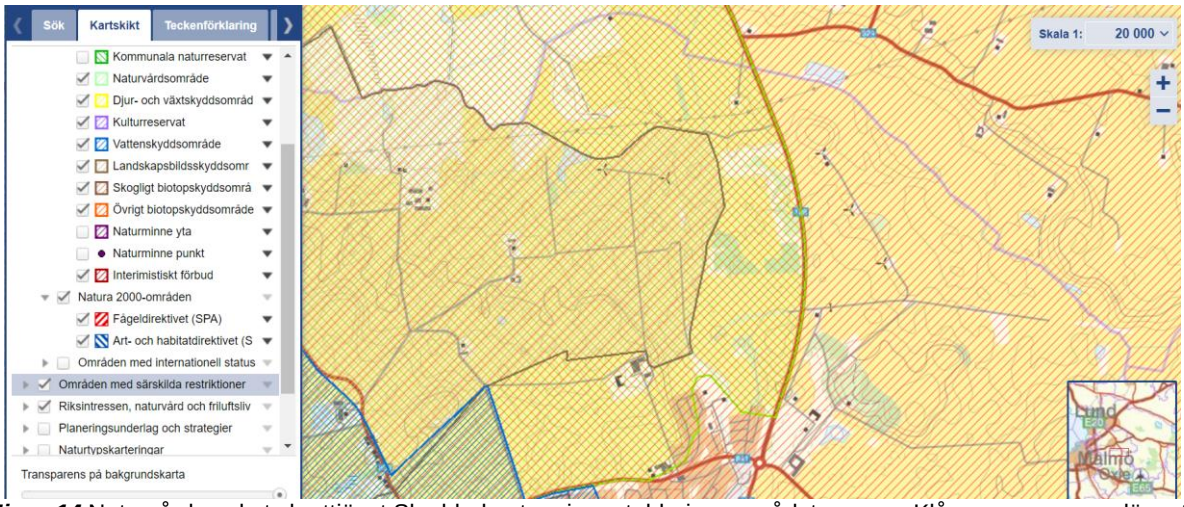
förenkla tillståndsprocessen för hybridparken med vätgasproduktion bör så mycket som det går samprövas gällande de olika tillstånden. Många av undersökningarna som görs i tillståndsprocessen kan användas i både tillståndet för solcellsparken och för vätgasproduktionen. Det kommer att vara flera olika delar i tillståndsprocessen som söks enligt flera olika kapitel i miljöbalken samt andra lagar och bestämmelser.

5.8.1 Tillstånd solcellspark

Etableringsområdet för hybridparken med vätgasproduktion är inget Natura 2000-område. Det innebär att för solcellsparkens del kommer tillståndsprövningen att innefatta 12:6-samråd enligt MB där Länsstyrelsen Skåne kan besluta om tre olika utfall; antingen blir solcellsanläggningen godkänd att byggas enligt 12:6 MB och ingen MKB behöver uppföras, eller ett 12:6-samråd med ett undersökningssamråd och en liten MKB eller ett 12:6-samråd med ett avgränsningssamråd och en vanlig MKB. Valet av lokalisering för verksamheten är etableringsområdet då solcellsparken och vätgasproduktionen ska förenas med de befintliga vindkraftverken och skapa en hybridpark med vätgasproduktion. Alternativa placeringar för solcellsparken inom närområdet vid vindkraftparken beskrivs under avsnitt *5.3.2*. Solcellsparken kommer att hägnas in för att förebygga stölder och minimera skadegörelse. I området går det att finna ett djurliv bestående av rådjur, hare och sork i normal omfattning. För att underlätta för djurlivet behöver djurpassager uppföras inom solcellsparksområdet. Etableringsområdet präglas mestadels av jordbruksmark vilket gör att friluftslivet inom området är begränsat och service- och jordbruksvägen ner till den tilltänkta hybridparken är en återvändsgränd vilket gör att den inte påtagligt kommer att påverka de boendes motionsvanor i området. Graderingen av jordbruksmarken för etableringsområdet i Klågerup i Svedala kommun är 6–7 (Länsstyrelsen Skåne, 2015). Graderingssystemet fungerar så att den bästa jordbruksmarken får graderingen 10. Graderingssystemet är inte uppdaterat sedan det skapades på 1970-talet, och gjordes för att ge en fingervisning om hur produktiv jordbruksmarken är för vissa områden. Graderingen var tänkt att hjälpa till vid avvägningar mellan exploateringsintressen och bevarande av jordbruksmark. Det är endast i Skåne som jordbruksmark har fått högsta graderingen (Länsstyrelsen Skåne, 2015). Att jordbruksmarken graderats till 6–7 kan ge större chanser för den tilltänkta solcellsparken att kunna anläggas på jordbruksmark. Jordbruksmarken som är tänkt att tas i anspråk för placeringsalternativ 4 och 5 har även från upplysning av lantbrukaren Marcus Romner klassats som mindre bördig jordbruksmark (Gustafsson, 2022). Tanken är också att betesdjur såsom får ska gå inom området för solcellsparken och därmed behöver området hägnas in även av den orsaken. Då betesdjur ska gå inom solcellsparkens område behöver inte den jordbruksmark som avsätts för ändamålet tas ur produktion. Det kan fortfarande bedrivas jordbruk genom bete på marken. Ifall detta kan genomföras behöver man oftast inte anmäla till Länsstyrelsen att jordbruksmark har tagits ur produktion enligt 12 kapitlet 9 § i miljöbalken (Länsstyrelsen Hallands län, 2022).

De olika effektstorlekarna på solcellsparken tar olika stor markareal i anspråk, se avsnitt *5.3.2*. De tre olika placeringsalternativen 1, 2 och 3 för 1 MW solcellspark tar mestadels mark i nära anslutning till servicevägarna för vindkraftverken i anspråk. För de två större effektstorlekarna 2,5 MW och 5 MW krävs större ytor än vad som kan ges längs med servicevägarna till vindkraftverken. För dessa två effektstorlekar har två möjliga placeringsalternativ tagits fram, se placeringsalternativ 4 och 5 i avsnitt *5.3.2*. När det gäller solcellsparkens effektstorlek kan det bli tal om att det behöver göras en vanlig MKB för de två större effektstorlekarna 2,5 MW och 5 MW då de tar mer jordbruksmark i anspråk. Det är Länsstyrelsen Skåne som gör bedömningen ifall det kommer att resultera i betydande

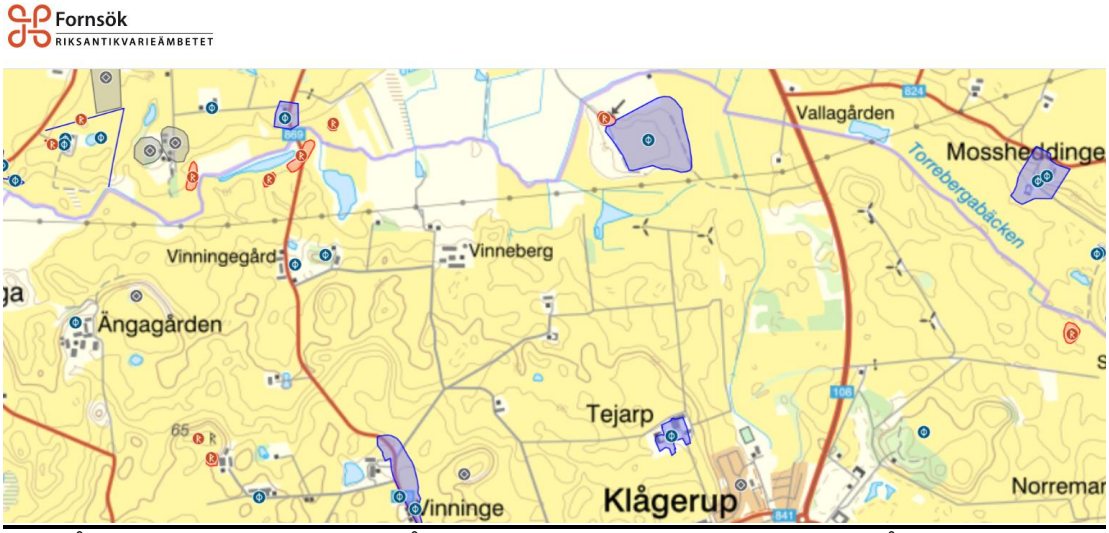
miljöpåverkan (BMP) och i så fall krävs en vanlig MKB och ett avgränsningssamråd. Vad gäller placeringsalternativen 4 och 5 ska de inte placeras för nära dammen då det finns ett strandskydd på 100 meter från dammens kant. Ifall solcellsparken behöver placeras närmare än 100 meter från dammen kommer det behövas sökas dispens från strandskyddet. För den mindre effektstorleken på 1 MW kan möjliga utfall, då endast mark längs med servicevägarna tas i anspråk, bli att de antingen godkänner solcellsparken enligt samråd 12:6 direkt eller att ett undersökningssamråd med en liten MKB behöver göras. Placeringsalternativ 3 tar minst jordbruksmark i anspråk vilket gör att det alternativet har störst chans att godkännas direkt utan att MKB och undersökningssamråd behöver göras. Ett samrådsunderlag och en anmälan om samråd enligt 12:6 behöver göras för alla utfallen gällande solcellsparken, det är uppgifterna i detta dokument som Länsstyrelsen Skåne bland annat grundar sitt beslut om tillstånd på.



Figur 14 Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur visar etableringsområdet norr om Klågerup som syns längst söderut på kartan. De två vindkraftverken syns mitt på kartan till väster om länsväg 108. Ur karttjänsten går det att utläsa att området runt vindkraftverken och etableringsområdet är landskapsbildsskyddsområde (brun markering), områden med särskilda restriktioner kring förbud mot markavvattning (röd markering) och riksintresse för naturvård (grön markering). Området är inget Natura 2000 område. Sydväst om etableringsområdet är ett vattenskyddsområde (blå markering) (Skyddad natur, 2022).

Ur Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur går det att utläsa att etableringsområdet för hybridparken med vätgasproduktion har tre olika skyddsvärda beteckningar, se figur 14. Till att börja med är området ett landskapsbildsskyddsområde vilket visas med brun markering, detta har tidigare nämnts i MKB:n som gjordes för området då vindkraftverken byggdes. Ur karttjänsten går det även att utläsa att området har särskilda restriktioner kring förbud mot markavvattning. Det kan behövas sökas dispens för att få dra elkablar i marken från solcellsparken. Det behöver ansökas om tillstånd för ny markavvattning ifall solcellsparken kräver dikning och kommer också behöva dispens från förbud mot markavvattning. Tillstånd (11:13) eller anmälan om dispens från förbud mot markavvattning (11:14) regleras enligt 11 kapitlet i MB och prövas av Länsstyrelsen enligt 11 kapitlet 9b § MB. Området är även riksintresse för naturvård på grund av de geologiska formationer som landskapet bjuder på vilket bland annat är backlandskapet söder om Romeleåsen. Hänsyn ska tas till riksintresset vid etablering av byggnader och verksamheter. Området är inget Natura 2000-område, i sydväst om etableringsområdet finns ett vattenskyddsområde. När det gäller landskapsbildsskydd finns inte detta med som begrepp i miljöbalken utan den reglerades av den tidigare naturvårdslagen (1964:822) 19 §. Bestämmelsen från naturvårdslagen gäller fortfarande idag vilket gör att området är utpekat som landskapsbildsskyddat och det krävs tillstånd för att uppföra en byggnad inom ett sådant område och tillståndet söks hos Länsstyrelsen (Boverket, 2019). Vad gäller riksintresset för naturvård skyddas det enligt 3

kapitlet 6 § MB och området är med på listan över riksintressen i 4 kapitlet 2 § sjö- och åslandskapet vid Romeleåsen i Skåne. Då området är riksintresse för naturvård gör det att det krävs starka och tydliga skäl till varför verksamheten ska etableras på platsen ifall verksamheten påtagligt påverkar de intressen som gjort att området fått denna klassning. En dispensprövning får göras för etableringsområdet och ifall det anses att verksamheten skadar riksintresset och inte uppfyller särskilda skäl till anläggandet av verksamheten på platsen så ska prövningen inte beviljas (Naturvårdsverket, 2005).



Figur 15 Från söktjänsten Fornsök visas två fornlämningar i närheten av etableringsområdet, en norr om och en söder om etableringsområdet. Fornlämningarna är blåmarkerade på kartan (Fornsök, 2022).

Från söktjänsten Fornsök går det att få fram att det finns två fornlämningar, se figur 15, i närheten av etableringsområdet. Fornlämningen söder om etableringsområdet är Tejarps gård som är en möjlig fornlämning i form av en bytomt/gårdstomt med anor från 1703. Norr om etableringsområdet återfinns en möjlig fornlämning i form av en boplats (Fornsök, 2022). Inget bygglov krävs för solcellsparken men ifall ytterligare transformatorstationer behöver anläggas krävs det bygglov där bygglovsansökan lämnas till kommunen, i detta fall Svedala kommun. Ifall solcellsparken behöver någon form av pålning kommer ett samråd enligt 2 kapitlet i kulturmiljölagen behöva ske. De befintliga vindkraftverken som finns på området idag har redan påverkat det visuella landskapet nämnvärt vilket bör förenkla tillståndsprocessen för solcellsparken då denna placeras i anslutning till verken. Vätgasproduktionsanläggningen förmodas placeras i närheten av solcellsparken och vindkraftverken. Ifall en vätgastankstation ska anläggas bör den uppföras i förbindelse med länsväg 108. Det kan även vara gynnsamt ifall vätgasproduktionen uppförs i anslutning till länsväg 108 ifall vätgasen ska säljas vidare till industri då den kommer att behöva hämtas och transporteras med lastbil. Det kommer förmodligen att krävas någon förbindelseväg mellan vätgasproduktionsanläggningen och länsväg 108.

Figur 16 Översiktsplan för Svedala kommun där etableringsområdet och Klågerup visas. På översiktskartan går det att utläsa att det finns ett kärnområde för natur beslutat av Länsstyrelsen (grön streckad markering) norr om etableringsområdet och att det finns ett förslag på gröna stråk i närheten av vindkraftverken och etableringsområdet (gul/orange streckad linje) (Svedala kommun, 2018).

Översiktsplanen för Svedala kommun, som visas i figur 16, visar på att det finns ett kärnområde för natur norr om etableringsområdet som beslutats av Länsstyrelsen (grön streckad markering). Sedan finns där även ett förslag på gröna stråk i närheten av vindkraftverken och etableringsområdet (gul/orange streckad linje), detta är inget förslag som har blivit verkställt. Från översiktskartan går det också att utläsa att etableringsområdet inte är något detaljplanelagt område och inte heller något område för framtida detaljplaner (Svedala kommun, 2018).

5.8.2 Tillstånd vätgasproduktion och vätgastankstation

Vätgasproduktionen och vätgastankstationen kommer att behöva söka tillstånd för miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet i MB och miljöprövningsförordningen (2013:251). I prövningstillståndet behöver vätgasproduktionsanläggningen och vätgaslager ingå och ifall även vätgastankstation ska uppföras behöver den inkluderas i ansökan. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) 20 kapitlet *Hantering av bränslen och andra kemiska produkter* och 21 kapitlet *Gas- och vätskeformiga bränslen, el, värme och kyla*. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att prövas för miljötillstånd enligt 20 Kapitlet 2 § om anmälningsplikt för C-verksamhet med brännbara gaser där verksamheten får lagra mer än 5 000 ton vid ett och samma tillfälle. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att producera cirka 73–159 ton vätgas per år. C-tillståndet för verksamheten söks hos kommunen där beslut om försiktighetsmått kommer att bli aktuellt. När vätgasproduktionsanläggningen prövas mot 21 kapitlet är det paragraf 3 § som blir aktuell för verksamheten, vilket är anmälningsplikt C för anläggning för framställning av gasformigt bränsle om verksamheten inte är tillståndspliktig enligt 1 eller 2 §. 1 § avser tillståndsplikt B för en verksamhet med en total installerad effekt på 20 MW eller mer, den aktuella verksamheten har endast 1 MW elektrolysör och som mest 9 MW effekt från hybridparken. 2 § avser tillståndsplikt B ifall anläggningen framställer mer än 150 000 kubikmeter gasformigt bränsle per kalenderår. Den aktuella verksamheten kommer att framställa ungefär 5 300 kubikmeter per år vid den största vätgasproduktionen (vätgas i gasform väger cirka 30 kg per kubikmeter, största mängden vätgas som anläggningen kan producera är 158 884 kg). Även för 21 kapitlet 3 § blir verksamheten anmälningspliktigt till kommunen. Man bör ha i betänkande att kanske söka tillstånd för vätgasproduktion med en större elektrolysörkapacitet än den på 1 MW som förstudien grundas på. Ifall verksamheten visar på lönsamhet och utbyggnad sker snabbt är det bra att ha ett större tillstånd. Tillståndet skulle kunna ligga på 2 MW elektrolysör vilket innebär att man dubblar produktionen eller till och med 4 MW som rekommenderas för vätgastankstationer som ska vara publikt gångbara i det långa loppet enligt IVA (2022b). 4

MW elektrolysör ger ungefär 1,7 ton vätgas per dygn vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion.

När det gäller miljökvalitetsnormer för utsläpp till vatten och luft samt buller kommer varken solcellsparken eller vätgasproduktionen ge ifrån sig några direkta utsläpp varken till vatten eller luft. Oönskat läckage från vätgasproduktionen, lager och vätgastankstationen kan ske men med rätt säkerhetsåtgärder, där några har presenterats under avsnitt *3.6.2*, bör detta i möjligaste mån kunna undvikas. Enligt Sevesolagen och förordningen (2015:236) *om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor* går det att utläsa att vätgasproduktionsanläggningen behöver ha ett tillstånd enligt denna lag, handlingsplan samt säkerhetsrapport då den övre kravnivån är på 50 ton vätgas och produktionen i anläggningen kommer att producera mellan 73 och 159 ton beroende på hybridparkskombination och fall. Syrgasen, som ifall den inte tas om hand och säljs vidare, ventileras ut bör inte utgöra någon skada i dessa volymer som sker vid denna vätgasproduktionsanläggning. I Sevesolagstiftningen anges den undre kravnivån för syrgas till 200 ton och den övre till 2 000 ton per år. Syrgasproduktionen för verksamheten ifall den etableras kommer ligga på 581–1 271 ton syrgas per år. Värdena ligger över den undre kravgränsen men under den övre. Den undre kravgränsen kräver att verksamheten anmäls till Länsstyrelsen och att en handlingsplan uppförs. När det gäller uppfyllande av Sveriges 16 miljökvalitetsmål bidrar hybridparken med vätgasproduktion till att *begränsa klimatpåverkan* genom att öka andelen förnybar elproduktion samt leverera förnybar vätgas vilket bidrar till att minskade andelar fossil vätgas och fossil el behöver användas. Minskad användning av fossila bränslen gör att vi får en *friskare luft*.

Ett samrådsunderlag behöver uppföras samt inbjudan till samråd. I fallet för vätgasproduktionsanläggningen och vätgastankstationen kommer det förmodligen att krävas en omfattande dialog kring miljötillstånd som krävs för verksamheten. Antingen hålls ett undersöknings- och avgränsningssamråd samtidigt för att se hur Länsstyrelsen ställer sig till frågan om verksamheten medför betydande miljöpåverkan. Eller så anser verksamhetsutövaren att det redan föreligger så att verksamheten kommer att medföra betydande miljöpåverkan och ett avgränsningssamråd hålls direkt. Vid ett avgränsningssamråd ska en utökad krets bjudas in såsom statliga myndigheter, miljö- och naturorganisationer och kommuner (kommunstyrelsen) som kan vara berörda av verksamheten. Samråd med allmänheten görs genom att annonsera i ortstidningen. Statliga myndigheter som kan komma ifråga här är Myndigheten för samhällsskydd och beredskap samt Räddningstjänsten. Både Svedala och Staffanstorps kommun kan bli aktuella att bjuda in till samråd då Staffanstorps kommun ligger ganska nära etableringsområdet. En riskanalys kommer att behöva göras samt en tillståndsansökan till den lokala räddningstjänsten. En riskutredning behöver genomföras enligt lagen om brandfarlig och explosiva varor (LBE). Denna ska göras tillsammans med en klassningsplan för explosionsfarliga områden. För verksamheten ska det finnas en ansvarig föreståndare som ansvar för rutiner och hantering gällande verksamheten samt hur eventuella läckage eller spill ska hanteras. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att behöva stängslas in på grund av säkerhetsåtgärder såsom drift- och säkerhetssystem. Även betongväggar kan vara aktuella vilka skyddar bra mot explosioner och brand som nämns utförligare i kapitel *3.6.2*. Vätgasproduktionsanläggningen och vätgaslagret kommer också vara omslutna av containrar vilka också bidrar till att skydda vätgasen från utomstående exponering. En fördel med att ha vätgasproduktionen och vätgastankstationen på samma ställe är att man slipper rangering med lastbil vilket kan medföra risker. Riskerna med att transportera vätgasen i växellastflak på lastbilar kan minimeras genom att dela upp växellastflaken i sektioner som beskrivs

utförligare under avsnitt *3.6.2*. Detta gör att endast en liten mängd vätgas finns i vardera sektionen och ifall denna skulle skadas blir läckaget mindre än ifall det är ett enda stort flak. Ett växelflak innehåller 147 stycken 50 liters gasflaskor vilket är 1 470 liter vätgas per sektion. Totalt är varje flak på 7 350 liter vätgas vilket motsvarar ungefär 130 kg vätgas. Den största mängden vätgas som produceras i förstudien är på 435 kg vätgas per dygn. Med denna mängd vätgas som anges per flak för en lastbil innebär att det krävs 3,3 flak per dygn.

Säkerhetsavstånden som nämns i riskanalysen för vätgastankstationen (BSL, 2020), vilken ska uppföras i Göteborg som beskrivs i avsnitt *3.6.2*, kan användas även för vätgasproduktionsanläggningen och vätgastankstationen i förstudien. Runt etableringsområdet finns det ett fåtal gårdar som ligger inom en kilometers avstånd, den närmsta gården ligger 560 meter bort. Tätbebyggt område och idrottsanläggning återfinns cirka 1,2 kilometer bort. Skola, förskola och äldreboende ligger 1,6–2,3 km från etableringsområdet vilket beskrivs närmare i kapitel 4. Ifall vätgasproduktionsanläggningen uppförs mitt emellan vindkraftverken längs med servicevägen är det mer än 100 meter till vardera av vindkraftverken från vätgasanläggningen. Vid ett stort utsläpp räknar riskanalysen med att det behövs ett säkerhetsavstånd på 110 meter från utsläppskällan för att undvika svåra konsekvenser. Ingen verksamhet eller bebyggelse finns inom detta avstånd från etableringsområdet. Säkerhetsavståndet på minst 15 meter till närmsta väg uppfylls också med råge då länsväg 108 ligger cirka 700 meter bort från vindkraftverk 1. Riskanalysen för vätgastankstationen i Göteborg kommer fram till att riskbilden för verksamheten anses vara acceptabel med hänsyn till påverkan på liv och hälsa inom etableringsområdet. Vad gäller etableringsområdet i förstudien skulle samma resonemang fungera gällande risker då avstånden till känsliga verksamheter och andra byggnader är ännu längre i förstudien än för tankstationen i Göteborg. När det gäller bedömningen från Göteborgs stad (Göteborgs stad, 2021) gällande betydande miljöpåverkan kan inte samma paralleller dras mellan förstudien och vätgastankstationen i Göteborg. Det är två helt olika områden som berörs då den i Göteborg inte har några direkta natur- eller kulturvärden då etableringen är tänkt vid en redan existerande tankstation i ett verksamhetsområde. Etableringsområdet i förstudien är ett naturområde bestående av mestadels jordbruksmark som är riksintresse för naturvård, landskapsbildsskyddat och en plats där fornlämningar förekommer inom någon kilometers avstånd. Förutsättningarna är därför väldigt olika vilket gör att inte samma bedömning kan göras för de två fallen. Göteborgs stad gör bedömningen att verksamheten inte medför någon betydande miljöpåverkan.

Juristen Ida Westberg arbetar med miljötillstånd för företaget H2GreenSteel (Westberg, 2022) vilka ska bygga en vätgasproduktionsanläggning har i sin MKB och ansökan fått fram att vätgasproduktionen i sig ger få eller inga ”relevanta” utsläpp enligt miljöbalken. Hon konstaterar att det kan ske en atmosfärisk påverkan ifall syrgasen, som är en biprodukt i vätgasproduktionen, ventileras ut från elektrolysören. Detta bidrar till indirekta effekter på vår atmosfär. Innebörden av sådana utsläpp i stor omfattning bör analyseras närmare. Vätgasläckage från lager, produktionsanläggning och tankstation bör minimeras då även det kan påverka klimatet. Vätgas som produceras via elektrolys ökar elkonsumtionen jämfört med vätgas som produceras genom reformering av fossila bränslen och biobränslen. Om den gröna vätgasen får det genomslag som förespås inom industri och transportsektorn kommer elkonsumtionen från produktionen av vätgas få en allt större plats i framtida tillståndsprövningar. Smarta produktionsanläggningar som kräver mindre el och en ökad elproduktion av förnybar el är avgörande för den gröna vätgasens framväxt.

I förordningen (1998:1388) 19 § punkt 10 gäller anmälningsplikt istället för tillståndsplikt för bortledning av högst 1 000 kubikmeter ytvatten per dygn från ett annat vattenområde än vattendrag och högst 200 000 kubikmeter per år. För vätgasproduktionen kommer det att som mest gå åt cirka 3 900 kg vatten per dygn vilket är ungefär samma sak som 3 900 liter vatten per dygn och motsvarar 3,9 kubikmeter vatten per dygn. På ett år blir vattenförbrukningen 1 400 kubikmeter vatten. Detta innebär att vattenförbrukningen ligger väl under den högsta tillåtna bortledningen av vatten. Åtgärden behöver anmälas till tillsynsmyndigheten vilket antingen är kommunen eller Länsstyrelsen. Det kommer att behöva sökas bygglov för uppförandet av vätgasproduktionsanläggningen enligt plan- och bygglagen och bygglovet söks hos kommunen.

6. Analys och diskussion

Mycket av den forskning som förstudien har tagit del av och de strategier som gjorts för vätgas visar på att vätgasen kommer att få en avgörande roll i det framtida energisystemet. Det är dock mer oklart hur snabbt denna omställning kommer att gå och när det kommer att vara mer ekonomiskt lönsamt med förnybar vätgas än de fossila alternativen såsom fossil vätgas, naturgas och drivmedlen bensin och diesel. Då det idag inte finns helt klara riktlinjer och regelverk kring hantering av vätgas inom tillståndsprocessen ses det som ett framtida hinder i att det kan ta lång tid innan tillstånd ges. Det kan dock göra att när väl vätgasproduktionsanläggningar får uppföras har kostnaderna för att producera förnybar vätgas sjunkit och kan konkurrera ut de fossila alternativen. För att ny teknik ska etablera sig krävs det nästan alltid incitament och någon form av bidragsstöd. Det sker just nu stora satsningar på utbyggnad för vätgas gällande särskilt vätgastankstationer runt om i Sverige via Klimatklivet och inom olika EU-projekt. De fossila alternativen såsom fossil vätgas, naturgas och drivmedlen bensin och diesel måste börja betala mer korrekt för de kostnader den klimatskada de skapar utgör antingen genom skatter eller via EU:s handel med utsläppsrätter. Det är först när det sker som förnybar vätgas på riktigt kan konkurrera på marknaden och bli ett hållbart alternativ. Placeringen av hybridparken och vätgasproduktionen i Klågerup är bra ur synvinkel att det behövs förnybar el i elområde SE4 och närheten till Trelleborg där också en utbyggnad av vätgasproduktion och vätgastankstation sker inom de närmsta åren. Det finns också ett flertal industrier i de kringliggande städerna som skulle kunna vara intresserade av att köpa vätgasen både för att använda som insatsvara i tillverkning och som energikälla.

6.1 Tekniska förutsättningar

Slutsatserna gällande de tekniska förutsättningarna är att hybridparken med den största solcellsparken på 5 MW bäst når målet att i största mån kunna använda egenproducerad el till vätgasproduktionen. Fall 1 med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion ger störst mängd producerad vätgas, 435 kg per dygn och cirka 159 ton om året. Fall 1 har sina fördelar gällande att en viss produktion av vätgas alltid sker vilket kan garantera en viss volym vid försäljning. I fall 2 produceras mindre vätgas, 326 kg per dygn och 119 ton om året, men samtidigt finns mer elöverskott tillgängligt under fler tillfällen per år än för fall 1 och 3 vilket kan säljas ut på elnätet och bidrar därmed till mer förnybar el i det svenska elsystemet. Detta möjliggörs då de sex timmarnas produktionsstopp innebär att elen som produceras av vindkraften under dessa timmar säljs ut på elnätet. För fall 3 med solcellsparken på 5 MW produceras 278 kg vätgas, 101 ton om året, där den kan garanteras att vara helt förnybar då endast egenproducerad förnybar el används vid produktionen. I detta fallet behöver ingen el köpas in från elnätet vilket gör att hybridparken med vätgasproduktion inte belastar elsystemet.

När det gäller de olika effektstorlekarna på solcellsparken och dimensioneringen med endast vindkraftverk går det från resultaten i kapitel 5 att se att dimensioneringen med endast dagens vindkraft och 1 MW solcellspark inte klarar att driva vätgasproduktionen fullt ut och måste köpa in el vid ungefär hälften av årets timmar. Det är särskilt under sommaren då elproduktionen från vindkraften är låg som hybridparken inte klarar att leverera den elproduktion som krävs för vätgastillverkningen. När solcellsparken har en effekt på 2,5 MW blir elproduktionen i hybridparken jämnare över året och ett elöverskott sker vid cirka 60 procent av årets timmar. Ifall hybridparken består av 5 MW solel blir resultatet ännu bättre och ger ett ännu större elöverskott. Solcellsparken på 5 MW kompenserar gott och väl för vindkraftens låga elproduktion under sommaren. Fall 2 med hybridparken där 75 procent drift

av vätgasproduktionen sker med ett produktionsstopp på sex timmar gör att ingen el behöver köpas in under natten då elproduktion från solcellsparken inte sker. För fall 2 blir elöverskottet redan vid endast vindkraften som kraftslag större än elunderskottet. Hybridparken bestående av vind- och solkraft bidrar till att förbättra förutsättningarna för vätgasproduktionen. Vid fall 3 med off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion kommer vätgasen produceras av endast el tillverkad av hybridparken vilket innebär att den kommer att produceras när det finns tillgång till den mängden el som krävs för produktionen. Mest vätgas produceras när solcellsparken är på 5 MW. Vätgasproduktionen för off-grid hybridparken varierar mellan 199 och 278 kg vätgas per dygn. Det är endast off-grid hybridparken som helt kan garantera 100 procent förnybar vätgas. De övriga två varianterna av vätgasproduktion behöver köpa in el från elnätet vilket gör att denna el inte kan garanteras till att vara helt förnybar el. Alla tre fallen av hybridpark med vätgasproduktion bidrar med att öka andelen förnybar el i Sveriges elsystem genom det elöverskott som säljs ut till elnätet. Elöverskottet för fall 3 kan säljas ut på elnätet eller eventuellt lagras i ett batterilager eller ett vätgaslager under korta perioder för att kunna användas vid behov till vätgasproduktionen. Det hade ökat mängden vätgas som kan produceras och varit ett tekniskt bra alternativ för att kompensera för dagar med lägre elproduktion från hybridparken.

Forskningsstudien gjord av Ludwig m.fl. (2020) från en hybridparksanläggning i nordöstra Tyskland visade på att endast 2,3 procents skuggning från vindkraftverken påverkade solcellsparken som är placerad i nära anslutning till vindkraftverken. Nordöstra Tysklands väderförhållande kan ses som snarlika med etableringsområdet vilket innebär att slutsatsen om endast 2,3 procents skuggning skulle kunna vara förutsättningarna även för hybridparken i förstudien. I så fall kan bortfallen produktion för solcellerna på grund av skuggning från vindkraftverken ses som försumbar. De olika solcellsparksplaceringarna kan också påverkas olika av skuggning. Alternativ 1 skuggas mer under dagtid av verk 1 än vad alternativ 2 gör. Alternativ 3 är en kombination av alternativ 1 och 2 vilket förmodas ge ett utfall mellan alternativ 1 och 2. Verk 2 kan endast skugga solcellsanläggningen under kvällstid när solinstrålningen kommer från väster. Alternativen 4 och 5 för de större effektstorlekarna på respektive 2,5 MW och 5 MW berörs inte av skugga från något av vindkraftverken. För att undvika skuggning från vindkraftverken bör solcellsparken placeras söder om vindkraftverken vilket talar emot placeringarna enligt alternativ 1 och 3. Ifall resultatet från forskningsstudien stämmer är skuggningen försumbar vilket gör att alla fem placeringarna fungerar bra ur det avseendet.

Att använda bränslecellen för att omvandla vätgasen till el vid stor efterfrågan på el i elnätet kan i framtiden bli en viktig komponent för ett elsystem med mycket förnybar el från vind- och solkraft. Forskning från IVA (2022a) tror att detta kan vara en avgörande lösning vid år 2045 när de svenska utsläppen av växthusgaser ska vara nära noll eller noll. Fram tills dess kommer vätgasen användas mestadels inom industrin och i transportsektorn. När det gäller val av elektrolysör finns det, som nämnts tidigare under avsnitt *3.4.2*, två olika varianter som är kommersiellt gångbara på marknaden just nu, antingen en alkalisk elektrolysör eller PEM-elektrolysör. Det finns olika fördelar med de båda två beroende på vad de ska användas till. Ifall endast en vätgasproduktionsanläggning uppförs och vätgasen ska säljas till industrin fungerar en alkalisk elektrolysör bra. Ifall en vätgastankstation eller en bränslecell ska uppföras behöver vätgasen vara renare än vad den blir av en alkalisk elektrolysör och då är PEM-elektrolysören ett bättre val där ingen rening av vätgasen behöver göras. Den alkaliska elektrolysören håller en högre temperatur (100–150 ˚C) jämfört med PEM-elektrolysören (70–90 ˚C) vilket innebär att spillvärmen håller en högre temperatur från den alkaliska elektrolysören vilket kan gynna försäljningen av spillvärmen till fjärrvärmenätet.

I framtiden kan det finnas möjligt att transportera vätgasen i gasledningar till användaren men idag är det i Sverige mest kostnadseffektivt att transportera mindre mängder vätgas längre sträckor i gasbehållare med lastbil. För att den förnybara vätgasen ska bli lättillgänglig kan en utbyggnad av gasnätet via ledningssystemet bli en viktig komponent. Sverige har inte lika stort utbyggt gasnät som många andra länder i Europa som bland annat Frankrike vilket gör att det inte går att börja transportera vätgasen via naturgasnätet lika effektivt. Det finns ett stamnät för natur- och biogas i Västsverige, bland annat till orterna Staffanstorp och Svedala i närheten av etableringsområdet, men det behöver byggas ut mer innan transporterna kan ske som i Frankrike. Transport av vätgas kommer förmodligen för Sveriges del att ske via lastbil de närmaste åren. Vätgasen kan komma att bli ett avgörande drivmedelsalternativ för den tunga fordonsflottan såsom lastbilar och jordbruksmaskiner. Satsningen på vätgas inom jordbruksmaskiner kan komma att ske om några år. Signaler från marknaden tyder på att det i första hand kommer vara industrin som ska ställas om med hjälp av vätgas och därefter transportsektorn. Det sker trots detta olika utbyggnadsprojekt av tankstationer för vätgas runt om i Sverige. Infrastrukturen för tankning av vätgas och produktionen av den behöver komma på plats först innan människor är beredda på att satsa på denna typ av fordon. När det väl är på plats kommer staten och kommuner behöva hjälpa till att ge politiska och ekonomiska incitament till näringsliv, företag och privatpersoner att göra omställningen. Ifall detta görs kommer flera att välja att byta ut sina gamla dieseldrivna tunga fordon mot nya vätgasfordon. De allra flesta har trots allt förstått att omställningen mot ett mer hållbart samhälle måste ske, med bättre och hållbara alternativ för energi, drivmedel och insatsvaror.

6.2 Ekonomiska förutsättningar

6.2.1 Försäljningspris och inköpspris på el

Inköpspriset på el i förstudien är satt till 150 öre per kWh och försäljningspriset på el till 50 öre per kWh. Skillnaden dem emellan beror på nätavgifter och moms. Ifall försäljningspriset på el skulle gå upp kommer inköpspriset på el att följa efter och tvärtom. Antagandena som gjorts om inköpspris och försäljningspris på el i förstudien gör att det lite förenklat innebär att inköpspriset på el är tre gånger så högt som försäljningspriset.
För fall 1 med hybridparken bestående av en solcellspark på 5 MW med 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion blir elöverskottet mer än fyra gånger så stort som elunderskottet vilket gör att denna dimension på hybridparken eliminerar kostnaderna för inköpt el vilket väger upp för de tillfällen då hybridparken inte levererar tillräckligt med el. Elöverskottet är hela fyra gånger så stort vilket gör att det resulterar i en intäkt då elöverskott säljs ut på elnätet. För fall 2 med hybridparken bestående av 1 MW solcellspark och 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp blir elöverskottet mer än tre gånger så stort som elunderskottet vilket innebär att produktionsanläggningen eliminerar kostnaden för inköpt el. Elunderskottet vid 75 procent drift av vätgasproduktionen med produktionsstopp, blir med hybridparken bestående av vindkraft och 5 MW solel, 818 MWh per år. Elöverskottet som sedan kan säljas ut på elnätet blir 7 899 MWh per år. Med en solcellspark på 5 MW i hybridparken blir elöverskottet mer än nio gånger så stort som elunderskottet. Fall 3 med hybridparken bestående av 5 MW solel ger ett stort överskott av el under sommaren och gör tillsammans med vindkraften att 64 procent av årets timmar kan producera vätgas med endast el från hybridparken. Intäkten för såld el blir störst med dagens vindkraftverk på 4,7 miljoner SEK. Gällande försäljning av elöverskott, för de olika hybridparkskombinationerna med vätgasproduktion, sker den största intäkten vid fall 2 med 5 MW solcellspark vilket ger en intäkt på 4 miljoner SEK. De näst bästa intäktskällorna vid försäljning av överskottsel sker för fall 1 och fall 3 med 5 MW solcellspark och ligger för

båda två på 3,2 miljoner SEK. Det är viktigt att se detta som endast en del av intäkterna för hybridparken med vätgasproduktion då även försäljningen av vätgas kommer ge de största intäkterna och försäljning av restprodukter och spillvärme kan ge ytterligare intäkter.

När det blåser rikligt och solen skiner producerar hybridparken mer el än vad vätgasproduktionen behöver vilket gör att denna el kan säljas ut på elnätet, dock är det så att det förmodligen säljs till ett lågt pris då elproduktionen är hög för hela elområdet. Frågan om det är mer lönsamt att lagra denna el i ett batterilager eller i ett vätgaslager istället för att sälja den till elnätet vid låga elpriser behöver utredas ytterligare. För att kunna producera vätgas endast när det är elöverskott och låga elpriser krävs investeringar i lager och överkapacitet hos elektrolysören. Detta sker till viss del i fall 2 med 75 procent drift av vätgasproduktionen med sex timmars produktionsstopp och för fall 3 med off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion då kapaciteten hos elektrolysören inte används fullt ut hela tiden. Det är en stor kostnad att köpa in el till hybridparken med vätgasproduktion. De optimala förutsättningarna är att inte behöva köpa in någon el alls eller möjligen köpa in el när det är till ett väldigt lågt pris vilket oftast sker under natten. Det är detta faktum som talar emot att ha ett sex timmars produktionsstopp under natten. Ur detta avseendet är fall 3 med off-grid hybridparken med variabel vätgasproduktion det mest ekonomiskt lönsamma alternativet då ingen el köps in utan vätgasproduktion endast sker då hybridparkens egna elproduktion driver den.

6.2.2 Jämförelse mellan produktionskostnader och försäljningspris för vätgas

Produktionskostnaderna för vätgasproduktionen beräknades till 44–70 SEK per kg vätgas beroende på vilken utformning av hybridparken som väljs, se tabell 19. För vätgasproduktion med vätgastankstation varierar produktionskostnaden mellan 65 och 84 SEK per kg vätgas, vilket också kan ses i tabell 19. Produktionskostnaden i förstudien varierar som sagt mellan 44 och 70 SEK per kg där fall 3 med off-grid hybridpark med variabel vätgasproduktion (44–50 SEK per kg) bäst möter de produktionskostnadsuppgifter som återfunnits i litteraturen och bland leverantörer inom branschen. Detta intervall för produktionskostnaden ligger väl inom de ramar som angetts i avsnitt *3.4.7* och återfinns i tabell 20. Det är endast de produktionskostnader som angetts för fossil ”grå” vätgas och kärnkraftsproducerad ”gul” vätgas som ligger lägre i produktionskostnad, 8,5–20 SEK per kg respektive 24 SEK per kg vätgas. För vätgasproduktionen enligt fall 1 hamnar dess kostnadsintervall på 60–70 SEK per kg i det övre kostnadsspannet jämfört med produktionskostnader som angetts i litteraturen och avsnitt *3.4.7*, se tabell 19 och 20. För fall 2 blir produktionskostnaden 54–65 SEK per kg vilket står sig bra jämfört med två av tre produktionskostnader från litteraturen och leverantörer enligt tabell 20. Produktionskostnaden för fall 2 är endast marginellt över det tredje produktionskostnadsintervallet på 40–60 SEK per kg. Det lönsammaste alternativet sett till produktionskostnad för vätgasproduktionen i förstudien är fall 3 med någon av hybridparkskombinationerna eller endast vindkraft. De olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna och dimensioneringen med endast vindkraft skiljer sig bara med 6 SEK per kg vilket gör att andra faktorer såsom såld el ut till elnätet och mängden vätgas som produceras bör tas i beaktning gällande vilken storlek på solcellsparken som ger mest ekonomisk lönsamhet. När endast dagens vindkraftverk driver vätgasproduktionen tillverkas 199 kg vätgas per dygn medan för den största hybridparken med 5 MW solcellspark blir produktionen 278 kg vätgas per dygn. Det skiljer 79 kg vätgas per dygn i produktion och skillnaden i produktionskostnad mellan dessa är 6 SEK per kg vilket resulterar i en merkostnad på 474 SEK per dygn för den större hybridparken.

Tabell 19 Produktionskostnaden för elektrolysören och elektrolysören med vätgastankstation i SEK/kg vätgas presenteras för de tre olika fallen av vätgasproduktion med de tre olika dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna och dimensioneringen med endast vindkraft.

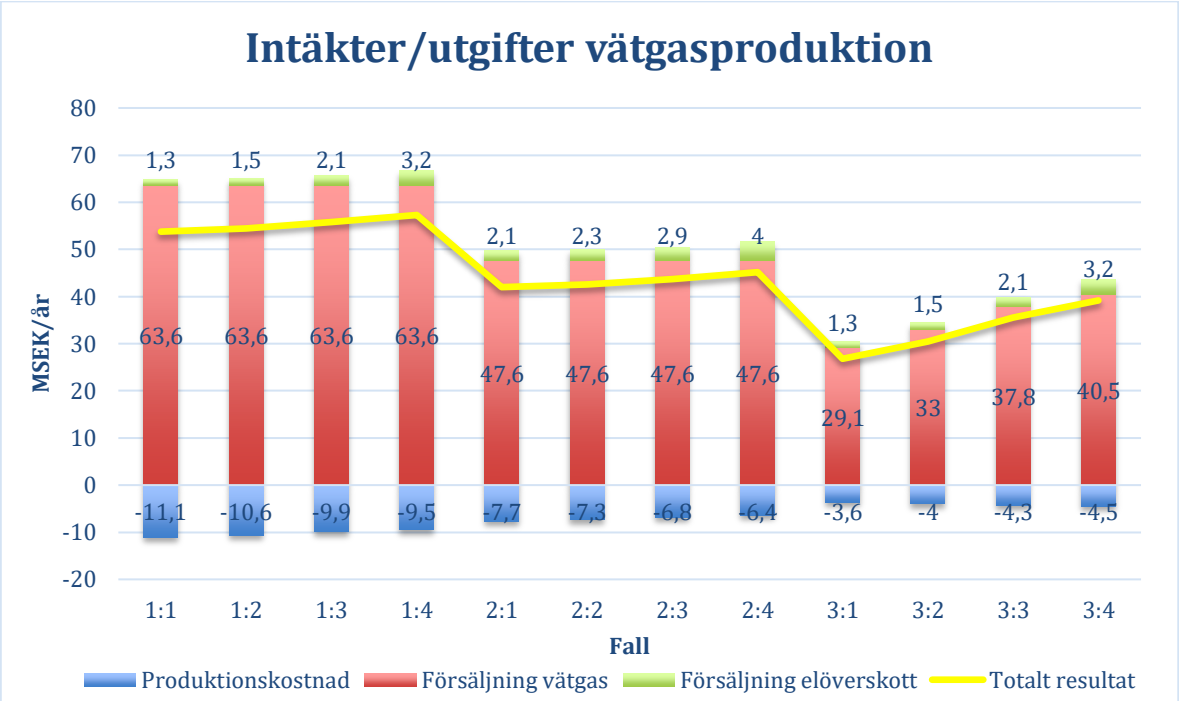
Fall:	Produktionskostnad Elektrolysör (SEK/kg vätgas)	Produktionskostnad Vätgastankstation (SEK/kg vätgas)
Fall 1:1	70	84
Fall 1:2	67	81
Fall 1:3	62	76
Fall 1:4	60	74
Fall 2:1	65	83
Fall 2:2	61	79
Fall 2:3	57	75
Fall 2:4	54	72
Fall 3:1	50	79
Fall 3:2	48	73
Fall 3:3	45	68
Fall 3:4	44	65

Tabell 20 Produktionskostnad, försäljningspris och försäljningspris vätgastankstation för vätgas i SEK/kg från olika källor från avsnitt 3.4.7.

Källa	Produktionskostnad (SEK/kg vätgas)	Försäljningspris (SEK/kg vätgas)	Försäljningspris vätgastankstation (SEK/kg vätgas)
Vätgas via elektrolys (Vätgas Sverige 2022)	40–60	-	-
Svensk forskningsstudie (Tang m.fl. 2021)	35–72	-	-
Fransk forskningsstudie (Yue m.fl. 2021)	38–70 8,5–20 (fossil vätgas) 24 (kärnkraftsprod. vätgas)	37–122	171
Spansk forskningsstudie (Tang m.fl. 2021)	-	129	106
Nilsson Energy (Nilsson 2022)	-	35–82 (följer elbörsen) 300–500 (gasflaskor till industri)	106

Gällande intäkter från såld el ut på elnätet för ett år där försäljningspriset har satts till 50 öre per kWh, vilka återfinns i avsnitt *5.7.4* i tabell 18, ger dagens vindkraft en intäkt på 4,7 miljoner SEK. För fall 1 blir intäkterna 1,3–3,2 miljoner SEK, för fall 2 2,1–4 miljoner SEK och för fall 3 1,3–3,2 miljoner SEK. Den största intäkten från försäljning av elöverskottet sker för fall 2 med hybridparken bestående av 5 MW solcellspark. För fall 1 och 3 sker den största

intäkten gällande försäljning av överskottsel också med den största hybridparkskombinationen men blir 800 000 SEK mindre än för fall 2.

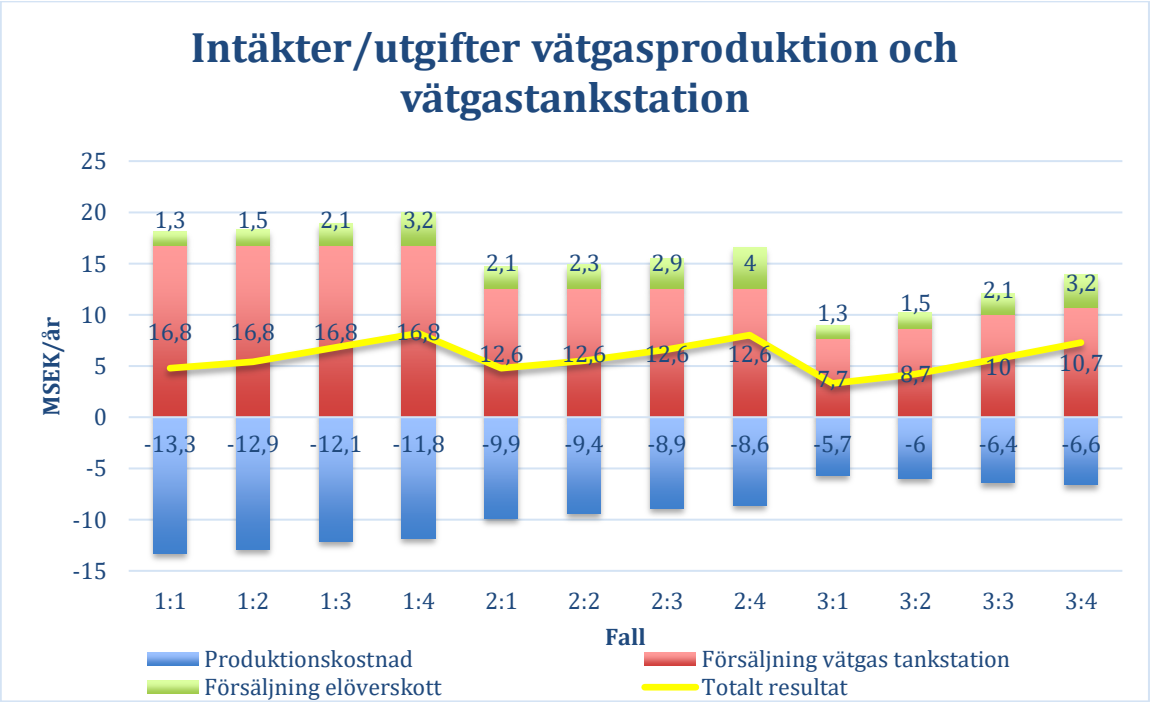


Figur 17 Intäkter/utgifter för vätgasproduktionen i MSEK/år för de tre olika fallen och de fyra olika hybridkombinationerna. Intäkterna är försäljning av vätgas till industrin där medelvärdespriset är 400 SEK/kg vätgas använts samt försäljning av elöverskottet, utgiften är produktionskostnaden och total gällande intäkter/utgifter.

Ifall vätgaspriset vid försäljning till industrin är 300–500 SEK per kg, då det säljs i mindre mängder i gasflaskor, finns det goda marginaler för alla tre fallen av vätgasproduktion gällande dess produktionskostnader. I figur 17 har ett medelvärdespris på 400 SEK per kg vätgas vid försäljning till industrin använts för att kunna få en uppfattning om potentiella intäkter och utgifter för hybridparken med vätgasproduktion. Även vid den högre produktionskostnaden på 70 SEK per kg finns det goda utrymmen att göra en lönsam affär till detta försäljningspris. Det är värt att ta i beaktan att produktionskostnaden endast inkluderar själva produktionen av vätgasen och komprimeringen av gasen. Här är inga distributionskostnader inkluderade. Distributionen av vätgasen till industri, som nämnts tidigare, görs lättast i dagsläget med lastbil. När vätgasproduktionsanläggningen har byggts kan det höga försäljningspriset på vätgas till industrin gynna verksamheten genom att det kan säljas för ett så högt pris som 300–500 SEK per kg vilket kan resultera i stora intäkter som kan betala av verksamheten och kanske bidra till en senare finansiering av en vätgastankstation. Intäkterna blir mest gynnsamma vid fall 1 med solcellsparken på 5 MW vilket blir 57,3 MSEK per år. För fall 2 och 3 är det också dimensioneringen med solcellsparken på 5 MW som ger de största intäkterna, 45,2 respektive 39,2 MSEK per år.

För vätgasproduktion med vätgastankstation varierar produktionskostnaden mellan 65 och 84 SEK per kg vätgas, se tabell 19. Vätgaspriserna för en vätgastankstation varierar mellan 106 och 171 SEK per kg i de uppgifter som hittats i litteraturen och gällande prissättningen för tankstationen i Mariestad, se tabell 20. Vätgaspriset vid tankning i Mariestad ligger idag på 106 SEK per kg vätgas vilket också är ett referenspris från en forskningsstudie gjord i Spanien. Det franska priset för vätgas vid en tankstation är satt betydligt högre till 171 SEK

per kg. Då priset vid tankstationen i Mariestad är för svenska förhållanden känns det som det mest korrekta att jämföra med i förstudien.



Figur 18 Intäkter/utgifter för vätgasproduktion och vätgastankstation i MSEK/år för de tre olika fallen och de fyra olika hybridkombinationerna. Intäkterna är försäljning av vätgas via tankstation där priset är 106 SEK/kg vätgas använts samt försäljning av elöverskottet, utgiften är produktionskostnaden och total gällande intäkter/utgifter.

I figur 18 visas intäkter och utgifter för hybridparken med vätgasproduktion och en vätgastankstation där försäljningspris för vätgasen satts till 106 SEK per kg som i Mariestad. För fall 1 blir dess produktionskostnad 22–32 SEK per kg lägre än det satta försäljningspriset på 106 SEK per kg. För fall 2 blir dess produktionskostnad 24–33 SEK per kg lägre. Det är viktigt att ha i beaktan att vinstmarginal inte finns inkluderat i produktionskostnaden. För fall 3 finns det mer utrymme för pålägg av vinstmarginal, produktionskostnaden är i intervallet 65–79 SEK per kg där skillnaden mot försäljningspriset blir 27–41 SEK per kg vilket motsvarar ett extra marginalutrymme (vinstutrymme) på 25–39 procent. När det gäller att etablera en vätgastankstation till hybridparken med vätgasproduktion blir det mest ekonomiskt lönsamma fallet sett till produktionskostnader fall 1 med solcellsparken på 5 MW vilket ger intäkter på 8,2 MSEK per år. De näst bästa alternativen är fall 2 och 3 med solcellsparken på 5 MW med intäkter på 8,0 respektive 7,3 MSEK per år.

Även intäkter från såld el till elnätet måste tas med i kalkylen och där kommer de största intäkterna från den största hybridparkslösningen med en solcellspark på 5 MW solel. Skillnaderna i produktionskostnad är förhållandevis små mellan de olika hybridparkskombinationerna vilket innebär att det är intäkterna från såld el och vätgas som ska avgöra vilken storlek på solcellsparken som är mest lönsam och tas det i beaktan är det den största solcellsparken på 5 MW som ger de största totala intäkterna per år. Ifall vätgaspriset vid tankstation istället sätts till 171 SEK per kg vätgas som angetts i den franska forskningsstudien blir de ekonomiska förutsättningarna ännu mer gynnsamma för de beräknade produktionskostnaderna i förstudien än vid 106 SEK per kg vätgas vid en tankstation. Försäljning av vätgas till industrin med ett försäljningspris på 300–500 SEK per kg, medelvärdet på 400 SEK per kg har använts i figur 17, är mycket mer ekonomiskt gynnsamt för hybridparken med vätgasproduktion än att bygga till en vätgastankstation med

ett försäljningspris på 106 SEK per kg, se figur 18, sett till den totala intäkten/utgiften som priserna på vätgas ser ut just nu.

6.2.3 Elnätstariffer och elcertifikat

Elnätstariffen är en hög avgift för många förnybara kraftslag och slår särskilt hårt mot vindkraften och kommer förmodligen även göra detta mot solkraften när större anläggningar byggs ut mer. Undantaget om att anläggningar under 1,5 MW slipper att betala full elnätstariff kommer förmodligen att tas bort som uttryckts i elmarknadsinspektionens översyn av systemet. Det kommer då bli mer rättvist för små och medelstora produktionsanläggningar, det kan resultera i något större effekt på produktionsanläggningarna men kostnaden för elnätstariffen kan ta en stor del av intäkterna i anspråk ett molnigt och vindstilla år. Det kan få stora konsekvenser för mindre produktionsbolag som kan få det tufft att nå ekonomisk lönsamhet och i värsta fall kan det leda till konkurs. Elnätstariffen borde göras om så att avgiften ställs mer rättvist mot intäkterna eller den faktiska elproduktionen från elproduktionsanläggningen och inte efter dess effekt (Wizelius, 2015). När det gäller hybridparken i förstudien kommer undantaget bara att gynna den minsta effektstorleken på 1 MW, både de två större solcellsparkerna på 2,5 MW och 5 MW kommer att få betala elnätstariffen ifall den blir kvar. Elnätstariffer för solcellsparkerna 2,5 MW och 5 MW skulle resultera i en kostnad på cirka 300 000 SEK för 2,5 MW och cirka 600 000 SEK för 5 MW. Detta är uträknat genom den angivna kostnaden på 180 000 SEK i elnätstariff för en elproduktionsanläggning på 1 500 kW, ifall den skulle få stå för full elnätstariff, vilket omnämns i avsnitt *3.1.3*. De befintliga vindkraftverken är på 2 MW var och betalar tillsammans ungefär 500 000 SEK. Detta resulterar i en kostnad för hybridparken i elnätstariff med dagens system på 800 000 SEK för hybridparken med 2,5 MW solcellspark och 1,1 MSEK för den med 5 MW solcellspark. För att undgå elnätstariffen för de två större solcellsparkerna kan de styckas av till mindre enheter under 1,5 MW med egna anslutningspunkter vilket andra solcellsparker har gjort, se avsnitt *3.3*. Beräkningarna av elnätstarifferna har inte inkluderats i de ekonomiska kalkylerna i förstudien. Elcertifikatsystemets ersättning var för 2022 nere på 3,2 öre per kWh och håller på att fasas ut vilket gör att det inte är någon lönsamhet i detta längre och det kommer inte bidra till några intäkter för den nya hybridparken.

6.3 Tillståndsmässiga förutsättningar

Tillståndsprocessen är en mycket stor utmaning i många avseenden då förnybar vätgas är en relativt ny marknad och riktlinjer och direktiv inte är helt fastställda. Flera EU-direktiv är helt avgörande för hur Sverige kan bygga ut vätgassystemet och vilken produktionstyp som kommer att räknas som förnybar vätgas. Sverige behöver skapa tydliga och enhetliga riktlinjer och lagar gällande vätgasproduktion och vätgastankstation. En standard för vätgas håller på att tas fram och även riktlinjer för hanteringen av gasen. Idag är tillståndsprocessen relativt kort gällande solcellsparker vilket därmed kan gynnas av att söka detta tillstånd separat från vätgasproduktionen. Ifall den myndighet som ska fatta beslut om vätgasproduktionsanläggningen känner stor osäkerhet i ämnet kan processen bli omfattande och långdragen. Förhoppningen är att riktlinjer och definitioner i lagstiftning och handböcker ska upprättas skyndsamt för att vätgasutvecklingen ska bli av. Det kan förekomma synergier vid tillståndsansökan som kan stärka lokaliseringen för hybridparken med vätgasproduktion vilket kan tala för att samla tillstånden till en ansökan då antaganden om dess positiva inverkan på att begränsa klimatpåverkan genom att ge förnybar el och vätgas. En tydlig och kort tillståndsprocess kan medföra konkurrensfördelar för vätgasproduktion jämfört med

andra länder och då kan Sverige i framtiden bli en exportör av förnybar vätgas. Det är avgörande att det inte tummas på säkerhetsfrågor och andra frågor som rör tillståndet såsom vattenhantering och anspråk som tas på jordbruksmark men samtidigt måste tillståndsprocessen gå relativt fort för att verksamheter ska etableras. Det behöver ges tydliga instruktioner och tidsperspektiv från myndigheters sida gällande tillståndsprocessen för att investerare ska veta när deras produktion kan starta och intäkterna kan börja komma in.

Vätgasproduktionsanläggningen och vätgastankstationen är enligt 9 kapitlet MB miljöfarlig verksamhet. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) 20 kapitlet *Hantering av bränslen och andra kemiska produkter* och 21 kapitlet *Gas- och vätskeformiga bränslen, el, värme och kyla*. För båda dessa två kapitlen i MB kommer vätgasproduktionsanläggningen bli anmälningspliktig enligt C-verksamhet där anmälan görs till kommunen. Vätgasproduktionen går också under Sevesolagen och förordningen (2015:236) *om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor* och där går det att utläsa att vätgasproduktionsanläggningen behöver ha ett tillstånd enligt denna lag, handlingsplan samt säkerhetsrapport då produktionen av vätgas överstiger den övre kravnivån på 50 ton vätgas per år. Produktionen i anläggningen kommer att producera mellan 73 och 159 ton beroende på hybridparkskombination och fall. När det gäller syrgasen ligger produktionsvolymerna på 581–1 271 ton syrgas per år vilket är över den undre kravgränsen på 200 ton per år men under den övre på 2 000 ton per år. Den undre kravgränsen kräver att verksamheten anmäls till Länsstyrelsen och att en handlingsplan uppförs.

I reflektion av informationen från tidigare avsnitt går det att konstatera att acceptansen i samhället är till stor del avgörande för etablering av nya tekniska lösningar. Vätgasens framväxt behöver därmed bli accepterad av samhället och särskilt kommuner runt om i landet. Detta är inte bara relevant sett till vätgasen utan också för sol- och vindkraft. För att en vätgasekonomi på riktigt ska kunna ta fart behöver den förnybar elproduktionen öka i Sverige och även elnätet behöver byggas ut. Ifall vätgastankstationen anläggs bör elektrolysören vara placerad vid tankstationen. Det går att köpa en helhetslösning från leverantör med elektrolysör och tankstation med pumpar i container. Det kan även vara fördelaktigt med att ha de olika komponenterna inom vätgasproduktionen på samma ställe gällande tillståndsprocessen. Man bör ha i betänkande att kanske söka tillstånd för vätgasproduktion för en större elektrolysörkapacitet än den på 1 MW som förstudien grundas på. Ifall verksamheten visar på lönsamhet och utbyggnad av vätgasekonomin sker snabbt i Sverige är det bra att ha ett större tillstånd för att kunna expandera verksamheten. Tillståndet skulle kunna ligga på 2 MW elektrolysör vilket innebär att man dubblerar produktionen eller till och med 4 MW som rekommenderas för vätgastankstationer vilka ska vara publikt gångbara i det långa loppet enligt IVA (2022b). 4 MW elektrolysör ger ungefär 1,7 ton vätgas per dygn vid 100 procent kontinuerlig vätgasproduktion. En ökad kapacitet hos elektrolysören kommer dock att kräva en större elproduktion från hybridparken och därmed behöver möjligen ytterligare vindkraftverk och en större solcellspark anläggas.

6.3.1 Jordbruksmark mot förnybar elproduktion

Det kan vara svårt att få tillstånd från Länsstyrelsen gällande anläggande av solcellsparker på jordbruksmark. De tre första placeringsalternativen som presenterats för solcellsparken fungerar för effektstorleken 1 MW. För dessa tre tilltänkta placeringarna tas inte så mycket jordbruksmark i anspråk utan placeringarna av solcellerna sker mestadels längs med servicevägar till vindkraftverken. Ytan som krävs för en 1 MW solcellspark i förstudien är

ungefär på ett hektar. För de andra två effektstorlekarna 2,5 MW och 5 MW krävs det en mycket större yta, ungefär 3 hektar för 2,5 MW och cirka 6 hektar för 5 MW, vilket innebär att mycket mer jordbruksmark behöver tas i anspråk. Placeringsalternativ 4 och 5 är på jordbruksmark som är graderade till 6–7 hos Länsstyrelsen (siffran 10 innebär bäst jordbruksmark) och har även av lantbrukaren Mattias Romner klassats som mindre bördig. Detta kan resultera i att chanserna för att få anlägga solcellsparken blir större.

Etableringsområdet är landskapsbildsskyddat, klassas som riksintresse för naturvård och där förekommer fornlämningar i anslutning till etableringsområdet. Detta kan försvåra processen och kan resultera i att en MKB kan behöva göras. Det finns inga direkta hinder gällande Svedala kommuns översiktsplan för etableringen av hybridparken med vätgasproduktion. Etableringsområdet är inget detaljplaneområde och inte avsatt för någon framtida utbyggnad. Vindkraftverken som anlagts på etableringsområdet har delvis redan påverkat den visuella bilden av området och en MKB gjordes redan 2007 för vindkraftsutbyggnaden. Detta talar för att en MKB möjligen inte behöver göras för solcellsparken. En MKB kommer dock förmodligen att behöva uppföras för vätgasproduktionen och vätgastankstationen. Ett godkännande för anmälan till samråd enligt 12:6 MB eller ett undersökningssamråd enligt 12:6 MB med en liten MKB bör bli utfallet gällande solcellsparken. För vätgasproduktionen och vätgastankstationens del bör ett undersöknings- och avgränsningssamråd göras samtidigt för att se hur Länsstyrelsen ställer sig till om verksamheten kommer att medföra betydande miljöpåverkan. Svedala kommun lär behöva informeras om etableringen och förmodligen även Staffanstorps kommun då kommungränsen går i närheten av etableringsområdet. Den lokala acceptansen kan bli avgörande i huruvida tillstånd ges både för solcellsparken och för vätgasproduktionsanläggningen vilket gör att ett avgränsningssamråd kan vara att föredra då en bredare krets blir inbjudna. Vätgas är nytt inom energi- och transportsystemet i Sverige vilket kan medföra rädslor från allmänheten gällande säkerhetsfrågor. Att anordna samrådet med ett fysiskt möte kan vara en bra idé då de berörda känner sig mer inkluderade i processen och bör få chansen att yttra sig både muntligt och skriftligt. Allmänheten bör informeras i den lokala ortstidningen.

Frågan kring markhushållning är en svår nöt att knäcka, Sverige behöver både öka sin mat- och energiproduktion. Det blir en oundviklig duell mellan solcellsparker och jordbruksmark i många fall. I Skåne finns det mycket jordbruksmark med den högsta graderingen 8–10 vilket gör att ifall en hybridpark med vätgasproduktion ska få tillstånd att anläggas någonstans i Skåne bör det vara bättre på de mindre bördiga jordbruksmarkerna såsom etableringsområdet. Det är att föredra att i den mån det går förlägga solceller på tak och byggnader eller mark som inte är lika viktig för matproduktion. Det går även som sagts tidigare att hitta lösningar där marken mellan solcellsmodulerna kan användas för bete eller till blomsterängar som gynnar pollinerande insekter. I förstudien är det tänkt att får kan beta inom solcellsparksområdet vilket gör att marken inte behöver tas ur produktion för jordbruk. Solcellsparken kommer också hägnas in för att förhindra stöld och för att de betande fåren behöver stanna inom området. Djurlivet kan påverkas men djurpassager inom inhägnaden kan bli aktuella. Ifall marken används för bete berikar det den biologiska mångfalden genom att vara ängsmark eller betesmark. Solcellsmodulerna kan få en skyddande egenskap där de skyddar får eller andra betesdjur genom att ge dem skugga under årets varmaste dagar. Solcellsmodulerna kan även skydda gräset från solen och därmed förhindra torka. Detta innebär att det finns positiva synergieffekter mellan solcellsparken och betesmark för djur.

6.3.2 Vätgasens tillståndsprocess gällande risk och säkerhet samt nya perspektiv på miljöeffekter

Riskanalysen och detaljplanen för etableringen av en vätgastankstation i Göteborg visade på att etableringen inte skulle bidra till någon ytterligare betydande miljöpåverkan och att riskbilden ansågs acceptabel gällande människors liv och hälsa. Att det blev detta utfallet kan ses som förståeligt när det redan finns en tankstation för andra bränslen på området, avsaknad av natur- och kulturvärden samt inga känsliga verksamheter i närheten. Den nya anläggningen påverkar inte etableringsområdet särskilt mycket, men etableringen gör samtidigt området ännu mer industriutsatt. Etableringen av vätgasproduktion i Klågerup med en eventuell vätgastankstation kommer att påverka området mer och till viss del förändra det, sedan är det inte helt lätt att bedöma om det medför betydande miljöpåverkan. Vätgasproduktionen tar inte mycket mark i anspråk, endast cirka 20 m^2. Sen ska ett vätgaslager uppföras och anläggningen behöver hägnas in av säkerhetsskäl samt med betongväggar som brandskydd. Ifall en vätgastankstation ska uppföras inom etableringsområdet behöver denna anläggas i närheten av länsväg 108 så att den blir lättillgänglig för fordonstrafiken. Det kommer att ske lastbilstrafik vid hämtning av vätgasen vilket innebär en ökad mängd trafik jämfört med dagens situation. Det kommer dock inte resultera i någon påtaglig ökning. Ifall vätgastankstationen anläggs i anslutning till länsväg 108 kan det resultera i en ökad mängd trafik på vägen. Tack vare att fordonen som kommer att bli aktuella för tankning på vätgastankstationen är bränslecellsfordon kommer inga ökade utsläpp av växthusgaser till luft att ske trots en ökad mängd trafik. Vätgastankstationen behöver ha skyddsåtgärder precis som vätgasproduktionsanläggningen såsom detekterings- och säkerhetssystem för att förhindra brand och explosion. Läckage av vätgas från produktion, lager och tankstation kan ske men med rätt säkerhetsåtgärder som beskrivits i avsnitt *3.6.2* kan det minimeras.

När det gäller vätgasproduktionen och syrgasen som produceras som en biprodukt kan den antingen samlas in och säljas vidare eller ventileras ut i atmosfären. För vätgasproduktionsanläggningen i förstudien ligger mängden syrgas på 581–1 271 ton per år vilket gör att den går in under den undre kravgränsen i Sevesolagstiftningen och det krävs en anmälan till Länsstyrelsen och en handlingsplan. När syrgasen ventileras ut till atmosfären bidrar det till indirekta effekter på vår atmosfär precis som juristen Ida Westberg konstaterat i tidigare avsnitt *3.6.2*. Ifall produktionen av vätgas via elektrolys blir mycket storskalig så det sker på många platser runt om i världen, kan utsläppen av syrgas då få en påtaglig effekt? Förmodligen kommer detta att påverka vår atmosfär vilket bör resultera i tydligare regelverk kring hur sådana utsläpp får gå till och mängder som tillåts. Det kan även bli så att det inte kommer att tillåtas att ventilera ut syrgasen utan att den måste tas om hand och säljas vidare och ses som en resurs. Om man beaktar att det tillverkas åtta gånger mer syrgas per kg vätgas är det en stor mängd som bara ventileras ut. Att tillvarata syrgasen känns som ett alternativ mer i enlighet med miljöbalken. Samma sak gäller för spillvärmen som också produceras under elektrolysen vilken är på 30–40 procent. Att denna kan säljas ut på fjärrvärmesystemet är avgörande för att vi ska kunna skapa ett cirkulärt hållbart samhälle. I förstudiens fall är detta en möjlighet som verkligen bör undersökas vidare, det kanske inte kommer att kunna genomföras direkt men långsiktigt bör det inkluderas särskilt ifall Klågerups fjärrvärmesystem byggs ut.

Säkerhetsfrågorna kring vätgasproduktionen är viktiga och avgörande i tillståndsprocessen vilket gör att en riskanalys behöver uppföras och inkludera de aspekter som är relevanta. Även tillstånd hos den lokala Räddningstjänsten behövs samt olika föreskrifter och lagar gällande hantering av explosiva ämnen behöver följas. Arbetsrutiner för hantering och säkerhet gällande vätgasen behöver uppföras. Läckage av vätgas ska i möjligaste mån

minimeras och undvikas då det annars kan påverka atmosfären.
Vätgasproduktionsanläggningen i förstudien är förhållandevis liten jämfört med de stora satsningarna som görs i norra Sverige gällande vätgas. Det är dock så att även små läckage kan få konsekvenser för miljö och säkerhet. Elkonsumtionen vid elektrolys är en påtaglig del av vätgasproduktionens klimatavtryck vilket gör att det kan få en mer avgörande del i framtida tillståndsprocesser. Att minimera elförbrukningen och optimera elektrolysörer och kringutrustning bör utgöra en stor del av framtida forskning inom vätgas. De satsningar som belysts i rapporten inom vätgas kommer att göra att elkonsumtionen ökar påtagligt de närmsta åren. Här är kombinationen i förstudiens fall med en hybridpark med förnybar elproduktion en viktig faktor för att nå ett så litet klimatavtryck som möjligt. Hybridparken i fall 3 driver vätgasproduktionen med endast egenproducerad förnybar el. Kombinationen med batterilager eller vätgaslager kommer förmodligen bli den framtida mest gynnsamma lösningen både sätt till samhällsnyttan genom förnybar el till elnätet med inget uttag av el till produktionen samt leverans av 100 procent förnybar el. Tillståndsmässigt bör denna hybridparkslösning vara mest fördelaktig. Ifall vätgasproduktionen får det genomslag som många runt om i världen hoppas på kan möjligen vattentillgångar bli ett begränsande problem, vid elektrolys behövs det nio kg vatten för att tillverka ett kg vätgas. Sett till de svenska förhållanden har vi relativt god tillgång på vatten men förutsättningarna har börjat förändras på grund av klimatförändringarna. I vissa delar av södra Sverige är det idag brist på färskvatten. I många delar av världen är förutsättningarna ännu sämre, vilket gör att forskning kring att kunna använda saltvatten i elektrolysprocessen kan få en avgörande roll för framtiden.

7. Slutsatser

Den tekniska slutsatsen är att hybridparken med den största solcellsparken på 5 MW bäst når målet att i största mån kunna använda egenproducerad el till vätgasproduktionen. Fall 1 ger störst mängd producerad vätgas, 435 kg per dygn. I fall 2 produceras mindre vätgas, 326 kg per dygn, men samtidigt finns mer elöverskott tillgängligt under fler tillfällen per år än för fall 1 och 3 vilket kan säljas ut på elnätet och bidrar därmed till mer förnybar el i det svenska elsystemet. Detta då de sex timmars produktionsstopp innebär att elen som produceras under dessa timmar säljs ut på elnätet. För fall 3 med solcellsparken på 5 MW produceras 278 kg vätgas där den kan garanteras att vara helt förnybar då endast egenproducerad förnybar el används vid produktionen. I detta fallet behöver ingen el köpas in från elnätet vilket gör att hybridparken med vätgasproduktion inte belastar elsystemet. Om fall 3 kombineras med ett batterilager eller ett vätgaslager skulle vätgasproduktionen utökas och bli en ännu bättre lösning. När det gäller skuggning från vindkraftverken har det visat sig ha försumbar påverkan för solcellsparker i hybridparker från tidigare forskning och det påverkar därmed inte valet av placering i förstudien.

Den ekonomiska slutsatsen för hybridparken med vätgasproduktion är att det lönsammaste alternativet sett till produktionskostnad i förstudien är fall 3 med någon av dimensioneringarna av hybridparkskombinationerna eller dimensioneringen med endast vindkraft. De olika hybridparkskombinationerna och dimensioneringen med endast vindkraft skiljer sig bara med 6 SEK per kg (44–50 SEK per kg) vilket gör att andra faktorer såsom såld el ut till elnätet och mängden vätgas som produceras bör tas i beaktning gällande vilken storlek på solcellsparken som ger mest lönsamhet. För de olika hybridparkskombinationerna med vätgasproduktion gällande försäljning av överskottsel sker den största elintäkten vid fall 2 med 5 MW solcellspark vilket ger en intäkt på 4 miljoner SEK. De näst bästa intäktskällorna sker för fall 1 och fall 3 med 5 MW solcellspark och ligger för båda två på 3,2 miljoner SEK. Även när det gäller att etablera en vätgastankstation till hybridparken med vätgasproduktion blir det mest lönsamma fallet sett till produktionskostnader fall 3 med off-grid hybridpark. Det mest lönsamma fallet är när hybridparken med 5 MW solcellspark driver vätgasproduktionen där produktionskostnaden blir 65 SEK per kg vätgas. Försäljning av vätgas till industrin (400 SEK per kg) är mycket mer ekonomiskt gynnsamt för hybridparken med vätgasproduktion än att bygga till en vätgastankstation (106 SEK per kg) sett till totala intäkter som priserna på vätgas ser ut just nu. Vid försäljning till industrin med ett försäljningspris på 400 SEK per kg blir fall 1 med hybridparken bestående av 5 MW solcellspark mest ekonomisk gynnsam och gällande försäljning vid vätgastankstation är det också fall 1 med hybridpark bestående av 5 MW solcellspark som är mest gynnsam.

Kostnaderna gällande elnätstariffer behöver ses över då de utgör en påtaglig kostnad för en hybridpark med förnybar variabel elproduktion. I förstudiens fall kan kostnaden i elnätstariffer landa på mellan 800 000 SEK och 1,1 MSEK för hybridparken med respektive 2,5 MW eller 5 MW solcellspark. Undantaget från full elnätstariff för anläggningar med en effekt på max 1,5 MW kommer förmodligen att tas bort. Ifall detta görs bör prissättningen på elnätstariffer ses över och bli mer rättvist prissatt gällande den faktiska elproduktionen från förnybar variabel elproduktion och inte för elproduktionsanläggningens effekt. Det bör även ses över ifall en prisreduktion kan ske för hybridparker där de borde ses som en elproduktionsanläggning och inte flera små elproduktionsanläggningar och därmed endast betala för en nätanslutning och möjligen även en rabatterad total elnätstariff.

Den tillståndsmässiga slutsatsen för hybridparken med vätgasproduktion är att de olika hybridparkskombinationerna tar olika mycket mark i anspråk; 1 MW solcellspark kräver

ungefär en hektar, 2,5 MW solcellspark cirka tre hektar och 5 MW solcellspark ungefär sex hektar. Etableringsområdet är ett område med kultur- och miljövärden; det är riksintresse för naturvård, landskapsbildsskyddat samt förekommer det fornlämningar i närheten av området. Placeringsalternativen 1,2 och 3 för 1 MW solcellpark tar mindre jordbruksmark i anspråk medan placeringsalternativ 4 och 5 tar upp en större yta. Det är storleken på jordbruksmarken som upptas som förmodas utgöra skillnaden i vilket utfall det blir gällande tillstånd. I Skåne finns det mycket jordbruksmark med den högsta graderingen 8–10 vilket gör att ifall en hybridpark med vätgasproduktion ska få tillstånd att anläggas någonstans i Skåne bör det vara bättre på de mindre bördiga jordbruksmarkerna såsom etableringsområdet. Utfallet gällande tillstånd för solcellsparken förmodas bli antingen ett godkännande om anmälan för samråd enligt 12:6 MB eller ett undersökningssamråd enligt 12:6 MB med en liten MKB.

För vätgasproduktionen och vätgastankstationens del, som räknas som miljöfarlig verksamhet enligt 9 kapitlet i MB, bör ett undersöknings- och avgränsningssamråd göras samtidigt för att se hur Länsstyrelsen ställer sig till om verksamheten medför betydande miljöpåverkan. Ifall verksamheten medför betydande miljöpåverkan behöver förmodligen en MKB göras. Vätgasproduktionsanläggningen kommer att prövas för miljötillstånd enligt miljöprövningsförordningen (2013:251) 20 kapitlet *Hantering av bränslen och andra kemiska produkter* och 21 kapitlet *Gas- och vätskeformiga bränslen, el, värme och kyla*. För båda dessa två kapitel i MB kommer vätgasproduktionsanläggningen bli anmälningspliktig enligt C-verksamhet där anmälan görs till kommunen. Vätgasproduktionen går också under Sevesolagen och förordningen (2015:236) *om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor* och där går det att utläsa att vätgasproduktionsanläggningen behöver ha ett tillstånd enligt denna lag, där en handlingsplan samt säkerhetsrapport behöver uppföras då produktionen av vätgas överstiger den övre kravnivån. När det gäller den syrgas som produceras per år hamnar den över den undre kravgränsen vilket innebär att verksamheten behöver anmälas till Länsstyrelsen och att en handlingsplan uppförs. Den lokala acceptansen kan bli avgörande i huruvida tillstånd ges både för solcellsparken och för vätgasproduktionsanläggningen vilket gör att ett avgränsningssamråd kan vara att föredra då en bredare krets blir inbjudna.

8. Referenser

8.1 Litteratur

Adven & Staffanstorp (2023). *Adven & Staffanstorp fjärrvärme*. Hämtad 2023-01-04 från: https://adven.com/se/fjarrvarme/staffanstorp/

Andrén., Lars (2015). *Solenergi - Praktiska tillämpningar i bebyggelse*. AB Svensk Byggtjänst.

Auto-Data (2022). *2020 Toyota Mirai II 1,2 kWh (182 hk) FCEV*. Hämtad 2022-10-17 från: https://www.auto-data.net/se/toyota-mirai-ii-1.2-kwh-182hp-fcev-41840

Bixia (2022). *Elsituationen just nu*. Hämtad 2022-10-17 från: https://www.bixia.se/elavtal/elmarknaden/elsituationen-just-nu

Boverket (2019). *Lista över tillstånd, dispenser och anmälan*. Hämtad 2022-11-24 från: https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/lov--byggande/handlaggning/beslut-om-lov/upplysningar-i-lov/lista-over-tillstand-dispenser-och-anmalan/

BSL (Brandskyddslaget) (2020). *Riskanalys - Utredning OKQ8 vätgastankstation, Falutorget Göteborg - Underlag för detaljplanearbete.* Hämtad 2022-11-17 från: https://www5.goteborg.se/prod/fastighetskontoret/etjanst/planobygg.nsf/vyFiler/Gullbergsvass%20-%20Drivmedelsanl%C3%A4ggning%20vid%20Falutorget-Plan%20standardf%C3%B6rfarande%20-%20granskning-Riskanalys/$File/Bilaga%203.%20Riskanalys%202020-12-09.pdf?OpenElement

Carlson A., Nordin Fürdös A., Lindborg J., Wickström A., (2021). *Studie över elektrolys-teknologier idag och i framtiden*. Hämtad 2022-11-09 från: https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20Studie%20%C3%B6ver%20elektrolys-teknologier%20idag%20och%20i%20framtiden.pdf

Circle K (2023). *Drivmedelspriser – bensinpriser & dieselpriser*. Hämtad 2023-01-04 från: https://www.circlek.se/drivmedel/drivmedelspriser

Danska energistyrelsen (2017). *Technology data or renewable fuels.* https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf

Drivkraft Sverige (2023). *Energiinnehåll, densitet och koldioxidutsläpp*. Hämtad 2023-01-03 från: https://drivkraftsverige.se/uppslagsverk/fakta/berakningsfaktorer/energiinnehall-densitet-och-koldioxidemission/

Energiepark Mainz (2022). *Technical data about the energiepark.* Hämtad 2022-10-06 från: https://www.energiepark-mainz.de/en/technology/technical-data/

Energigas Sverige (2022). *Vad är energiinnehållet i naturgas, biogas och fordonsgas?* Hämtad 2023-01-03 från: https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/faq-om-fordonsgas-och-gasbilar/vad-aer-energiinnehaallet-i-fordonsgas/#:~:text=Flytande%20naturgas%20%28LNG%29%20som%20saluf%C3%B6rs%

20i%20Sverige%20inneh%C3%A5ller,av%20ursprunget.%20Per%20kg%20%C3%A4r%20energiinneh%C3%A5llet%20relativt%20stabilt.

Energimarknadsinspektionen (2021). *Översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar - Förslag till förbättring av regelverket (Ei R2021:04)*. https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2021/oversyn-av-regelverket-for-natavgifter-for-mindre-produktionsanlaggningar-ei-r202104

Energimyndigheten (2019). *Densitet i kg för olika energivaror vid 15 grader Celsius.* Hämtad 2023-01-04 från: https://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/V%C3%A4rmev%C3%A4rden%20och%20densitet/-/Densitet.px/?rxid=ea200bf8-69f5-430a-b8f0-b6187e97a2d6

Energimyndigheten (2021a). *Energiläget 2020*. https://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/

Energimyndigheten (2021b). *Energiläget 2021 - En översikt*. Hämtad 2022-07-19 från: https://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/

Energimyndigheten (2022a). *Fakta om elcertifikatsystemet (ET 2020:3).* https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=160397

Energimyndigheten (2022b). *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak (ER 2021:34)*. https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=160397

Energimyndigheten (2022c). *Vindkraft i elsystemet (ET 2021:22)*. https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=204725

Eolus Vind AB (2007). *Miljökonsekvensbeskrivning angående etablering av vindkraftverk på fastigheten Tejarp 2:3 i Svedala kommun.* Tillhandahållen av Bo Gustafsson 2022-05-16

Euromekanik (2022a). *Dags att gå från ord till handling med användandet av vätgas*. Hämtad 2022-10-11 från: https://www.euromekanik.se/aktuellt/dags-ga-fran-ord-till-handling-med-anvandandet-av-vatgas/

Euromekanik (2022b). *Välkommen till Euromekanik*. Hämtad 2022-09-28 från: https://www.euromekanik.se/

Forex (2022a). *Euro till SEK*. Hämtad 2022-10-12 från: https://www.forex.se/valuta/eur

Forex (2022b). *USD till SEK*. Hämtad 2022-10-12 från: https://www.forex.se/valuta/USD

Fossilfritt Sverige (2021). *Vätgasstrategi för fossilfri konkurrenskraft.* https://fossilfrittsverige.se/wp-content/uploads/2021/01/Vatgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf

Göteborgs stad (2021). *Detaljplan för Drivmedelsstation vid Falutorget inom stadsdelen Gullbergsvass i Göteborg.* Hämtad 2022-11-17 från: https://goteborg.se/wps/proxy/http/62.88.129.68/sbk_plandokument_v1/1480K-2-5566.pdf

IVA (2022a). *Om vätgas och dess roll i elsystemet*. https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vatgasprojektet/202205-iva-vatgasprojektet-syntesrapport-m.pdf

IVA (2022b). *Vätgasens roll för tunga vägtransporter – en underlagsrapport*. https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vatgasprojektet/rapport-vatgasens-roll-for-tunga-vagtransporter---en-underlagsrapport---sida-for-sida.pdf

JRC (2022). *Photovoltaic Geografical information system*. Hämtad 2022-09-30 från: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Konsumenternas energimarknadsbyrå (2020). *Gasnät och gasbolag*. Hämtad 2023-01-04 från: https://www.energimarknadsbyran.se/gas/gasmarknaden-i-sverige/gasnat-och-gasbolag/

Konsumenternas energimarknadsbyrå (2022a). *Billigast just nu för konsumenter i Västsveriges gasnät*. Hämtad 2022-01-04 från: https://www.energimarknadsbyran.se/gas/dina-avtal-och-kostnader/gaspriskollen/billigast-gaspris-just-nu/

Konsumenternas energimarknadsbyrå (2022b). *Elcertifikat - priser och kostnader*. Hämtad 2022-10-11 från: https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elrakningen/elcertifikat-priser-och-kostnader/

LRF (2020). *Förstudie: Vätgas och energilagring*. https://energicentrum.gotland.se/wp-content/uploads/2022/06/Rapport-forstudie-Vatgas-och-energilagring_.pdf

Ludvig D., Breyer C., Solomon A.A., Seguin R., (2020). *Evaluation of an onsite integrated hybrid PV-Wind power plant*. Aimspress Energy. https://www.aimspress.com/article/id/5f859256ba35de64f8a67487

Länsstyrelsen Hallands Län (2022). *Informationsbladet: Funderar du på att bygga en solcellsanläggning på marken?* Hämtad 2022-11-04 från: https://www.lansstyrelsen.se/download/18.2b1344c417a75f02ce03e230/1654858979601/Funderar%20du%20p%C3%A5%20att%20bygga%20en%20solcellsanl%C3%A4ggning%20p%C3%A5%20marken.pdf

Länsstyrelsen Skåne (2015). *Markhushållning i planeringen - Jordbruksmarken i Skåne*. Hämtad 2022-11-29 från: https://www.lansstyrelsen.se/skane/tjanster/publikationer/markhushallning-i-planeringen---jordbruksmarken-i-skane.html

Länsstyrelsen Skåne (2022). *Process för samråd enligt 6 kapitlet miljöbalken för att ta fram en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) för solcellsanläggning.* Hämtad 2022-05-11 från: https://www.lansstyrelsen.se/download/18.736d7d9b1791c5ff6562117a/1632813237620/Process%20f%C3%B6r%20samr%C3%A5d%20enligt%206%20kap%20MB%20med%20MKB.pdf

Länsstyrelsen Stockholm (2022). *Sevesolagen*. Hämtad 2022-11-23 från: https://www.lansstyrelsen.se/stockholm/miljo-och-vatten/miljofarlig-verksamhet/sevesolagen.html

Mahesh A., Sandhu K.S. (2015). *Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 52 (2015) 1135-1147. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.008

Miljösamverkan Sverige (2020). *Samråd enligt 6 kap. miljöbalken - Handläggarstöd med fokus på undersöknings- och avgränsningssamråd*. https://www.miljosamverkansverige.se/wp-content/uploads/handlaggarstod-samrad-6kap-mb.pdf

MSB (2021). *Faktablad: Säker energilagring med vätgas.* Hämtad 2022-11-05 från: https://rib.msb.se/filer/pdf/29664.pdf

Naturvårdsverket (2001). *Anmälan för samråd enligt 12 kap. 6 § miljöbalken - Handbok 2001:6*. https://www.naturvardsverket.se/om-oss/publikationer/6200/anmalan-for-samrad---handbok-20016/

Naturvårdsverket (2005). *Riksintresse för naturvård och friluftsliv - Handbok med allmänna råd om tillämpningen av 3 kap. 6 §, andra stycket, Miljöbalken (2005:5)*. https://www.naturvardsverket.se/om-oss/publikationer/0100/riksintresse-for-naturvard-och-friluftsliv/

Nilsson Energy (2022a). *Off-grid solar powered hydrogen refuelling station*. Hämtad 2022-09-21 från: https://nilssonenergy.com/portfolio-item/solar-powered-refuelling-station/

Nilsson Energy (2022b). *Om Nilsson Energy*. Hämtad 2022-09-21 från: https://nilssonenergy.com/about-us/

Nordic Hydrogen Corridor (2022a). *Nordic Hydrogen Corridor*. Hämtad 2022-09-07 från: https://nordichydrogencorridor.com/nordic-hydrogen-corridor/

Nordic Hydrogen Corridor (2022b). *Partners.* Hämtad 2022-09-07 från: https://nordichydrogencorridor.com/partners/

Nordic Hydrogen Partnership (2020). *Trelleborg blir första staden i ny vätgaskorridor*. Hämtad 2022-10-11 från: http://www.nordichydrogenpartnership.com/2020/05/27/trelleborg-blir-forsta-staden-i-ny-vatgaskorridor/

Rabbalshede Kraft (2022). *Grön vätgas*. Hämtad 2022-10-11 från: https://www.rabbalshedekraft.se/sv/groen-vaetgas/

SMHI (2021). *Året 2021 - Nederbörd, solsken och strålning*. Hämtad 2022-09-30 från: https://www.smhi.se/pd/klimat/pdf_stats/year/SMHI_vov_precipitation_sunshine_21.pdf

SMHI (2022). *Augusti 2022 - Nederbörd, solsken och strålning*. Hämtad 2022-09-30 från: https://www.smhi.se/pd/klimat/pdf_stats/month/SMHI_vov_precipitation_sunshine_aug22.pdf

Solcellskollen (2020a). *Ingen plats på taket? Så får du till en solcellsanläggning på mark!*. Hämtad 2022-10-12 från: https://www.solcellskollen.se/blogg/ingen-plats-pa-taket-sa-far-du-till-en-solcellsanlaggning-pa-mark

Solcellskollen (2020b). *Sveriges största solcellspark har invigts - samtidigt som planer för ännu större parker smids.* Hämtad 2022-11-09 från: https://www.solcellskollen.se/blogg/sveriges-storsta-solcellspark-har-invigts-samtidigt-som-planer-for-annu-storre-parker-smids

Solens Energi (2021). *Offert för Tejarp solcellsanläggning 1050 kW.* 2021-10-28

Statkraft (2021). *Anläggning för vätgasproduktion planeras i Göteborgs hamn*. Hämtad 2022-09-07 från https://www.statkraft.se/media/news-and-stories/archive/2021/anlaggning-for-vatgasproduktion-planeras-i-goteborgs-hamn/

Svedala fjärrvärme (2023). *Svedala fjärrvärme*. Hämtad 2023-01-04 från: https://svedalafjarrvarme.se/

Sveriges miljömål (2019). *Vätgas in och vatten ut i Mariestad*. Hämtad 2022-09-28 från: https://www.sverigesmiljomal.se/larande-exempel/vatgas-in-och-vatten-ut-i-mariestad/

Swedish Energy Agency (2020). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2020.* https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2020.pdf

Sundén B. (2019). *Hydrogen, batteries and fuel cells*. Academic Press.

Tang O., Rehme J., Cerin P. (2021). *Levelized cost of hydrogen for refuelling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid?* Energy 241 (2022) 122 906. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122906

Tidningen Energi (2022). *EU-beslut kan bana vägen för svenska vätgasprojekt.* https://www.energi.se/artiklar/2022/oktober-2022/eu-beslut-kan-bana-vagen-for-svenska-vatgasprojekt/

Toyota (2022). *Framtiden är här*. Hämtad 2022-10-17 från: https://www.toyota.se/bilar/mirai

Vattenfall (2021). *Hybridparker som kombinerar flera tekniker erbjuder nya möjligheter*. Hämtad 2022-06-14 från: https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2021/hybridparker-som-kombinerar-flera-tekniker-erbjuder-nya-mojligheter#:~:text=Hybridparker%20som%20kombinerar%20flera%20tekniker%20erbjuder%20nya%20m%C3%B6jligheter,och%20samma%20infrastruktur%2C%20till%20exempel%20v%C3%A4gar%2C%20n%C3%A4tanslutningar%20ochtransformatorstationer.

Vattenfall (2022). *Vattenfall öppnar energiparken Haringvliet – en kombination av vindkraft, solkraft och batterier.* Hämtad 2022-06-10 från: https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2022/vattenfall-oppnar-energiparken-haringvliet--en-kombination-av-vindkraft-solkraft-och-batterier

Vindkraftsnyheter (2021). *Hybridpark planeras av European Energy*. Hämtad 2022-06-13 från: https://www.vindkraftsnyheter.se/20211029/6864/hybridpark-planeras-av-european-energy

Vätgas Sverige (2022a). *FAQ*. Hämtad 2022-10-15 från: https://vatgas.se/fakta/faq/

Vätgas Sverige (2022b). *Vätgas i transporter.* Hämtad 2022-10-17 från: https://vatgas.se/fakta/vatgas-i-transporter/

Wind Europe (2019). *Renewable Hybrid Power Plants - exploring the benefits and market opportunities*. Hämtad 2022-10-07 från: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf

Wind Europe (2022). *Database for wind + storage co-located projects - Renewable hybrid power plants.* Hämtad 2022-10-07 från: https://windeurope.org/about-wind/database-for-wind-and-storage-colocated-projects/

Wizelius T. (2015). *Vindkraft i teori och praktik.* Studentlitteratur.

Yue M., Lambert H., Pahon E., Roche R., Jemei S. (2021). *Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 146 (2021) 111180. http://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180

ZEHTC (2022). *About ZEHTC.* Hämtad 2022-10-11 från: https://www.zehtc.org/about-zehtc/

8.2 Intervjuer och webbinarium

Andersson., Tove (2022). Advokat och partner Settervalls advokatbyrå. *Vätgasjuridik för miljötillstånd - frukostwebbinarie Good morning hydrogen.* Ansvarig: Björn Aronsson, Vätgas Sverige. Datum: 2022-09-14

Economou., Jakob (2022). Project manager/developer Eolus Vind AB. *Intervju om vindkraft, solkraft och vätgas.* Datum: 2022-09-15. Besöksadress: Carlsgatan 12A (Slagthuset), 211 20 Malmö. mobil nr: 0702–430784. Mail: jakob.ekonomou@eolusvind.com

Gibrand Charlotta (2022). Energikonsult och kontorschef Aktea Energi AB Malmö/Helsingborg. *Kontinuerlig kommunikation under examensarbetets gång.* Mobil nr: 0763–480700. Mail: charlotta.gibrand@aktea.se. Besöksadress: Kärleksgatan 2A, 211 19 Malmö

Gudmunds David (2022). Energikonsult kunnig inom solcellsparker på Aktea Energy AB Göteborg. *Intervju om solcellsparker via mail*. Datum: 2022-10-13, 2022-10-28. Besöksadress: Drakegatan 7A 412 50 Göteborg. Mail: david.gudmunds@aktea.se

Gustafsson Bo (2022). Kontaktperson på Vinninge Vind AB. *Kontinuerlig kommunikation under examensarbetets gång (Intervju (platsbesök)/mail/telefonkontakt).* mobil nr: 0705–356040 Mail: bo.gustafsson@trikem.se. Besöksadress: Ättehögsvägen 72, 233 75 Klågerup

Larsson Garcia., Petter (2022). Miljöjurist Naturvårdsverket. *Vätgasjuridik för miljötillstånd - frukostwebbinarie Good morning hydrogen.* Ansvarig: Björn Aronsson, Vätgas Sverige. Datum: 2022-09-14

Nilsson., Hans-Olof (2022). Teknisk direktör/Grundande partner Nilsson Energy. *Intervju om vätgas och vind- och solkraft via mail*. Datum: 2022-09-18, 2022-10-13, 2022-12-13.

Besöksadress: Vätgasens kupol Lindholmsplatsen 3, 402 78 Göteborg. Mail: hans-olof@nilssonenergy.com

Skyddad natur (2022). *Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur*. Hämtad 2022-11-21 från: https://skyddadnatur.naturvardsverket.se/

Svensson., Cecilia (2022). Project Manager Euromekanik. *Intervju om vätgas och vind- och solkraft via mail*. Datum: 2022-09-27, 2022-10-23. Besöksadress: Morängatan 5B, 416 71 Göteborg. Mail: cecilia.svensson@euromekanik.se

Wallentin., Anna (2022). Avdelningschef Energigas Sverige. *Vätgas och biogas i synergi - frukostwebbinarie Good morning hydrogen*. Ansvarig: Björn Aronsson, Vätgas Sverige. Datum: 2022-09-28

Westberg., Ida (2022). Jurist H2GreenSteel. *Vätgasjuridik för miljötillstånd - frukostwebbinarie Good morning hydrogen.* Ansvarig: Björn Aronsson, Vätgas Sverige. Datum: 2022-09-14

8.3 Bilder

Fornsök (2022). *Fornsök över etableringsområdet i Klågerup*. Hämtad 2022-11-24 från: https://app.raa.se/open/fornsok/

Hitta.se (2022a). *Karta över Klågerup och etableringsområdet.* Hämtad 2022-10-21 från: https://www.hitta.se/kartan!~55.60881,13.24080,13.21783291330194z/tr!i=Ep8bDMMs?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Hitta.se (2022b). *Karta över Klågerup och omkringliggande städer.* Hämtad 2022-10-30 från: https://www.hitta.se/kartan!~55.57904,13.29925,9.892751926365225z/tr!i=9gaDcVC5/search!q=kl%C3%A5gerup!b=55.49177:12.84327,55.66611:13.75524!sg=true!t=combined?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Hitta.se (2022c). *Satellitkarta över vindkraftverk 1 och 2 på fastigheten Tejarp 2:3 i Klågerup*. Hämtad 2022-10-21 från: https://www.hitta.se/kartan!~55.61196,13.24971,16.091130341723904z/tr!i=Ep8bDMMs/tileLayer!l=1?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Hitta.se (2022d). *Satellitkarta över etableringsområde för solcellspark placering 1 och placering 3*. Hämtad 2022-10-30 från: https://www.hitta.se/kartan!~55.61210,13.24973,16.892751926365225z/tr!i=9gaDcVC5/search!q=kl%C3%A5gerup!b=55.61142:13.24617,55.61278:13.25330!sg=true!t=combined/tileLayer!l=1?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Hitta.se (2022e). *Satellitkarta över etableringsområde för solcellspark placering 2*. Hämtad 2022-10-31 från: https://www.hitta.se/kartan!~55.61147,13.24915,16.056697592085158z/tr!i=kYxh8Hs6/search!q=kl%C3%A5gerup!b=55.61026:13.24279,55.61269:13.25551!sg=true!t=combined/tileLayer!l=1?usergeo=1

Hitta.se (2022f). *Satellitkarta över etableringsområde för solcellspark placering 4*. Hämtad 2022-11-12 från:

https://www.hitta.se/kartan!~55.61150,13.24818,16.056697592085158z/tr!i=yCm5mx9y/tileLayer!l=1?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Hitta.se (2022g). *Satellitkarta över etableringsområde för solcellspark placering 5*. Hämtad 2022-11-12 från:
https://www.hitta.se/kartan!~55.61123,13.25021,16.056697592085158z/tr!i=VNJiUV31/tileLayer!l=1/search!q=Kl%C3%A5gerup!b=55.61001:13.24385,55.61244:13.25657!sg=true!t=combined/measure!p=?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308
Hitta.se (2022h). *Tomtkarta över fastigheten Tejarp 2:3 Klågerup*. Hämtad 2022-10-21 från:
https://www.hitta.se/kartan!~55.60777,13.25018,14.091130341723906z/tr!i=Ep8bDMMs/tileLayer!l=3/realestate!a=1!l=55.61051:13.24747/search!q=Kl%C3%A5gerup!b=55.60236:13.21015,55.61661:13.28290!sg=true!t=combined?dm=1&zoom=17&center=55.59803:13.253308

Skyddad natur (2022). *Naturvårdsverkets karttjänst Skyddad natur*. Hämtad 2022-11-21 från:
https://skyddadnatur.naturvardsverket.se/

Svedala kommun (2018). *Översiktskarta ÖP 2018.* Hämtad 2022-11-23 från:
https://svedala.se/contentassets/582ac7aec8944aa089d035a380bffea5/oversiktskarta.pdf

Foto framsida:
Vindkraftverk på etableringsområde i Klågerup. Foto: Lovisa Neckmar
Solcellspark i Axeltofta Landskrona. Foto: Lovisa Neckmar
Vätgasproduktionsanläggning och vätgastankstation i Mariestad. Foto: Nilsson Energy, hämtad 2022-11-21 med tillåtelse av Nilsson Energy från:
https://nilssonenergy.com/portfolio-item/solar-powered-refuelling-station/

9. Bilaga A

Tabell 21 och 22 visar vinddata för de två vindkraftverken inom produktionsbolaget Vinninge Vind AB för åren 2016–2022. Data är angivna i MWh.

Tabell 21 Vinddata för vindkraftverk 1 mellan åren 2016 och 2022. De blå markerade siffrorna är preliminära siffror från året innan då inte data för dessa månader finns ännu. De grön markerade siffrorna är för de månader då verkets effekt ställts ner till 1,5 MW istället för dess märkeffekt på 2 MW. De blå markerade siffrorna är för kommande månader baserade på värden från året innan.

						Verk1							
År	Månad												Totalt MWh
	Januari	Februari	Mars	April	Maj	Juni	Juli	Augusti	September	Oktober	November	December	
2016	555	497	258	438	293	240	272	406	264	502	507	566	4798,2
2017	400	532	480	418	382	512	264	338	326	642	504	591	5388,9
2018	522	365	440	503	207	249	177	345	495	467	358	483	4610,1
2019	511	470	705	302	481	305	357	263	493	421	360	593	5260,2
2020	694	810	524	417	351	268	411	152	311	388	471	391	5188,1
2021	362	376	417	398	287	188	235	331	267	454	373	386	4074,6
2022	542	632	286	358	346	183	380	*331*	*267*	*454*	*373*	*386*	*4538*

Tabell 22 Vinddata för vindkraftverk 2 mellan åren 2016 och 2022. De blå markerade siffrorna är preliminära siffror från året innan då inte data för dessa månader finns ännu. De grön markerade siffrorna är för de månader då verkets effekt ställts ner till 1,5 MW istället för dess märkeffekt på 2 MW. De blå markerade siffrorna är för kommande månader baserade på värden från året innan.

						Verk2							
År	Månad												Totalt MWh
	Januari	Februari	Mars	April	Maj	Juni	Juli	Augusti	September	Oktober	November	December	
2016	566	518	277	463	310	281	279	426	281	540	521	588	5050,1
2017	408	588	505	495	429	526	305	361	364	636	537	611	5764,9
2018	557	375	494	532	268	256	191	363	522	560	206	397	4721,5
2019	533	492	728	370	495	330	390	280	518	443	420	621	5619
2020	723	792	546	441	370	292	403	160	331	424	488	419	5388,5
2021	379	416	408	422	305	210	260	351	286	472	408	410	4324,9
2022	621	689	304	370	358	194	402	*351*	*286*	*472*	*408*	*410*	*4874*

I tabell 23 och 24 visas ett medelvärde av elproduktionen för åren 2016–2021. I dessa medelvärdesberäkningar är både tidsperioden 2016–2019 då verken hade sin fulla märkeffekt på 2 MW samt tidsperioden 2020–2021 då verken ställdes ner till effekten 1,5 MW inkluderade. Värdena i tabellerna är angivna i MWh.

Tabell 23 Visar ett medelvärde av vinddata (medelvärde av elproduktionen) under åren 2016–2021 för verk 1. Data för åren 2016–2019 är då verket hade sin märkeffekt på 2 MW och åren 2020–2021 är då verket ställdes ner till effekten 1,5 MW. Värdena är angivna i MWh.

						Verk1							
	Månad												Totalt MWh
	Januari	Februari	Mars	April	Maj	Juni	Juli	Augusti	September	Oktober	November	December	
	507	508	471	413	334	294	286	306	359	479	429	502	4886,7

Tabell 24 Visar ett medelvärde av vinddata (medelvärde av elproduktionen) under åren 2016–2021 för verk 2. Data för åren 2016–2019 är då verket hade sin märkeffekt på 2 MW och åren 2020–2021 är då verket ställdes ner till effekten 1,5 MW. Värdena är angivna i MWh.

						Verk2							
	Månad												Totalt MWh
	Januari	Februari	Mars	April	Maj	Juni	Juli	Augusti	September	Oktober	November	December	
	528	530	493	454	363	316	305	324	384	513	430	508	5144,8