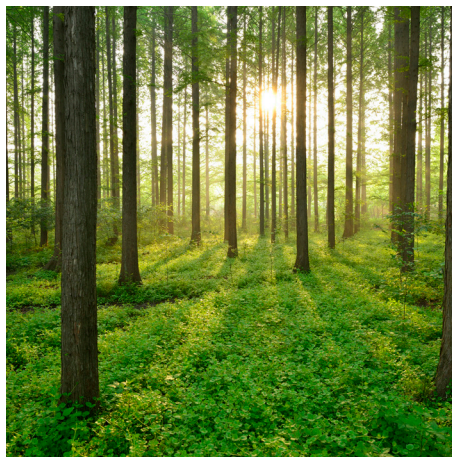
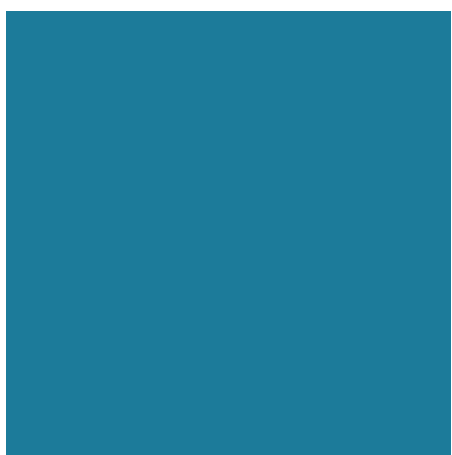


# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – SYNTESRAPPORT

RAPPORT 2024:997



VÄTGASENS ROLL I ENERGI- OCH  
KLIMATOMSTÄLLNINGEN



# Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport

MARTIN HAGBERG OCH THOMAS UNGER  
MARIA EDVALL, CAMILLE HAMON, FRANK KRÖNERT, JULIA RENSTRÖM, REBECCA ROUPE,  
GUSTAF RUNDQVIST YEOMANS, ERIK ÖSTLING

ISBN 978-91-7673-997-6 | © Energiforsk februari 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

## Förord

**Vätgasen har en stor potential, inte bara som bränsle och råvara i transport- och industrisektorn. Med vätgas kan man också lagra energi och flytta laster i tiden inom elsektorn vilket kommer att behövas i allt större utsträckning när andelen väderberoende kraftslag ökar i energimixen. Eftersom vätgas är sektoröverskridande krävs många nya samarbeten mellan olika aktörer i samhället.**

I framtidens förnybara elsystem kommer effektutmaningar relaterade till överskotts- och underskottssituationer att uppstå. Här kan vätgasen fylla en viktig roll. Eftersom vätgasen konkurrerar med en mängd andra alternativ som har liknande balanserande och flexibla förmågor finns det ett stort behov att ta ett helhetsgrepp om alternativen. Detta har projektgruppen gjort genom att använda energisystemmodellering samt analysera stödtjänstmarknader. Det behövs även kunskap om hur aktörer agerar när det gäller investeringar och driftsbeslut. Därför har man även analyserat aktörsperspektivet.

Projektet omfattar tre arbetspaket som avlämnat separata rapporter: AP1 Analys ur energisystemperspektiv, AP2 Analys av stödtjänstmarknader, samt AP3 Analys ur aktörsperspektiv. De övergripande resultaten och slutsatserna för projektet som helhet presenteras i rapporten "Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport" (denna rapport).

Projektet har genomförts av ett gemensamt team bestående av Martin Hagberg (projektledare), Julia Renström, Thomas Unger från Profu; Maria Edvall och Camille Hamon från Rise; samt Frank Krönert, Rebecca Roupe, Gustaf Rundqvist Yeomans och Erik Östling från Sweco.

Ett tack till referensgruppen som har bestått av representanter från Energiföretagen Sverige, Energigas Sverige, Fu-Gen Energi, Hitachi Energy, Jönköping Energi, Sundsvall Elnät, Krafringen, Mälarenergi, Siemens Energy, Svea Vind Offshore, Svensk Vindenergi, Svenska Kraftnät och Varberg Energi.

Studien har genomförts inom Energiforsks program *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen* och har finansierats via Energiforsk av närmare 40 företag och organisationer. Programmets mål är att underlätta integreringen av vätgas och att öka kunskapen om vätgasteknik, marknadsmässiga förutsättningar och potentialen för olika tillämpningar ur ett systemperspektiv. Det syftar också till att stödja affärsutveckling och tillväxt inom vätgasområdet samt att samla den pågående vätgasforskningen i olika delar av landet under samma paraply.

*Sara Hugestam*

Energiforsk, februari 2024

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattarna som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

**I ett framtida energisystem kan vätgas utgöra en flexibel resurs som bidrar till att balansera elsystemet på olika tidshorisonter, både avseende energi- och effektbalans och frekvensreglering. Det övergripande syftet med projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem", vars resultat presenteras i denna rapport, har varit att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet. Projektet har analyserat vätgasens roll som flexibel resurs i elsystemet utifrån olika perspektiv inom ramen för tre olika delprojekt.**

Delprojekt 1 ansätter ett systemperspektiv och använder kvantitativa energisystemanalytiska modeller som stöd för analysen. Delprojekt 2 inkluderar en kartläggning och analys av de tekniska och delvis ekonomiska förutsättningarna för vätgasteknologier att bidra till mycket kortsiktig balansering av elsystemet genom deltagande på stödtjänstmarknaderna. Delprojekt 3 bygger på kvalitativa och kvantitativa analyser som utvärderar industriaktörers lönsamhet för flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar. Projektet har genomförts av Profu, Sweco och RISE inom ramen för Energiforsks forskningsprogram "Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen".

Projektets resultat berör ett brett spektrum av aspekter kopplat till vätgasflexibilitetens möjligheter och utmaningar. Flexibel användning av elektrolysörer för vätgasproduktion har, i kombination med vätgaslager och ett framtida industriellt vätgasbehov (som i analysen antas vara konstant över året), stora möjligheter att på ett kostnadseffektivt sätt dämpa effektbehovet vid elpristoppar och på så sätt bidra till systemets och effektbalans. Tillämpning av flexibel vätgasproduktion ger minskade eltillförselkostnader och under många förutsättningar lägre systemkostnader. Potentialen för detta alternativ beror av flera faktorer, bland annat storlek på underliggande vätgasbehov, andel väderberoende kraftproduktion och tillgång till annan flexibilitet i systemet.

Möjlighet till lönsamhet för vätgasbaserad elproduktion (från elektrolysbaserad vätgas) förutsätter i hög utsträckning en betydande andel variabel elproduktion, stora vätgaslager och begränsade förutsättningar för annan flexibilitet. I projektets modellscenarier blir vätgasbaserad elproduktion sällan ett kostnadseffektivt alternativ, men i något högre utsträckning i kontinentala Europa än i Sverige. Detta då andelen väderberoende elproduktion i till exempel Tyskland bedöms bli mycket hög och tillgång till annan flexibel elproduktion som exempelvis vattenkraft är låg. Eventuella möjligheter till intäkter från stödtjänstmarknader inkluderas inte i analysen.

Energilagring i batterier är ett alternativ till vätgaslagring. Modellanalysen tyder på att batterier konkurrerar med vätgaslagring vad gäller att bemöta kortsiktiga flexibilitetsbehov (på timnivå/inom dygn). Samtidigt kan batterier och vätgaslagring komplettera varandra genom att hantera flexibilitetsbehov på olika tidshorisonter: batterier kan, i större utsträckning, hantera kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov (dagar och upp till säsongsviss lagring).

Resultaten belyser även att en omfattande introduktion av vätgaslagring och annan energilagring kan ge en betydande påverkan på elmarknaden. Energilager innebär en utjämnande effekt på elpriset över tid då eluttaget från nätet minskar vid högpristimmar och ökar vid lågpristimmar. Likaså fås en utjämnande priseffekt mellan elprisområden. Den utjämnande priseffekten får i sin tur konsekvenser för olika kraftslags intjäningsförmåga. Exempelvis kraftvärme, som i hög utsträckning producerar el vid högpristimmar, tenderar att få en lägre genomsnittlig intäkt i ett system med lager. Effekten för exempelvis solexel, som framför allt producerar el vid lågpristimmar, är generellt den motsatta.

Aktörsanalysen visar att återbetalningstiden för investeringar i vätgasflexibilitet (överkapacitet i elektrolysör och lager) korrelerar tydligt med elprisvariationer. Elprisscenarier med lägre prisvariationer leder till längre återbetalningstider och elprisscenarier med högre prisvariationer leder till kortare återbetalningstider. Analyserna belyser även att flexibilitetsdimensioneringen måste göras utifrån aktörens specifika förutsättningar då faktorer som geografisk placering och vätgasbehov har stor betydelse för lönsamheten av olika flexibilitetsinvesteringar. Industriaktörens incitament till vätgasflexibilitetsinvesteringar kan även skilja mot vad som är mest gynnsamt för systemet som helhet. Ytterligare investeringar för att öka vätgasproduktionens flexibilitet kan vara förknippat med ökade finansiella risker och kan även begränsa aktörens möjligheter att göra andra investeringar i sin industrianläggning.

Slutligen visar projektets genomgång av vätgassystem kopplat till stödtjänstmarknaderna att elektrolysörer och vätgasbaserad elproduktion skulle kunna vara en viktig resurs framöver för den kortsiktiga balanseringen eftersom de tekniska möjligheterna att bidra är goda. Deras faktiska bidrag kommer dock bero på deras konkurrenskraft gentemot andra alternativ som kan delta på stödtjänstmarknaderna. Med tanke på det relativt stora antalet alternativ till vätgasbaserade teknologier i detta sammanhang finns här utmaningar.

## Nyckelord

Vätgas, elektrolys, elsystem, energilager, flexibilitet, system, scenarier, aktörsanalys, stödtjänster

## Summary

**In a future energy system, hydrogen can be a flexible resource that contributes to balancing the electricity system on different time horizons, both regarding energy and capacity balance and frequency regulation. The overall aim of the project "Hydrogen for a balanced electricity system", the results of which are presented in this report, has been to evaluate how hydrogen can affect the electricity system and, in competition with other alternatives, contribute with flexibility. The project has analyzed the role of hydrogen as a flexible resource in the electricity system from different perspectives within the framework of three different sub-projects.**

Sub-project 1 adopts a systems perspective and uses quantitative energy system analytical models as support for the analysis. Sub-project 2 includes a mapping and analysis of the technical and, to some extent, financial conditions for hydrogen technologies to help contribute to very short-term balancing of the electricity system through participation in the ancillary service markets. Subproject 3 is based on qualitative and quantitative analyzes that evaluate the profitability of industrial actors for flexibility investments in hydrogen plants. The project has been carried out by Profu, Sweco and RISE within the framework of Energiforsk's research program "The role of hydrogen in the energy and climate transition".

The project's results touch on a wide range of aspects linked to the opportunities and challenges of hydrogen flexibility. Flexible use of electrolysers for hydrogen production, in combination with hydrogen storage and a future industrial hydrogen demand (which in the analysis is assumed to be constant over the year), has great potential to cost-effectively reduce the power demand during electricity price peaks and thus contribute to the system's capacity balance. Application of flexible hydrogen production results in reduced electricity supply costs and, under many conditions, lower system costs. The potential for this option depends on several factors, including the size of the underlying hydrogen demand, proportion of weather-dependent power production and access to other flexibility in the system.

The possibility of profitability for hydrogen-based electricity production (from electrolysis-based hydrogen) largely requires a significant proportion of variable electricity production, large hydrogen storage and limited possibilities for other flexibility. In the project's model scenarios, hydrogen-based electricity production rarely becomes a cost-effective alternative, but to a somewhat greater extent in continental Europe than in Sweden. This is because the proportion of weather-dependent electricity production in, for example, Germany is estimated to be very high and access to other flexible electricity production, such as hydropower, is low. Any revenue opportunities from ancillary service markets are not included in the analysis.

Energy storage in batteries is an alternative to hydrogen storage. The model analysis suggests that batteries compete with hydrogen storage in meeting short-

term flexibility needs (hourly/within 24 hours). At the same time, batteries and hydrogen storage can complement each other by handling flexibility needs on different time horizons: batteries can, to a greater extent, handle short-term needs and hydrogen storage more long-term needs (days and up to seasonal storage).

The results also highlight that an extensive introduction of hydrogen storage and other energy storage can have a significant impact on the electricity market. Energy storage means a leveling effect on the electricity price over time, as the electricity drawn from the grid decreases during high price hours and increases during low price hours. Likewise, a leveling price effect is obtained between electricity price areas. The leveling price effect in turn has consequences for the earning capacity of different types of power. For instance, cogeneration, which primarily produces electricity during high price hours, tends to experience a lower average revenue in a system with storage. Conversely, solar electricity, which generates power mostly during low price hours, generally sees the opposite effect.

The actor analysis shows that the payback period for investments in hydrogen flexibility (overcapacity in the electrolyser and storage) correlates clearly with electricity price variations. Electricity price scenarios with lower price variations lead to longer payback times and electricity price scenarios with higher price variations lead to shorter payback times. The analyzes also highlight that flexibility dimensioning must be done based on the actor's specific conditions, as factors such as geographical location and hydrogen demand are of great importance for the profitability of various flexibility investments. The industry operator's incentives for hydrogen flexibility investments can also differ from what is most beneficial from a system perspective. Additional investments to increase the flexibility of hydrogen production may be associated with increased financial risks and may also limit the operator's opportunities to make other investments in its industrial plant.

Finally, the project's review of hydrogen systems linked to the ancillary service markets shows that electrolysers and hydrogen-based electricity production could be an important resource in the future for short-term balancing as the technical capabilities to contribute are good. However, their actual contribution will depend on their competitiveness to other alternatives that may participate in the ancillary services markets. In this context, the presence of numerous alternatives to hydrogen-based technologies poses challenges.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>10</b>
1.1	Bakgrund och syfte	10
1.2	Frågeställningar inom projektet	11
1.3	Projektets genomförande	11
1.4	Kort om använda metoder	12
1.5	Scenariokontext för analysen	12
<b>2</b>	<b>Flexibel användning av elektrolysörer</b>	<b>14</b>
2.1	Flexibel vätgasproduktion kan bidra med minskat effektbehov vid elpristoppar	14
2.2	Flexibel vätgasproduktion ger minskade eltillförselkostnader och under många förutsättningar lägre systemkostnader	15
2.3	Potential beror av efterfrågad vätgas, andel väderberoende kraftproduktion och tillgång till annan flexibilitet	16
<b>3</b>	<b>Vätgasbaserad elproduktion</b>	<b>17</b>
3.1	Hög andel variabel elproduktion och stora vätgaslager förbättrar förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion	17
3.2	Ju större vätgaslager desto större frikoppling mellan el- och vätgaspris	18
3.3	Små möjligheter för vätgasbaserad elproduktion i Sverige, något större på kontinenten	19
<b>4</b>	<b>Konkurrens och samverkan mellan olika typer av energilagring</b>	<b>21</b>
4.1	Olika vätgaslager ger olika typer av flexibilitet	21
4.2	Batterier är både en konkurrent och ett komplement till vätgaslager	22
<b>5</b>	<b>Elmarknadskonsekvenser av vätgas och energilagring</b>	<b>24</b>
5.1	Energilagring har en utjämnande effekt på elpriset – i tid och rum	24
5.2	Energilagrens effekt på intäkter från elproduktion varierar mellan kraftslag	26
5.3	Lokalisering av vätgasproduktion är av betydelse för elprisutvecklingen på elområdesnivå	27
<b>6</b>	<b>Investeringar i vätgasflexibilitet ur ett aktörsperspektiv</b>	<b>28</b>
6.1	Återbetalningstiden för vätgasflexibilitet korrelerar med elprisvariationer	28
6.2	Flexibilitetsdimensionering måste göras utifrån de specifika förutsättningarna	29
6.3	Industriaktörers incitament till vätgasflexibilitetinvesteringar skiljer sig från den skapade systemnyttan	31
<b>7</b>	<b>Vätgasens roll på stödtjänstmarknaderna</b>	<b>33</b>
7.1	De tekniska möjligheterna för vätgassystem att bidra med kortsiktig balansering är goda	33
7.1.1	Elektrolysörer	33
7.1.2	Vätgasturbiner och bränsleceller	34
7.2	De ekonomiska förutsättningarna blir avgörande	35



<b>8</b>	<b>Fortsatt arbete</b>	<b>37</b>
<b>9</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>38</b>
<b>10</b>	<b>Referenslista</b>	<b>39</b>

# 1 Inledning

**I ett framtida system med högre andel variabel, förnybar elproduktion kommer effektutmaningar relaterade till både överskotts- och underskottssituationer att uppstå. Här kan vätgasen tänkas fylla en viktig roll som flexibel resurs. Projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem" har genomförts av Profu, Sweco och RISE. Projektet är en del av Energiforsks forskningsprogram "Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen". Denna syntesrapport presenterar projektets huvudresultat och slutsatser.**

## 1.1 BAKGRUND OCH SYFTE

Vätgas förväntas ha stor potential som en flexibel resurs. Elektrolysörerna som används vid vätgastillverkning kan i sig bidra med flexibilitet för elsystemet beroende på hur de körs, och vätgasbaserad elproduktion med exempelvis gasturbiner kan potentiellt vara ett alternativ vid effektbehovstoppar. Vätgas har potential att lagras under längre tid och i stora volymer och kan utgöra komplement till batterier och annan lagringsteknik med kortare lagringshorisont. I ett framtida system med högre andel variabel, förnybar elproduktion kommer effektutmaningar relaterade till både överskotts- och underskottssituationer att uppstå. Här kan vätgasen tänkas fylla en viktig roll som energilager. Även utmaningar med frekvensreglering i systemet kan hanteras av snabba "frekvensresurser" där vätgasbaserade system potentiellt kan bidra med stödtjänster.

Vätgas som en balanserande resurs kan ses utifrån flera tidsperspektiv; från balansering mellan olika år och säsonger, via balansering på vecko-, dags- och timbasis, till den kontinuerliga balanseringen och stabiliseringen av elkraftsystemet genom stödtjänster. Flexibilitet kopplat till vätgasapplikationer kan bidra till systemets effektbalans och energibalans såväl som balansering av frekvensen i elnätet. Bidrag till systemets energibalans kan i detta sammanhang innebära en ökad överensstämmelse mellan elproduktion och efterfrågan genom minskat spill från väderberoende elproduktion som till exempel vindkraft. Det övergripande syftet med detta projekt är:

- Att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet.

Detta görs utifrån olika perspektiv och angreppssätt inom ramen för tre olika delprojekt/arbetspaket (AP). Denna syntesrapport presenterar en sammanfattning av projektets huvudresultat och slutsatser. De fullständiga redovisningarna av analyser och resultat i arbetspaket 1–3 återfinns i tre underlagsrapporter från projektet:

- AP1: Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Författare: Julia Renström, Thomas Unger, Martin Hagberg

- AP2: Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader.  
Författare: Rebecca Roupe, Gustaf Rundqvist Yeomans, Erik Östling, Frank Krönert
- AP3: Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur aktörsperspektiv.  
Författare: Maria Edvall, Camille Hamon

Samtliga delrapporter finns publicerade i Energiforsks rapportserie. I denna syntesrapport återfinns huvudresultat från AP1 i kapitel 2–5, huvudresultat från AP2 i kapitel 7 och huvudresultat från AP3 i kapitel 6.

## 1.2 FRÅGESTÄLLNINGAR INOM PROJEKTET

Projektet avser att utvärdera vätgasens potentiella roll som flexibilitetsresurs i ett framtida elsystem präglad av en hög andel variabel elproduktion. Exempel på frågeställningar som behandlas inkluderar:

- Hur kan vätgas utgöra en flexibel resurs i elsystemet och dämpa effekterna av ansträngda perioder för elbalansen? Genom flexibel användning av elektrolysörer? Genom vätgasbaserad elproduktion?
- Hur ser förutsättningarna för vätgasflexibilitet ut på balansmarknaderna för frekvenshållning?
- Vad blir elpriskonsekvenserna av en omfattande utbyggnad av vätgastillämpningar och vätgaslagring?
- Hur ser förutsättningarna ut för vätgaslagring i förhållande till andra flexibilitetsmöjligheter som till exempel batterilagring? Hur påverkar olika förutsättningar gällande elproduktionsmix?
- Vad finns det för incitament och risker som en industriaktör behöver förhålla sig till kring investeringar i flexibilitet? Hur ser lönsamheten ut från ett aktörsperspektiv?

## 1.3 PROJEKTETS GENOMFÖRANDE

Projektet genomförs av Profu, Sweco och RISE. Projektet är en del av Energiforsks forskningsprogram "Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen".

Delprojekten genomförs i samverkan mellan deltagande forskare. Huvudansvaret för respektive delprojekt är fördelat enligt följande:

- AP1: Profu
- AP2: Sweco
- AP3: RISE
- Projektledning (AP4): Profu

Följande forskare och experter har på olika sätt bidragit i arbetet under projektets gång:

- Profu: Martin Hagberg, Emil Nyholm, Mikael Odenberger, Julia Renström, Håkan Sköldberg, Thomas Unger
- RISE: Maria Edvall, Camille Hamon
- Sweco: Frank Krönert, Rebecca Roupe, Gustaf Rundqvist Yeomans, Erik Östling, Annie Olofsson

Till projektet har en referensgrupp knutits, med representanter från industri- och näringslivsorganisationer som också ingår i forskningsprogrammet där projektet är en del. Tre referensgruppsmöten har genomförts där projektets metoder, antaganden och resultat presenterats och där referensgruppen bidragit med värdefulla synpunkter och vägledningar. Därutöver har projektets framåtskridande regelbundet redovisats på forskningsprogrammets styrgruppsmöten. Också här har värdefulla synpunkter mottagits.

#### 1.4 KORT OM ANVÄNDA METODER

Inom projektet används olika typer av metoder och angreppssätt för att belysa och analysera faktorer av vikt för vätgasens potentiella roll som flexibilitetsresurs i ett framtida elsystem.

Arbetet inom AP1 ansätter ett systemperspektiv och använder kvantitativa energisystemanalytiska modeller som stöd för analysen. Genom beräkningsfall med kontrasterande förutsättningar studeras möjligheterna för vätgas som en flexibel resurs i el- och energisystemet. Analyserna fokuserar på Sverige men som en del i det nordeuropeiska energisystemet. För att analysera såväl den långsiktiga utvecklingen av vätgas som en del av i energisystemet som den kortsiktiga dynamiken mellan vätgas- och elsystem, så används två kompletterande energisystemmodeller i analysen (TIMES-Nordic och EPOD<sup>1</sup>).

AP2 består av en kartläggning av de svenska marknaderna för stödtjänster, en belysning av kommande regelverksförändringar och en analys av de tekniska och delvis ekonomiska förutsättningarna för vätgasteknologier att bidra till mycket kortsiktig balansering av elsystemet genom deltagande på stödtjänstmarknaderna.

I AP3 genomförs en aktörsanalys som bygger på kvalitativa och kvantitativa analyser som utvärderar industriaktörers lönsamhet för flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar. De kvantitativa analyserna bygger på en schemalägningsmodell som optimerar vätgasproduktion gentemot de timvisa elpriserna för att minimera elkostnaderna. Beräkningar görs på ett brett spektrum av elprisscenarier, nivåer för vätgasefterfrågan, lagerstorlekar, överkapacitetsnivåer i elektrolysörer samt typer av elektrolysörer. Som ett mått på lönsamhet i flexibilitetsinvesteringar beräknas återbetalningstider fram från investeringskostnader och framtagna elkostnadsbesparingar.

#### 1.5 SCENARIOKONTEXT FÖR ANALYSEN

Projektets analys av vätgasflexibilitetens förutsättningar görs för en framtida situation som antas kunna ligga 10–15 år framåt i tiden: år 2035 används som huvudsakligt analysår.

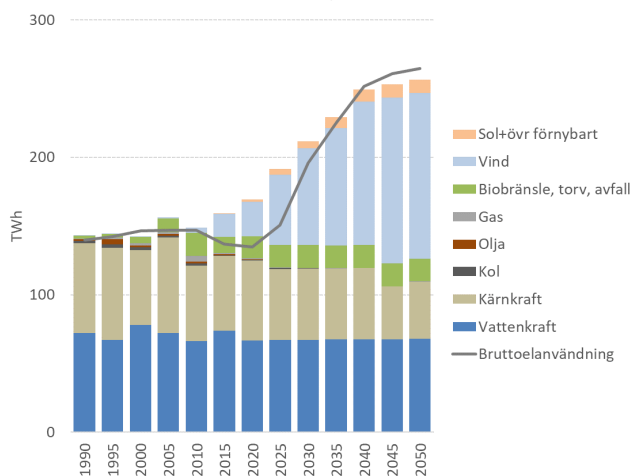
Den framtida scenariokontext som analysen utgår ifrån antas innefatta en omfattande elektrifiering i industri- och transportsektorn i Sverige och Nordeuropa. Det antas att den klimatpolitik som förs i Europa fortsätter på liknande sätt som idag med höga klimatambitioner och stigande priser på utsläpp

<sup>1</sup> Modellerna beskrivs närmare av Renström m.fl. (2024).

av koldioxid. Som en följd blir andelen förnybar elproduktion liksom andelen variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft, i det nordeuropeiska elsystemet hög. Tillgången till, samt kommersialisering av, olika typer av flexibilitetsåtgärder (exempelvis efterfrågeflexibilitet och energilagring) utgör en viktig parameter i analyserna. Användningen av vätgas från elektrolys antas öka kraftigt och bli en viktig energibärare och insatsvara i den svenska industrin, särskilt inom järn- och stålsektorn.

Scenarioföreläggningar för projektets referensscenario är i stor uträkning baserat på förutsättningarna inom Energimyndighetens grundscenario för klimatrapporering till EU-kommissionen 2023 (Energimyndigheten, 2023). Detta inkluderar exempelvis antaganden för efterfrågan på elektrolysbaserad vätgas inom industrin som i scenariot uppgår till 22 TWh för 2035. Vätgasefterfrågan antas vara konstant över året. Figur 1 visar elproduktionens utveckling i Sverige för referensscenario.

Utöver referensscenario används ett flertal alternativa beräkningsföreläggningar i projektets analyser. Studiens fem huvudscenarier, som benämns "Referens", "Inga lager", "Inga lager – mer elkraft", "Mer vätgas" och "Mer kärnkraft", inkluderar olika genomslag av kärnkraft och annan planerbar kraftproduktion, olika förutsättningar för vätgaslagring och batterier, och olika nivåer för vätgasefterfrågan. Därutöver görs ytterligare känslighetsanalyser, se vidare Renström m.fl., 2024.



Figur 1. Utvecklingen av Sveriges elproduktion perioden 1990–2015 (historiska data) och 2020–2050 (modellresultat från TIMES-Nordic modellen) i projektets referensscenario.

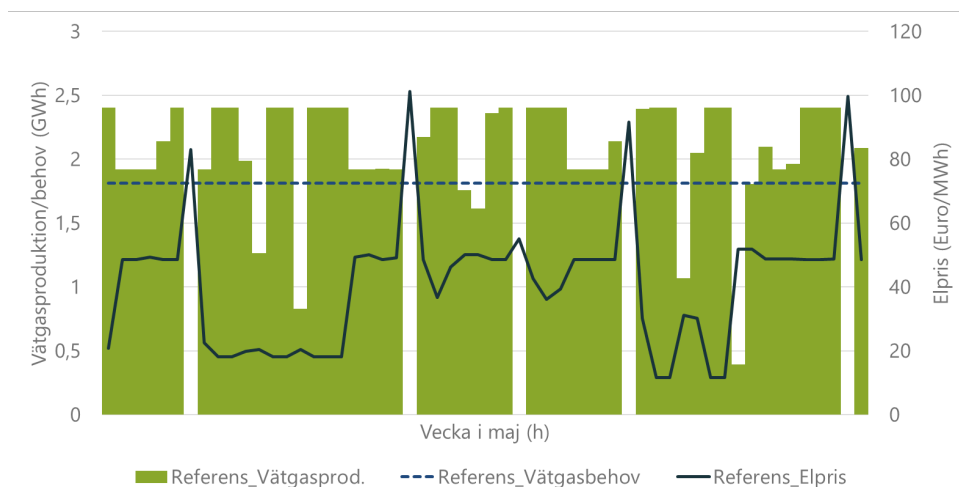
## 2 Flexibel användning av elektrolysörer

Vätgaslager kan möjliggöra en flexibel elanvändning kopplat till elektrolysbaserad vätgasproduktionen och bidra till elsystemets energi- och effektbalans. Är vätgasbehovet konstant över året, vilket är representativt för många industrier, krävs samtidigt en överkapacitet i elektrolysören för att möjliggöra flexibel drift samtidigt som vätgasbehovet kontinuerligt tillgodoses. Elanvändning till vätgasproduktionen kan minskas vid höga elpriser (lager förser vätgasefterfrågan) och öka vid låga elpriser (elektrolysörer med överkapacitet tillser att lager fylls på samtidigt som vätgasefterfrågan tillgodoses).

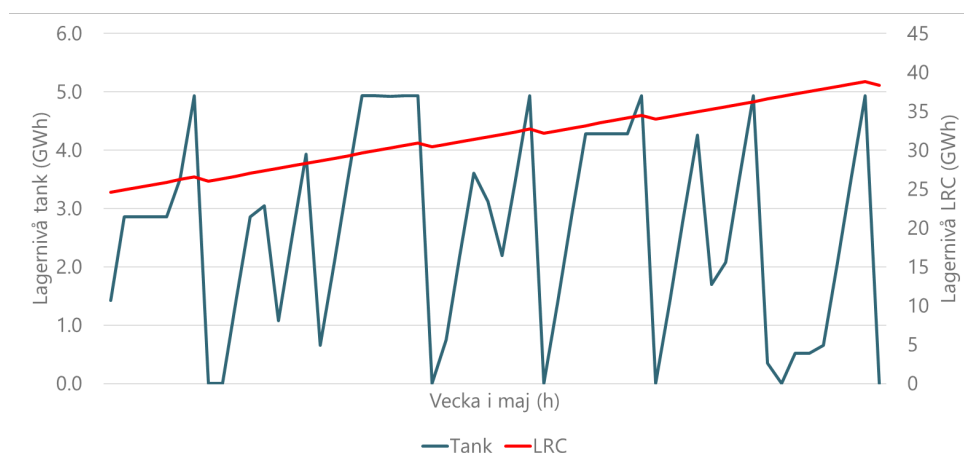
### 2.1 FLEXIBEL VÄTGASPRODUKTION KAN BIDRA MED MINSKAT EFFEKTBEHOV VID ELPRISTOPPAR

Flexibilitet kopplat till elektrolysbaserad vätgasproduktion kan bidra till att hålla nere de totala driftskostnaderna i elsystemet och minska effektbehovet vid elpristoppar. Detta görs genom att mer vätgas än den momentana industriella efterfrågan (vilken approximeras som ett över året konstant behov) produceras i tillgänglig överkapacitet i elektrolysörer under timmar på året då det finns god tillgång på billig el i systemet. Överskottet på vätgas lagras i vätgaslager för att sedan nyttjas för att möta det industriella vätgasbehovet under tider då elpriset är högt och elektrolysörerna kan gå ner i effekt eller stängas av.

I Figur 2 visar ett modellresultat där den sammanlagda vätgasproduktionen i SE1 varierar med elpriset under en vecka i maj för modellår 2035 för projektets referensscenario. Figur 2 visar att vätgasproduktionen går ner, antingen helt eller delvis, då elpriserna är höga relativt omkringliggande timmar. Vätgasbehovet förses då, helt eller delvis, genom lagerurladdning. Vid relativt sett låga elpriser ses i stället en överproduktion i förhållande till vätgasbehovet och lager laddas. Tanklagret, som i detta fall finns i systemet, medger snabba i- och urladdningar vilket återspeglas i vätgasproduktionens körmönster - under aktuell vecka genomförs motsvarande 7,5 fulla lagercykler (total tanklagerkapacitet är här 5 GWh). Som följd av de relativt snabba lagercyklerna ses i Figur 2 även att tider med högre elpriser kan korrelera med en högre vätgasproduktion jämfört med andra tider med lägre elpriser. Detta förklaras alltså av att en vecka med marginal överstiger tiden för en lagercykel. Systemet inkluderar även ett bergrumslager, ett så kallat LRC-lager ("Lined Rock Cavern") som i först hands används för lagring på säsongsnivå. LRC-lagret har under samma vecka ett nettoinflöde av vätgas (ca 14 GWh) vilket senare används under vintersäsongen. Hur lagernivån för tank respektive LRC i systemet förändras under samma vecka i maj som i Figur 2 visas i Figur 3.



**Figur 2. Vätgasproduktion via elektrolysörer samt industriellt vätgasbehov i referensscenariot i SE1 under en vecka i maj 2035. Även elpris inkluderas i figuren (sekundär axel). Maximal produktionskapacitet från elektrolysören är i detta fall 2,4 GW vätgas (varav 0,6 GW utgör överkapacitet i förhållande till vätgasbehov), motsvarande ett maximalt elbehov på ca 3,5 GW.**



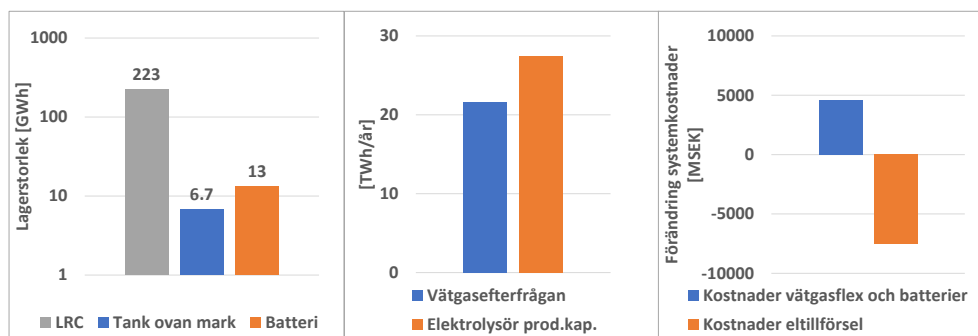
**Figur 3. Lagernivå för ett tank- respektive LRC-lager (sekundär axel) för vätgas under en vecka i maj 2035 i SE1 för referensscenariot. Tanklagerkapaciteten är 5 GWh och kapaciteten i LRC-lagret är 163 GWh.**

## 2.2 FLEXIBEL VÄTGASPRODUKTION GER MINSKADE ELTILLFÖRSELKOSTNADER OCH UNDER MÅNGA FÖRUTSÄTTNINGAR LÄGRE SYSTEMKOSTNADER

I studiens kostnadsminimerande modellberäkningar får flexibel elanvändning vid vätgasproduktion ett genomslag för de scenarioförutsättningar som har undersökts. Resultaten indikerar således att användning av vätgaslager i kombination med en överkapacitet i elektrolysörer kan minska energisystemets kostnader i jämförelse med en utveckling där detta alternativ inte används<sup>2</sup>. Trots att investeringar i elektrolysörer med en produktionskapacitet som överskrider

<sup>2</sup> Observera att detta avser investeringar i vätgasflexibilitet för ett givet vätgasbehov. En kraftig ökning av vätgasproduktion genom elektrolys innebär i sig ökade energisystemkostnader kopplat till produktions- som distributionssystem för el.

vätgasefterfrågan och vätgaslager i sig innebär ökade kostnader, minskar samtidigt den totala kostnaden för elsystemet genom ett minskat kapacitetsbehov för elproduktion samt genom ett bättre utnyttjande av väderberoende elproduktion med minskat spill. Figur 4 visar modellresultat för installerad kapacitet i energilager (vätgaslager och batterier), elektrolysörer samt resulterande effekt på systemkostnaderna av detta i jämförelse med en utveckling där investeringar i energilagerbaserad flexibilitet inte görs.



Figur 4. Resultat är för projektets referensscenario avseende år 2035 för Sverige. Till vänster, investerade kapacitet i energilager (observera log-skala); i mitten, vätgasefterfrågan (som är indata till modelleringen) respektive produktionskapacitet i elektrolysörer; till höger, förändring av systemkostnad i förhållande till ett scenario utan energilager-baserad flexibilitet. LRC="Lined Rock Cavern" (det vill säga bergrumslager).

## 2.3 POTENTIAL BEROR AV EFTERFRÅGAD VÄTGAS, ANDEL VÄDERBEROENDE KRAFTPRODUKTION OCH TILLGÅNG TILL ANNAN FLEXIBILITET

Den tekno-ekonomiska potentialen för flexibel drift av elektrolysbaserad vätgasproduktion, och därtill nödvändiga merinvesteringar, beror av ett flertal faktorer. Förutom direkt teknikrelaterade faktorer som kostnader och effektivitet i aktuella vätgassystem, påverkar systemrelaterade faktorer som andel väderberoende kraftproduktion, efterfrågan på vätgas och tillgång till annan flexibilitet i systemet.

En framtida utveckling med en växande andel variabel väderberoende kraftproduktion, som medför ökad variation i elpriserna, är en viktig faktor för att vätgasbaserad flexibilitet skall vara ett kostnadseffektivt alternativ. Tillgång till vattenkraft eller annan planerbar elproduktion ger generellt ett mindre behov av ytterligare flexibilitet i systemet. Detta noteras i modellanalysen bland annat genom att Tyskland relativt sin vätgasefterfrågan får en högre installerad kapacitet för vätgasflexibilitet än Sverige. Tyskland baserar i modellscenarierna sin elproduktion i högre omfattning på väderberoende produktion än Sverige, som fortsatt bedöms ha en stor andel planerbar produktion från exempelvis vattenkraft och kärnkraft.

I jämförelse med "power-to-gas-to-power" (genom exempelvis vätgasturbiner) utgör nivån på vätgasefterfrågan (från till exempel industrin) i högre grad en begränsande faktor för flexibilitetspotentialen från flexibel användning av elektrolysörer. För ett givet vätgasbehov kan potentialen till viss del ökas genom större vätgaslager och en större överkapacitet i elektrolysörerna. Detta medför emellertid också ökade kapitalkostnader.



### 3 Vätgasbaserad elproduktion

**Elproduktion från elektrolysbaserad vätgas, så kallad "power-to-gas-to-power", kan potentiellt bidra med planerbar och reglerbar eleffekt under perioder då elpriset är högt alternativt då elsystemet är ansträngt, det vill säga då produktions- och överföringskapaciteten utnyttjas maximalt. Detta fordrar lagringskapacitet för vätgas eftersom den vätgas som utnyttjas för elproduktionen måste ha producerats vid ett tidigare tillfälle som sammanfaller med relativt låga elpriset.**

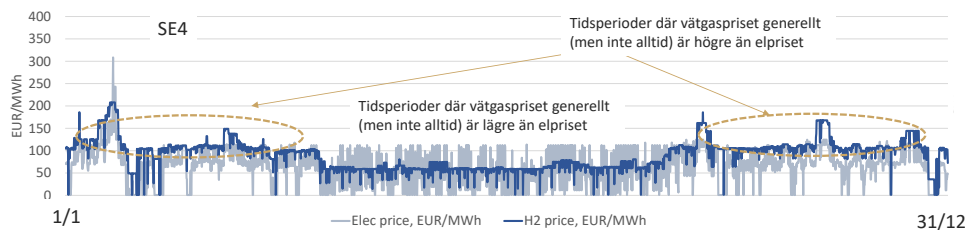
#### 3.1 HÖG ANDEL VARIABEL ELPRODUKTION OCH STORA VÄTGASLAGER FÖRBÄTTRAR FÖRUTSÄTTNINGARNA FÖR VÄTGASBASERAD ELPRODUKTION

Tillgången till vätgaslager är avgörande för hur elpris och vätgaspris förhåller sig till varandra. Utan tillgång till lager är det ett linjärt samband mellan vätgaspris och elpris. Finns det ingen flexibilitet i hur elektrolysörerna kan köras, är det aktuella vätgaspriset helt beroende av det aktuella elpriset. Detta under förutsättning att vätgasen på marknaden produceras med el i elektrolysörer (annan vätgasproduktion beaktas inte i studien). Elektrolysörernas verkningsgrad och rörliga kostnader blir avgörande för det linjära förhållandet mellan el- och vätgaspris. När flexibilitet i form av lager finns i systemet, kan den linjära kopplingen mellan priserna brytas. I vilken utsträckning beror av grad av flexibilitet, som i sin tur beror av kapacitet i elektrolysörer och vätgaslager samt vätgasefterfrågans karaktär (kontinuerlig eller ej).

För att vätgasbaserad elproduktion ska vara lönsam måste det rådande elpriset vara tydligt högre än värdet på vätgasen som förbränns för att täcka de rörliga kostnaderna. Vanligtvis råder det omvända förhållandet, nämligen att värdet på vätgas överstiger elpriset förutsatt att vätgaspriset sätts av elbaserad vätgasproduktion i elektrolysörer. Det är ett grundläggande villkor för att producera vätgas i elektrolysörer.

Genom investeringar i vätgaslager, tillräckligt stor andel väderberonde elproduktion med mycket låga rörliga kostnader och, som konsekvens därav, tillräcklig omfattning av låga elpriser *kan* förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion under tillfällena med mycket höga elpriser bli gynnsamma. Det hela handlar om en balans mellan de nyttor som då erhålls och kostnaderna för vätgaslager och "överkapacitet" i väderberoende elproduktion.

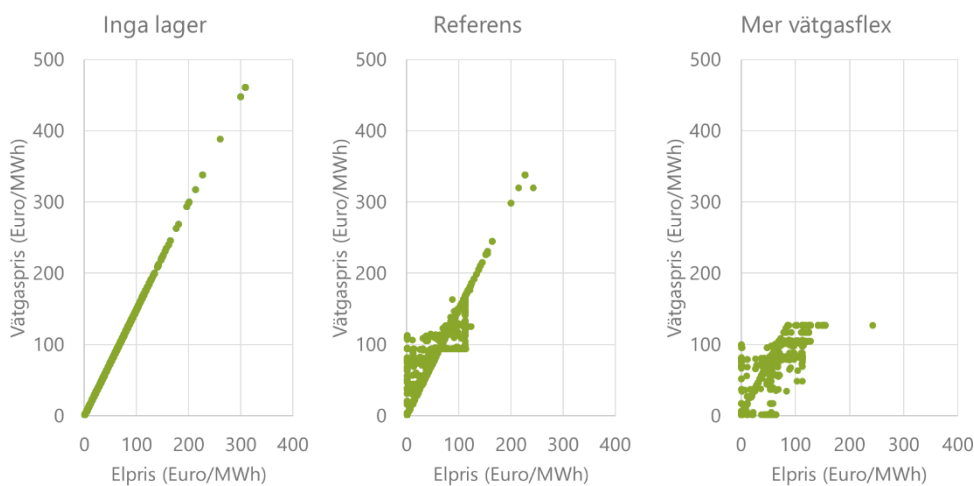
Figur 5 visar det modellberäknade elpriset och vätgaspriset i elområde SE4. I figuren kan man utläsa att perioden då vätgaspriset ofta är lägre än elpriset sammanfaller med sommarhalvåret. Men även under vinterhalvåret förekommer, dock i relativt liten utsträckning, perioder där vätgaspriset understiger elpriset. Det är alltså under sådana perioder som det finns en ekonomisk potential för vätgasturbiner.



**Figur 5: Modellberäknade elpriser (ljusblått) och vätgaspriser (mörkblått) för varje timme under ett år (2035) i elområde SE4 för analysfall "Investering vätgasflex".** Analysfallet är likt projektets referensscenario, men vissa skillnader finns, bland annat saknas batterikapacitet i det modellerade elsystemet vilket förbättrar förutsättningarna för vätgaseldade gasturbiner (för mer information se Renström m.fl., 2024).

### 3.2 JU STÖRRE VÄTGASLAGER DESTO STÖRRE FRIKOPPLING MELLAN EL- OCH VÄTGASPRIS

I Figur 6 visualiseras vätgaspriset mot elpriset för tre modellerade fall: ett utan vätgasflexibilitet (till vänster), projektets referensscenario med en viss grad av vätgasflexibilitet (i mitten), och ett med en mycket hög grad av vätgasflexibilitet (till höger, lagerstorlekar är här fem gånger så stora som i referensscenarioet). I referensscenarioet är vätgaspriset fortfarande relativt starkt beroende av elpriset, men de högsta topparna i vätgaspriset har kunnat undvikas. Samtidigt är förekomsten av riktigt låga vätgaspriser lägre. Sammantaget sker en utjämning av priset över året, såväl som en sänkning av medelpriset. Det momentana beroendet mellan vätgaspriset och elpriset frikopplas ytterligare med mer flexibilitet i systemet (se bild till höger).



**Figur 6. Förhållandet mellan elpris och vätgaspris för scenarierna "Inga lager", "Referens" och "Mer vätgasflex" för modellåret 2035 för elområde SE4.**

För att möjliggöra lönsam elproduktion med en vätgasdriven gasturbin eller bränslecell måste vätgaspriset vara så pass mycket lägre än elpriset att den rörliga produktionskostnaden i en vätgasturbin eller bränslecell, där vätgaspriset är den avgörande kostnadskomponenten, understiger elpriset i driftskedet. En gasturbin (av typen enkel cykel) har en sämre verkningsgrad än en bränslecell och den erforderliga prisskillnaden för att täcka den rörliga produktionskostnaden är

därför större för gasturbin än för bränslecell. Å andra sidan är kapitalkostnaderna lägre för en gasturbin. Tillfällena då elpriset är klart högre än vätgaspriset är något som kan noteras vid några tillfällen i scenariot med den mycket höga tillgången på vätgasflexibilitet (bild till höger i Figur 6).

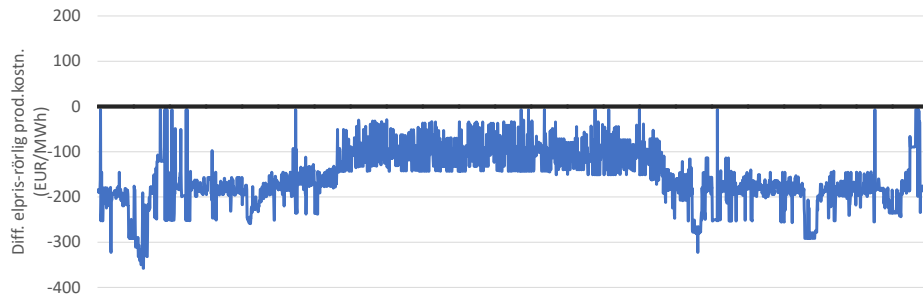
### 3.3 SMÅ MÖJLIGHETER FÖR VÄTGASBASERAD ELPRODUKTION I SVERIGE, NÅGOT STÖRRE PÅ KONTINENTEN

Modellanalysen i ett 2035-perspektiv indikerar att det i Sverige är svårt att få lönsamhet i vätgasturbiner om intäkterna kommer från endast elmarknaden (dagen-före-marknaden)<sup>3</sup>. Förutsättningarna kan förbättras om även intäktsströmmar från stödtjänstmarknader eller andra nätstabiliserande nyttor räknas in. Detta har inte beaktats kvantitativt i denna studie. Ett möjligt införande av kapacitetsmarknader som komplement till den befintliga dagen-före-marknaden skulle också kunna bidra till ökade incitament. Inte heller samförbränning med exempelvis bioolja eller biogas, vilket skulle kunna förbättra de ekonomiska förutsättningarna, har beaktats.

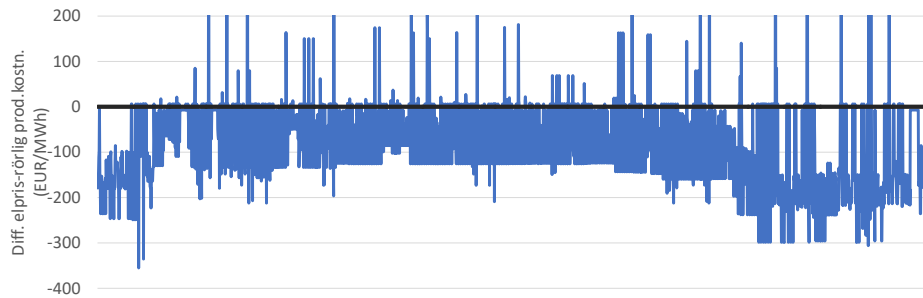
Modellanalysen pekar på att förutsättningarna för vätgasturbiner kan vara bättre i kontinentala Europa än i Sverige. I exempelvis Tyskland är elprisvariabiliteten under vissa modellförutsättningar tillräckligt hög för att investeringarna ska bli lönsamma. Detta åskådliggörs i Figur 7 och Figur 8 där skillnaden mellan det beräknade elpriset och den rörliga elproduktionskostnaden för en vätgasturbin (av typen enkel cykel) för varje timme redovisas för elområde SE4 och södra Tyskland.<sup>4</sup> Denna skillnad måste vara större än noll för att vätgasturbinen ska kunna bjuda in sin elproduktion på marknaden. Det sker aldrig i figuren för Sverige men väl i motsvarande figur för södra Tyskland. Frånvaron av en stor andel vattenkraft och planerbar produktionseffekt med relativt långa utnyttningstider (kärnkraft) är en viktig del i förklaringen till att driften för vätgasturbiner är lönsamma i Tyskland men inte i Sverige i modellberäkningarna. Därutöver har möjligheterna till batteriinvesteringar i detta fall begränsats vilket förbättrar förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion.

<sup>3</sup> Modellkörningarna inkluderar investeringsmöjligheter i kraftverk med enkel gasturbincykel (OCGT) samt med kombicykel (CCGT). Möjlighet till investeringar i vätgasbaserad kraftvärme har inkluderats i en del av analysen. Detta fick, för analyserade förutsättningar, inget genomslag i modellresultaten, se vidare Renström m.fl. (2024).

<sup>4</sup> I verkligheten består Tyskland av ett enda elområde. I modellbeskrivningen har vi dock valt att dela in landet i fem fiktiva prisområden som definieras av flaskhalsar i det interna transmissionsnätet.



**Figur 7: Skillnad mellan elpris och rörlig produktionskostnad (rörlig drift- och underhållskostnad samt bränslekostnad) för en enkel vätgasturbencykel i SE4 (resultat för analysfall "Investering vätgasflex", se Renström m.fl., 2024).**



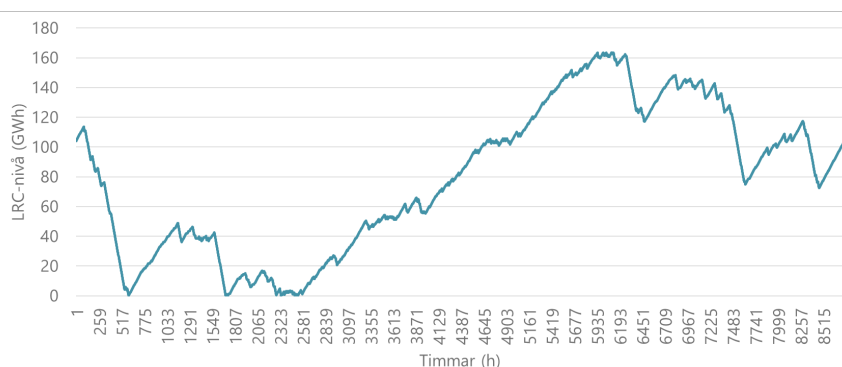
**Figur 8: Skillnad mellan elpris och rörlig produktionskostnad (rörlig drift- och underhållskostnad samt bränslekostnad) för en enkel vätgasturbencykel i södra Tyskland (resultat för analysfall "Investering vätgasflex", se Renström m.fl., 2024).**

## 4 Konkurrens och samverkan mellan olika typer av energilagring

Studien inkluderar två typer av vätgaslager: tank ovan mark samt bergrumslagring i så kallad "Lined Rock Cavern" (LRC). De båda lagertyperna har olika karaktär och användningsmönstren skiljer sig åt. LRC-lager lämpar sig för att lagra större mängder vätgas då lagertypen har kraftiga skalfördelar och stora lager (i storleksordning 1000 ton vätgas) ger låga specifika investeringskostnader. LRC-lager har emellertid kapacitetsbegränsningar vad gäller möjlig hastighet för i- och urladdning. Tanklager är av en mindre skala och antas inte några direkta begränsningar för i- och urladdning i modellanalysen.<sup>5</sup> Lagring av vätgas jämförs i analysen med lagring av el i stationära batterier.

### 4.1 OLIKA VÄTGASLAGER GER OLIKA TYPER AV FLEXIBILITET

LRC-lagret får i modellerade scenarier en tydligt säsongsbetonad utnyttjningsprofil, se Figur 9<sup>6</sup>. Lagren töms under vintermånaderna i början av året då elpriserna generellt är höga för att sedan kontinuerligt fyllas på under de billigare sommarmånaderna. Under hösten och vintern vid årets slut kan lagren sedan börja tömmas igen. Samtidigt som LRC-lagren framför allt har en säsongsbetonad profil, nyttjas även lagren för mer kortsiktig balansering (de mindre "hacken" i kurvorna i Figur 9. Genom att använda LCR-lagren mer kontinuerligt kan investeringen generera mer värde. I genomsnitt genomgår LCR-lagren i- och urladdning på motsvarande fyra fulla cykler per år i de modellerade scenarierna för svenska förhållanden.

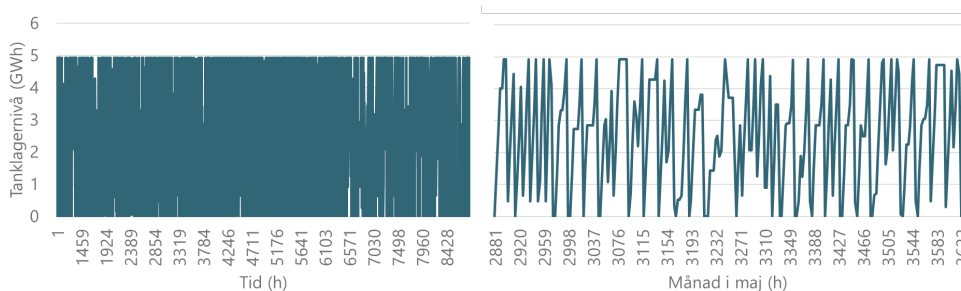


Figur 9. Lagernivå i LRC-lager för modellåret 2035 för referensscenariot (elområde SE1).

<sup>5</sup> Faktorer som att LRC-lager kräver att de geologiska förutsättningarna skall vara de rätta och att tanklager kräver tillgång till lämplig plats ovan mark beaktas inte i denna studie men kan naturligtvis vara av betydelse.

<sup>6</sup> Lagerstorleken som visas i Figur 9 är 163 GWh vätgas, motsvarande ca 230 GWh el med en elektrolysörverkningsgrad på 70 %. Storleken kan jämföras med HYBRIT:s planer på ett fullskaligt vätgaslager i SE1 om 100 000 till 120 000 kubikmeter vätgas. I ett sådant lager kan omkring 100 GWh el omvandlad till vätgas lagras enligt HYBRIT (läs mer på <https://www.hybritdevelopment.se/>).

I de modellerade scenarierna fås för tanklagren en mer likformig utnyttjningsprofil över året med i- och urladdningar med en genomgående hög frekvens. I projektets huvudscenarier fås motsvarande mellan 270–380 fulla lagercykler (se Figur 10 för referensscenariots utfall). Medan LRC-lagren till stor del nyttjas för att möta variabilitet på en tidshorisont från dagar/veckor upp till säsongsvisa variationer, nyttjas tanklagren i stor utsträckning för att balansera variationer inom dygnet upp till ett fåtal dagars utsträckning.



Figur 10. Lagernivå i ett tanklager för vätgas för modellåret 2035 respektive en vecka i maj för samma år för referensscenario (elområde SE1).

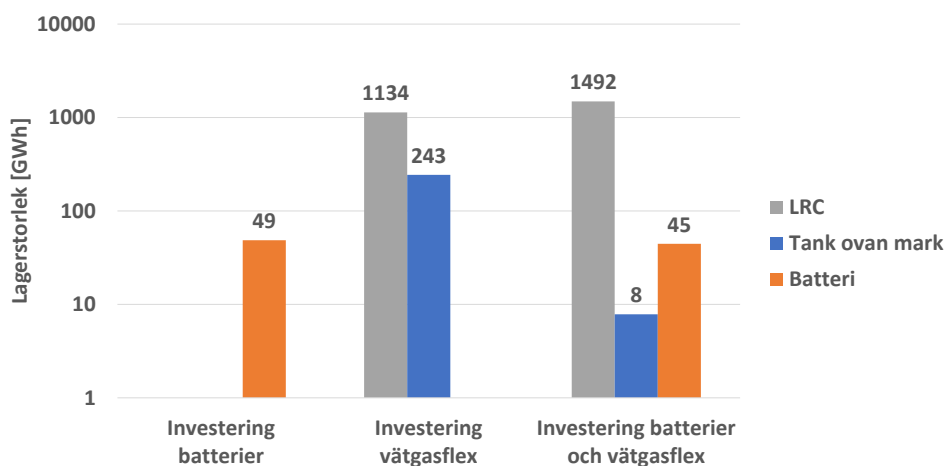
## 4.2 BATTERIER ÄR BÅDE EN KONKURRENT OCH ETT KOMPLEMENT TILL VÄTGASLAGER

Vätgas kan lagras för både kortsiktiga (timmar och kortare) och långsiktiga (veckor till säsong) flexibilitetsbehov. Flexibilitet som bygger på vätgaslager och flexibel vätgasproduktion kopplat till en vätgasefterfrågan har i analysen visat sig ha goda förutsättningar för kostnadseffektivitet, men potentialen är begränsad eftersom den förutsätter en vätgasefterfrågan. Vätgasbaserad elproduktion har inte på samma sätt denna begränsning, även om en underliggande vätgasefterfrågan förbättrar förutsättningarna också för detta alternativ då, till exempel, kostnaden för ett lager kan delas på flera nyttor. Oavsett utgör de ekonomiska förutsättningarna emellertid en utmaning.

För att möta kortsiktiga flexibilitetsbehov är lagring av el i batterier ett tydligt alternativ. Modellanalysen tyder på att batterier konkurrerar med vätgaslagring vad gäller att bemöta kortsiktiga flexibilitetsbehov. Samtidigt kan batterier och vätgaslagring komplettera varandra genom att hantera flexibilitetsbehov på olika tidshorisonter: batterier hanterar, i större utsträckning, kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov. Figur 11 visar modellresultat för investeringar i batterier, LRC-lager respektive tank ovan mark i Sverige och Tyskland för tre fall: ett där endast investeringar i batterier är tillåtna (till vänster), ett där endast investeringar i vätgasflexibilitet är tillåtna (i mitten), och ett där både investeringar i batterier och vätgasflexibilitet är tillåtna (till höger).

Resultaten exemplifierar hur batterier och vätgastanklager (som i första hand används för kortsiktiga flexibilitetsbehov) konkurrerar med varandra, medan batterier skapar förutsättningar för en större kapacitet av LRC-lager och därmed ökade möjligheter till flexibilitet över längre tidsspann (till exempel flytt av eluttag mellan säsonger). Det finns även en konkurrens mellan tanklager för vätgas och LRC-lager för vätgas på så sätt att de båda använder vätgas vars tillgång bygger på

en underliggande vätgasefterfrågan. En kombination av batterier och LRC-lager möjliggör ett brett spann av flexibilitet över olika tidsskalor. En kombination av tanklager och LRC-lager kan ge ett liknande spann av flexibilitet över olika tidsskalor, men innebär generellt högre krav på överkapacitet i elektrolysörer. Detta då modellresultaten pekar på att kortsiktig flexibilitet genom vätgastanklager generellt kräver en högre överkapacitet i elektrolysörer än mer långsiktig flexibilitet genom LRC-lager.



Figur 11. Investerad energilagerkapacitet i Sverige och Tyskland sammanlagt för tre känslighetsfall (år 2035): ett där endast investeringar i batterier är tillåtna (till vänster), ett där endast investeringar i vätgasflexibilitet är tillåtna (i mitten), och ett där både investeringar i batterier och vätgasflexibilitet är tillåtna (till höger). Observera att log-skala används.

## 5 Elmarknadskonsekvenser av vätgas och energilager

Konsekvenserna på eltillförsel och elmarknad av en omfattande utbyggnad av vätgastillämpningar kan bli stor. En kraftig ökning av vätgasproduktion genom elektrolys innebär naturligtvis att såväl produktions- som distributionssystem för el behöver öka i kapacitet. Samtidigt kan vätgas nyttjas som en flexibel resurs i systemet och därigenom dämpa systemkostnader kopplat till samhällets och industrins elektrifiering. Användning av flexibilitet i allmänhet och energilager i synnerhet har påverkan på såväl elpriset som för olika kraftslags möjlighet att generera intäkter från sin elproduktion.

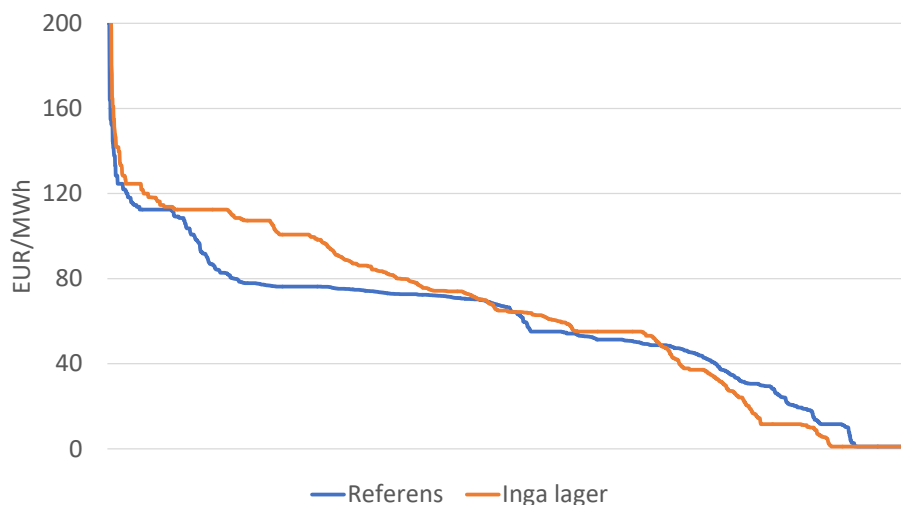
### 5.1 ENERGILAGER HAR EN UTJÄMNANDE EFFEKT PÅ ELPRISET – I TID OCH RUM

Energilager (vätgaslager och batterier) möjliggör en jämnare förbrukningsprofil för systemet vilket kan medföra ett jämnare elpris över tid. Genom att energilagren laddas då elpriset är lågt och laddas ur då priset är högt flyttas en del av eluttaget från nätet från högpristimmar till lågpristimmar. På vilken tidshorisont som priserna jämnas ut (mellan dag och natt, mellan säsonger, etc.) beror på vad för typ av lagring som avses (batteri, vätgas-LRC, etc.). Storleken på effekten beror i sin tur på hur mycket lager som installeras i systemet. Nettoeffekten av energilagring på medelpriset (dygnsmedelpriset, årsmedelpriset, etc.) kan såväl bli högre som lägre beroende på i vilken grad låga priser höjs i relation till i vilken grad höga priser sänks. Detta beror i sin tur på hur den prissättande (marginal)produktionen förändras.<sup>7</sup>

I Figur 12 visas effekten som tillgång till lager (scenario "Referens") eller avsaknad av energilager (scenario "Inga lager"), allt annat lika, kan ha på elpriset enligt modellberäkningarna, här för elprisområdet SE3 för år 2035. Från resultaten kan noteras att avsaknad av energilager medför fler såväl hög- som lågpristimmar jämfört om lager finns tillgängligt.

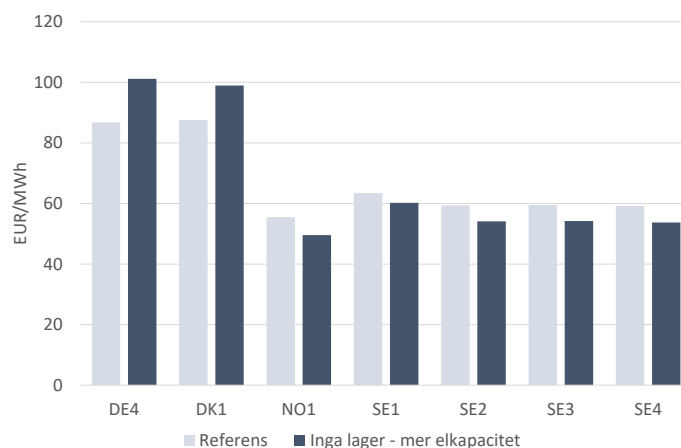
<sup>7</sup> Detta resonemang avser alltså effekten på priserna på systemnivå - för en aktör/elkonsument som använder lager och på så sätt kan vara flexibel på elmarknaden, så minskar aktörens elkostnader med lager.





Figur 12. Elpriser i SE3 sorterade från största till minsta pris under det simulerade året 2035 för scenarierna "Referens" (blått streck) och "Inga lager" (orange streck).

Utöver att en utjämning av elpriset sker över tid, ger energilager även en utjämning av elpriset mellan regioner (prisområden). Systemet blir med energilager mer flexibelt och bättre på att balansera överskotts- och underskottssituationer, inte bara över tid utan också mellan regioner i systemet. Elförbindelser blir i mindre utsträckning en begränsande faktor när regionerna bättre hanterar sina under- och överskottssituationer. Detta innebär att regioner med högre elpriser kan få lägre elpriser, medan regioner med låga elpriser kan få högre elpriser som ett resultat av att energilager tar plats i energisystemet. Figur 13 jämförs två modellerade scenarier som visar hur energilager kan medföra en utjämning mellan elpriserna i Sveriges fyra elområden samt tre olika områden i grannländerna. I figuren visas hur medelpriset ökar något i visade regioner Sverige och Norge, medan det sjunker något i Tyskland och Danmark.



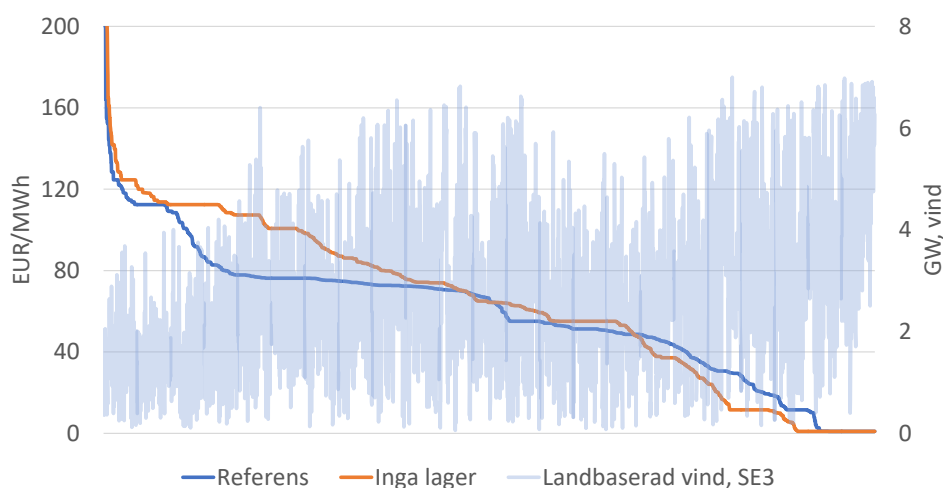
Figur 13: Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden samt tre olika elområden i grannländerna, i ett scenario med lager ("Referens") samt ett scenario utan lager där systemet i stället har investerat i mer elproduktionskapacitet ("Inga lager- mer elkapacitet").

## 5.2 ENERGILAGRENS EFFEKT PÅ INTÄKTER FRÅN ELPRODUKTION VARIERAR MELLAN KRAFTSLAG

Energilagrens effekt på intäkter från elproduktionen varierar mellan olika kraftslag. Det elpris som olika kraftslag erhåller för sin produktion kan se helt annorlunda ut beroende på när på året som produktionen sker.

Ett exempel på ett kraftslag som framför allt producerar vid höga elpriser är kraftvärme. Kraftvärme är planerbar och producerar, på grund av fjärrvärmeunderlaget, företrädesvis el under vinterhalvåret då elpriserna generellt ligger högre än under resten av året. Solel är ett exempel på ett kraftslag som producerar en stor del av sin årliga produktion vid låga elprisnivåer, vilket alltså ger jämförelsevis låga intäkter per producerad kilowattimme (lönsamheten kan förstås ändå vara god till följd av låga produktionskostnader).

Som tidigare nämnts, så minskar energilagring prisvariationen på elmarknaden: låga priser höjs och höga priser sänks. Kraftvärmeproduktion tenderar därför att få en lägre genomsnittlig intäkt i ett system med lager. Effekten för solel är generellt den motsatta. För flera andra kraftslag är effekten inte entydig. Detta inkluderar även vindkraft som är ett exempel på ett kraftslag där nettoeffekten på den genomsnittliga intäkten som följd av lager skiljer sig mellan olika beräkningsfall i modellanalysen. Elpriserna är visserligen generellt sett låga när vindkraften produceras som mest, men en betydande del av vindkraftens produktion sker också under högpristimmar. I vilken grad låga priser höjs i relation till i vilken grad höga priser sänks får alltså betydelse för nettoeffekten. Vindkraftens produktion och dess relation till elpriserna för scenarier med och utan energilager åskådliggörs i Figur 14.

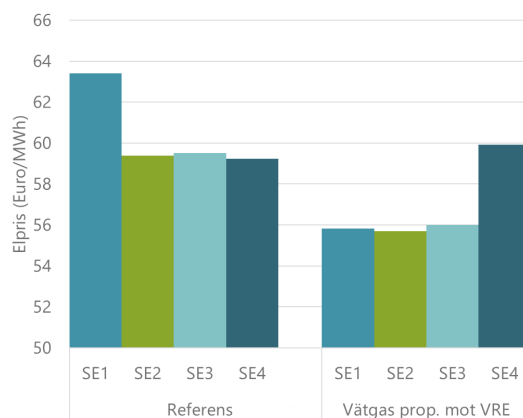


Figur 14. Elpriser i SE3 i referensfallet och i fallet utan energilager ordnade efter avtagande storlek samt, för varje elpris, motsvarande vindkraftsproduktionen i SE3 för referensfallet.

### 5.3 LOKALISERING AV VÄTGASPRODUKTION ÄR AV BETYDELSE FÖR ELPRISUTVECKLINGEN PÅ ELOMRÅDESNIVÅ

Var i landets vätgasproduktion förläggs kan få stor betydelse för elprisbilden i Sverige. Ett scenario där vätgasproduktionen lokaliseras i nära anslutning till framtida vätgasefterfrågan (fördelat mellan elområden i enlighet med idag kända industriella planer och satsningar) kan innebära att dagens elpriskarta delvis vänds upp och ner. Medan vi idag generellt ser lägre elpriser i norra delen av Sverige och högre priser i södra delen av Sverige, ger en sådan utveckling enligt beräkningarna i stället högre priser i norr (SE1) och lägre priser i övriga landet, se scenario "Referens" i Figur 15.

I ett alternativt beräkningsfall har samma totala vätgasproduktion i stället fördelats mellan elområdena proportionellt mot elproduktion från variabel, förnybar kraft (Figur 15). Elprisbilden som visas för dessa fall är mer i linje med dagens mönster, med lägre elpriser i norr och högre i söder. I detta fall blir också det genomsnittliga elpriset i Sverige som helhet lägre i jämförelse med referensscenariot. Effekten i SE1 är mer eller mindre självklar eftersom en del av efterfrågan flyttas därifrån till de södra elområdena. I de andra elområdena är konsekvenserna inte fullt så entydiga. I SE2 och SE3 minskar elpriserna något trots den ökade efterfrågan (som alltså är flexibel). Förklaringen ligger i att spillet i dessa områden minskar och att lågkostnadsproduktionen av el därigenom kan utnyttjas bättre samtidigt som elöverföringen mellan elområdena kan utnyttjas mer effektivt. I SE4 väger däremot den tillkommande efterfrågan tyngre och elpriserna blir följaktligen något högre. Om vätgasproduktionen förläggs längre från användningen av vätgas uppstår emellertid transportkostnader, som potentiellt kan orsaka en markant ökning av användarens kostnad för vätgas (kostnader för vätgastransport har inte inkluderats i analysen).



Figur 15. Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden i två kontrasterande scenarier med olika fördelning av vätgasproduktion mellan elområden: för "Referens" är produktionen fördelad efter kända planer för vätgasanvändning och för "Vätgas proportionellt mot VRE" är produktionen fördelad efter mängd förnybar kraftproduktion.

## 6 Investeringar i vätgasflexibilitet ur ett aktörsperspektiv

**Lönsamheten i flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar kan analyseras ur ett systemperspektiv men också ur ett aktörsperspektiv, aktören som tar investeringen i vätgasflexibilitet. Från aktörens perspektiv blir det viktigt vilka incitament och risker som den behöver förhålla sig till kring investeringar i flexibilitet. Detta kopplar i sin tur starkt till vilken återbetalningstid som erhålls för investeringar i vätgasflexibilitet under olika förutsättningar.**

### 6.1 ÅTERBETALNINGSTIDEN FÖR VÄTGASFLEXIBILITET KORRELERAR MED ELPRISVARIATIONER

I detta projekt har återbetalningstider för flera vätgasanläggningar med varierande mängd flexibilitet (överkapacitet i elektrolysören och lagerstorlek) och i flera elprisscenarier beräknats som investeringskostnader för denna flexibilitet dividerat med årliga elkostnadsbesparingar som möjliggörs av denna flexibilitet (jämfört med samma vätgasanläggning utan flexibilitet). De årliga besparingarna beror på mängden flexibilitet som finns i vätgasanläggningen och hur stora elprisskillnaderna är i ett visst elprisscenario. Är elprisskillnaderna stora men systemets flexibilitet obefintlig finns det ingen möjlighet att schemalägga vätgasproduktionen enligt elpriserna. Ju mer flexibilitet som finns desto högre andel av elprisskillnaderna kan utnyttjas för att sänka elkostnaderna. Därför borde återbetalningstiden minska ju större elprisskillnaderna är.

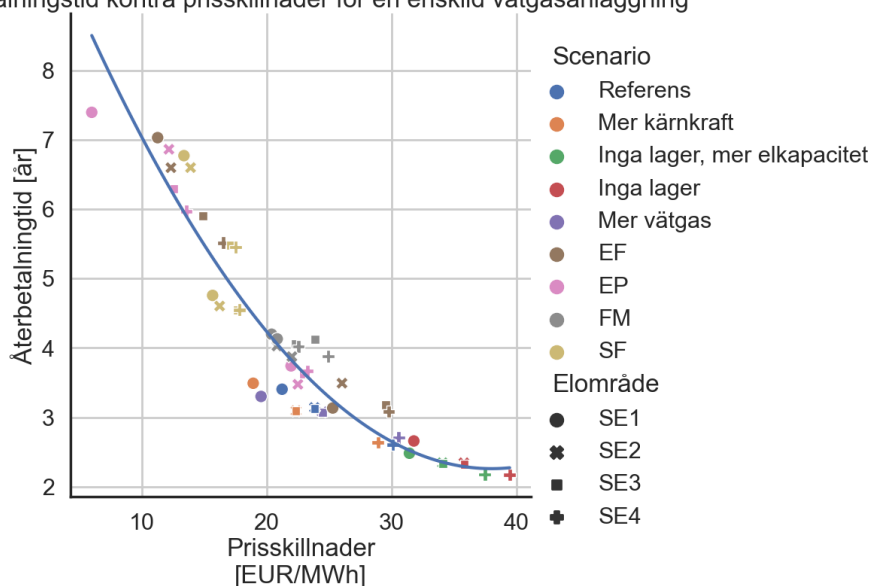
För att bekräfta detta visar Figur 16 återbetalningstider kontra veckoelprisskillnader<sup>8</sup> för en viss vätgasanläggning med 25 % överkapacitet och ett fyradygnslager i flera elprisscenarier och i de fyra svenska elområdena. I detta fall avses en aktör med ett stort behov av vätgas (120 000 normalkubikmeter per timme) och ett vätgassystem baserat på ALK-elektrolysör och LRC-lager. Utöver elprisscenarioerna som utvecklades inom detta projekt<sup>9</sup> har även Svenska kraftnäts långsiktiga elprisscenarier<sup>10</sup> för 2035 och 2045 använts för att bredda analysen. Varje datapunkt i figuren motsvarar ett beräkningsfall i vilket återbetalningstiden för 25 % överkapacitet och ett fyradygnslager i den simulerade vätgasanläggningen beräknas i ett visst elområde för ett visst elprisscenario. Med hänsyn till storleken på lagret (fyra dagar) används här veckoelprisskillnaden som mått på prisskillnad i varje elprisscenario. I figuren har även en trendlinje ritats för att visualisera sambandet mellan återbetalningstid och prisskillnader.

<sup>8</sup> Veckoelprisskillnader beräknas som medelveckostandardavvikelse. Det görs genom att dela upp ett år i dess olika veckor och beräkna standardavvikelsen för elpriserna för varje vecka (det vill säga veckostandardavvikelse) för att sedan ta medelvärdet på dessa veckovärden. På detta sätt erhålls ett värde (genomsnittlig veckostandardavvikelse) för varje simulerat scenario.

<sup>9</sup> I figuren är det scenarierna Referens, Mer kärnkraft, Inga lager mer elkapacitet, Inga lager och Mer vätgas.

<sup>10</sup> I figuren är det scenarierna EF, EP, FM och SF.

Återbetalningstid kontra prisskillnader för en enskild vätgasanläggning



Figur 16: Återbetalningstid som funktion av veckoelprisskillnader i elprisscenerierna för en enskild vätgasanläggning med 25 % överkapacitet och ett LRC som kan lagra 4 dagars vätgasbehov. Den blåa linjen visar att det finns en stark trend i hur återbetalningstiden korrelerar med veckoelprisskillnaderna. Läsanvisning: Återbetalningstid i elområde SE4 och i elprisscenario "Inga lager" (röda korset längst ner till höger) är strax över 2 år och veckoelprisskillnaden i detta scenario är cirka 40 EUR/MWh.

Figuren visar tydligt den starka korrelationen mellan högre prisskillnader och kortare återbetalningstid. Elprisscenerier med lägre prisvariationer (till exempel på grund av att det redan investerats i flexibilitet i dessa scenarier) leder till längre återbetalningstider. På motsatt vis så minskar återbetalningstiden (lönsamheten ökar) med ökade prisskillnader. Förutom några beräkningsfall som sticker ut ligger de flesta beräkningsfall ganska tätt intill trendlinjen. Detta visar att återbetalningstiden till stor del förklaras av veckoelprisskillnader. Liknande analyser har genomförts för samma vätgasanläggning med olika mängder flexibilitet, samt för en aktör med en mindre vätgasanläggning dimensionerad efter ett vätgasbehov på 1500 normalkubikmeter per timme och med tank ovan mark som lagerlösning. Alla dessa analyser visar en liknande korrelation som i Figur 16.

## 6.2 FLEXIBILITETSDIMENSIONERING MÅSTE GÖRAS UTIFRÅN DE SPECIFIKA FÖRUTSÄTTNINGARNA

Återbetalningstiden för flexibilitetsinvesteringar i en vätgasanläggning påverkas av ett flertal faktorer. För en befintlig industriaktör med ett vätgasbehov är faktorer som komponentkostnader och elpriser i första hand att betrakta som externa faktorer, medan utformningen av vätgasanläggningen, till exempel avseende storlek på elektrolysör och lager, ligger inom aktörens egna beslutsramar. För att utvärdera effekten av anläggningens utformning har återbetalningstiden beräknats för två olika vätgasaktörer:

- en mindre aktör med en liten vätgasanläggning utformad efter en vätgasefterfrågan på 1 500 normalkubikmeter per timme och med vätgaslagring i tank ovan mark.
- en större aktör med en stor vätgasanläggning utformad efter en vätgasefterfrågan på 120 000 normalkubikmeter per timme och med vätgaslagring i LRC.

För varje aktör har återbetalningstiden beräknats för ett antal beräkningsfall motsvarande olika flexibilitetsalternativ avseende överkapacitet på elektrolysör och lagerstorlek.

För den lilla aktören är det mest lönsamma flexibilitetsalternativet (det vill säga den med kortast återbetalningstid) ett dygnslager med en produktionsöverkapacitet på antingen 75 % eller 100 % beroende på elprisscenariot. Detta beror på att det inte är värt att investera i ett större lager eftersom kostnaden för tank ovan mark är förhållandevis hög och motsvarande ökade elkostnadsbesparingar med ett större lager inte motiverar investeringen. Återbetalningstiden för dessa optimala flexibilitetsalternativ varierar mellan 5 och 11 år beroende på elprisscenario.

För den stora aktören är det mest lönsamma alternativet alltid ett vätgaslager på 5 dygn och en överkapacitet på 25 %. Återbetalningstiderna för detta optimala flexibilitetsalternativ varierar mellan 2 och 3 år beroende på elprisscenario, vilket är betydligt kortare än för den lilla anläggningen. Anledningen till att återbetalningstiden är kortare är att enhetskostnader för LRC-lager är betydligt lägre än för tanklager och därför blir även den totala investeringskostnaden mindre, sett till nivån på vätgasefterfrågan. Den stora aktörens vätgasefterfrågan är nästan 100 gånger större än för den lilla aktörens men den totala investeringskostnaden för överkapacitet och lager är bara cirka 20 gånger större.

Att det optimala lagret är större i detta fall än för den lilla aktören (fem dygn kontra ett dygn) beror på tekniska egenskaper för LRC-lager: i- och urladdningshastigheterna för dessa lager är mycket mindre, uttryckt i procent av lagerstorleken, än för tanklager. Detta betyder att mindre mängder vätgas, i procent av vätgasefterfrågan, kan lagras i eller tömmas från lagret. Därmed behövs investeringar i större lager för att kunna fånga tillräckligt mycket av elprisskillnader för att motivera investeringen i LRC-lager. Eftersom mängden flexibilitet i denna stora anläggning begränsas av lagret är det heller inte lönsamt att investera i mer överkapacitet i elektrolysören än 25 %.

Sammanfattningsvis har olika aktörer med olika vätgasbehov, och därmed olika storlekar på sina vätgasanläggningar, väldigt olika förutsättningar. Dessa olika nivåer för vätgasbehov motiverar olika val av till exempel lagerlösningar. Detta har i sin tur konsekvenser på lönsamheten av investeringar i vätgasflexibilitet. Investeringar för mindre aktörer som måste använda tank ovan mark kantas av längre återbetalningstider än för andra aktörer som kan använda LRC-lager.

Analyserna belyser även att flexibilitetsdimensionering måste göras utifrån vätgasanläggningarnas specifika förutsättningar såsom geografisk placering (olika priser i olika elområden), samt lagerstorlek och nominell kapacitet på elektrolysören som först och främst anpassas till anläggningsägarens behov.

Tillkommande investeringar i flexibilitet utöver dessa behov måste dimensioneras noggrant för att maximera lönsamheten då det kan finnas stora skillnader i lönsamheten av olika flexibilitetsinvesteringar.

### **6.3 INDUSTRIAKTÖRERS INCITAMENT TILL VÄTGASFLEXIBILITETINVESTERINGAR SKILJER SIG FRÅN DEN SKAPADE SYSTEMNYTTAN**

Flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar kantas av många osäkerhetsfaktorer som påverkar den faktiska lönsamheten. Flexibilitetsinvesteringar som kan verka lönsamma på systemnivå kan visa sig inte vara det för de aktörer som ska göra dem. Därmed finns det en risk att de flexibilitetsinvesteringar som identifieras som optimala på systemnivå inte realiserar.

Industrin är traditionellt en aktör med låg riskvillighet, det är viktigare för industrin att veta kostnaden än att minimera den. Det är även viktigt att beakta att de extra investeringarna i vätgasanläggningen som krävs för att kunna bidra med flexibilitet konkurrerar med andra investeringar anläggningsägaren kan ta, inklusive investeringar i annat än flexibilitet på elsidan. Utgångspunkten är att industrin har en begränsad summa pengar att lägga på investeringar där den relativa återbetalningstiden, jämfört med andra möjliga investeringar, är en avgörande faktor i beslutet. En investering som är lönsam på systemnivån är nödvändigtvis inte den investering som ger bästa avkastning för den enskilda aktören. Även om investeringen i flexibilitet är motiverad ur ett lönsamhetsperspektiv så innebär det inte att det är industrin som tar investeringen. Det är möjligt att industrin väljer bort hela investeringen i vätgasanläggningen eftersom den är förknippad med höga kostnader och lång återbetalningstid. Vätgasbehovet inom industrin antas fortsatt finnas men alternativet att köpa vätgasen från annan aktör (det finns i dagsläget flera exempel på partnerskap kring vätgasanläggningar) eller att komplettera befintlig vätgasanläggning (med naturgas som råvara) med CCS ("Carbon capture and storage") är möjliga alternativ för industrin.

Som beskrivet i avsnitt 6.2 har återbetalningstiderna för olika vätgasflexibilitetsalternativ för två aktörer beräknats: en mindre aktör och en större aktör. Återbetalningstiderna för flexibilitetsalternativ med LRC-lager som lagringsmetod är relativt korta, detta i relation till industrins horisont samt livslängden på investeringen. För den simulerade vätgasanläggningen med LRC-lager är det för alla elprisscenarier som tagits fram inom detta projekt mest lönsamt att investera i ett femdygnslager och den optimala överkapaciteten på elektrolysören för alla scenarier är 25 % eftersom i- och urladdningskapaciteterna med LRC-lager är begränsande faktorer. Eftersom den mest lönsamma utformningen på vätgasanläggningen alltid är densamma oavsett elprisscenario och återbetalningstiden för alla elprisscenarier är relativt kort är riskerna för denna investering lägre än för investeringen med tank-lager. Det blir tydligt genom att analysera systemet med tank-lager mot systemet med LRC-lager där spridningen i återbetalningstid är betydligt större för tank-lager än för LRC-lager och återbetalningstiden dessutom är lägre för alla fall med LRC-lager.

Ett LRC-lager kräver ett relativt stort vätgasbehov, vilket inte alltid är fallet för de aktörer som behöver vätgas. För att få ett tillräckligt stort aggregerat vätgasbehov som motiverar ett LRC-lager kan infrastruktur för att transportera vätgas, och på så sätt knyta ihop flera aktörers vätgasbehov, nyttjas. I ett sådant system kan även flera vätgasproducenter anslutas. Transport av vätgas kan även göra det lättare att hitta geologiska förutsättningar för att etablera LRC-lager. Den tillkommande kostnaden för en vätgastransportinfrastruktur har inte analyserats i detta projekt.

Möjligheten och viljan för andra aktörer än industrin att investera i vätgasflexibilitet behöver utvärderas efter deras specifika förutsättning och beakta deras krav på exempelvis lönsamhet, återbetalningstid samt riskvillighet. Investeringen kan komma att påverka andra delar i aktörens portfölj och även ge skalfördelar för andra vätgasprojekt som aktören har och dessa bör också värderas i investeringskalkylen.

Sammanfattningsvis är det av vikt att analyser på systemnivå kompletteras med aktörsspecifika lönsamhetsanalyser för att utforma ändamålsenliga incitament som främjar den flexibilitet som behövs för att nå de uppsatta klimatmålen på ett kostnadseffektivt sätt.



## 7 Vätgasens roll på stödtjänstmarknaderna

**I det svenska elsystemet måste elproduktion i varje stund anpassas till det rådande behovet av el – om det uppstår obalans mellan tillförsel och användning syns det genom förändringar i systemets frekvensnivå där normal frekvensnivå är 50 Hz (och varierar mellan 49,9-50,1 Hz). Normala obalanser uppstår kontinuerligt i kraftsystemet och hanteras av den systemansvariga myndigheten genom att anläggningar (både elproducenter, lager och elanvändare) erbjuder sin flexibilitet mot betalning via de stödtjänstmarknader som finns för ändamålet.**

Behovet av de stödtjänster som används för den kortsiktiga balanseringen dimensioneras utifrån största felfall i det synkrona sammanhängande kraftsystemet och historiska obalanser. I och med de pågående förändringarna av energisystemet (elektrifiering, ökat elbehov och förändrad produktionsmix) är bedömningen att de nya teknologier som är på väg in kommer behöva bidra till ett stabilt och driftsäkert elsystem framöver. Elektrolysörer och vätgasbaserad elproduktion skulle kunna vara en viktig resurs framöver för den kortsiktiga balanseringen eftersom de tekniska möjligheterna för att bidra finns. Deras faktiska bidrag kommer emellertid bero på deras konkurrenskraft gentemot andra kraftslag som idag och framöver kommer att delta på stödtjänstmarknaderna.

### 7.1 DE TEKNISKA MÖJLIGHETERNA FÖR VÄTGASSYSTEM ATT BIDRA MED KORTSIKTIG BALANSERING ÄR GODA

Rent tekniskt är förutsättningarna goda för elektrolysörer och vätgasbaserad elproduktion att bidra med kortsiktig balansering. Till kortsiktig balansering räknas i detta kapitel deltagande på Svenska kraftnäts marknader för stödtjänster.

#### 7.1.1 Elektrolysörer

Av de tre olika elektrolyserteknikerna som idag finns tillgängliga eller är under utveckling (alkaliska, PEM eller SOEC)<sup>11</sup> erbjuder PEM-tekniken de största möjligheterna för kortsiktig balansering av elsystemet eftersom regleregenskaperna och rampningshastigheterna är begränsade för de två andra teknikerna. Alkaliska och SOEC skulle kunna nyttjas om de kombineras med teknologi som kan ta hand om dels snabb upprampning och variationer i reglerbehov. Teknologier som skulle kunna vara aktuella att kombinera med elektrolysören är exempelvis batterier, superkondensatorer eller för den delen en PEM-elektrolysör. I en kombinerad lösning skulle de snabba upprampningskraven och variation över tid fångas upp av den andra teknologin och möjliggöra för en alkalisk/SOEC-elektrolysör att gå i relativt jämn drift för vilken den är mest lämpad.

<sup>11</sup> PEM=Proton Exchange Membrane (protonutbytesmembran), SOEC=Solid Oxide Electrolyzer Cell (fastoxid-elektrolysör)

Med vissa förbehåll kan en PEM-elektrolysör möta kraven på samtliga Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. Förbehållen gäller främst uthållighetstiden vilket kan hanteras med tillräckligt stora vätgaslager och aktiveringstiden om den understiger 30 sekunder vilket är aktuellt för FFR och FCR-D. För att klara krav om kort aktiveringstid förutsätts antingen varmstart av elektrolysören eller som i FFR-fallet, stötning av batterier för det snabba inledande förloppet. Rent praktiskt bedöms idag FCR-N och FCR-D erbjuda de bästa förutsättningarna just nu för elektrolysörer att bidra med kortsiktig balansering. På längre sikt, efter 2025, när balanseringen av det nordiska kraftsystemet övergår från reaktiv balansering utifrån frekvensförändringar till proaktiv balansering baserat på obalanser per elområde (inklusive en övergång från timmes balansering till kvartsbalansering), ökar de tekniska möjligheterna för elektrolysörer att delta även på aFRR- och mFRR-marknaderna. Att förmåga att delta med aFRR och mFRR ökar beror på att vid övergången till områdesbalansering sänks också kraven för minsta budstorlek (från 5 MW till 1 MW) för mFRR. Övergång till balansering per kvart minskar även uthållighetskravet från 60 minuter till 15 minuter vilket leder till att vätgaslagret vid en full aktivering inte behöver förbruka lika mycket vätgas.

### 7.1.2 Vätgasturbiner och bränsleceller

Elproduktion från vätgas kan uppnås genom användning av vätgasdrivna gasturbiner eller användning av bränsleceller. Likt elektrolysörer som har den tekniska förmågan att delta med kortsiktig balansering så har även vätgasdrivna gasturbiner i stor utsträckning den tekniska förmågan att bidra. Även här kommer konkurrensen med andra teknikslag avgöra huruvida de faktiskt tar sig in på marknaderna för stödtjänster. Dagens nätanslutna fossildrivna gasturbiner deltar inte i någon större utsträckning i den kontinuerliga kortsiktiga balanseringen av elsystemet med de finns där för att stötta upp och bidra när andra teknologier för uppreglering inte räcker till för att stabilera frekvensen.

När balanseringen av elsystemet går från reaktiv balansering till proaktiv balansering per elområde och när effektreserven fasas ut kan det finnas en ökad möjlighet för gasturbiner anslutna till elnätet i södra Sverige att bidra med framför allt mFRR. Detta eftersom det kommer att bli mer viktigt att det i planeringsskedet finns tillräckligt med resurser per elområde att använda i driftskedet när frekvensavvikelse uppstår. Vidare, eftersom vätgasdrift i gasturbiner är i ett tidigt utvecklingsstadium finns även potential för förbättringar av gasturbindriften till följd av vätgasens stabila förbränningsegenskaper jämfört med fossilt bränsle. Beroende på utveckling kan därmed även fler delar av stödtjänstemarknaden bli aktuell i framtiden för vätgasdrivna gasturbiner än dagens mFRR och störningsreserv.

Vad det gäller bränsleceller med vätgas återfinns detta idag framför allt inom fordonsindustrin och de vanligaste storlekarna för transporter och portabel energi är i storleksordningen upp till 100 kW. Det finns däremot stationära bränsleceller på flera MW. Livslängden för bränsleceller är för applikation i bilar runt 5 000 timmar, medan stationära applikationer kan ha åtminstone 40 000 timmar.

Däremot mår ingen av bränslecellstyperna bra av för mycket reglering. Snabba regleringar och kallstarter degraderar bränslecellen eftersom det sliter på membranet och andra delar inom bränslecellen. Med anledning av degradering

och slitage vid cykling av bränsleceller lämpar sig dessa bäst för deltagande i marknader med lågt krav på energivolym likt FFR och FCR-D.

## 7.2 DE EKONOMISKA FÖRUTSÄTTNINGARNA BLIR AVGÖRANDE

De ekonomiska förutsättningarna för att erbjuda balansering från en elektrolysör styrs av flera faktorer. Vid deltagande med uppregleringsprodukter på frekvensmarknaderna bidrar elektrolysörerna genom att vid behov kunna dra ner på vätgasproduktionen, det vill säga minska sin elanvändning. Tillgång till vätgaslager eller lager av industriella slutprodukter (eller intermediära produkter som järnsvamp för en stålproducent) blir då avgörande i kombination med intäkterna på stödtjänstmarknaderna från effektneddragning som genomförs. För att kunna erbjuda nedreglering på stödtjänstmarknaderna måste i stället vätgasproduktionen från elektrolysören öka, det vill säga elektrolysören måste vid behov kunna öka sin elanvändning. Det som då avgör är huruvida elektrolysören producerar vätgas på sin maxkapacitet, det vill säga tillgången till överkapacitet på elektrolysören. Om elektrolysören ska vara beredd att öka sin vätgasproduktion måste det finnas utrymme i lagret att tillfälligt lagra mer vätgas, alternativt att processen som använder vätgas tillfälligt kan öka sin användning. Vid industriell verksamhet kan man utgå från att vätgasproduktionen för industriprocessen är överordnad viljan att bidra till balansering av elsystemet eftersom tillverkningen av slutprodukter prioriteras. Att inte kunna nyttja elektrolysören optimalt för dess huvudprocess kan innebära en kostnad i form av förlorade intäkter från vätgas och/eller den slutprodukt som vätgasen används till. Att reglera elektrolysören utifrån annat än huvudprocessen kan medföra ökade slitagekostnader och det kan även innebära en ökad kostnad (elpris) att vid ett senare tillfälle behöva kompensera för den minskade vätgasproduktion som deltagande med en uppregleringsprodukt kan innebära. De förlorade intäkterna och ökande kostnader är något som måste tas hänsyn till vid beslut om att bidra med stödtjänster på frekvensmarknaderna.

Förutom att elektrolysörer måste ta hänsyn till förlorade intäkter och ökade kostnader vid deltagande på frekvensmarknaderna behöver de även vara konkurrenskraftiga jämfört med övriga teknologier som idag deltar, alternativt är på väg in, på marknaderna. Det finns idag gott om alternativ till vätgasbaserade teknologier för den kortsiktiga balanseringen och frågan är om vätgasen i konkurrens med övriga teknologier har möjlighet att slå sig in på marknaderna. I Tabell 1 visas de teknologier som idag är förkvalificerade för att delta på en eller flera av frekvensmarknaderna. Det man kan se är att det är en stor dominans från vattenkraft på alla marknader (förutom FFR) men inom några år spås energilager (i form av framför allt batterier), flexibel förbrukning och vindkraft ta allt större marknadsandelar på flera av marknaderna. Flexibel förbrukning (annat än för vätgasproduktion) torde ha en relativt stor potential för kortsiktig balansering och utnyttjas redan idag i viss utsträckning och är på stark frammarsch på framför allt marknaderna för FCR-D.

**Tabell 1. Sammanställning över förkvalificerade teknologier på Svenska kraftnäts frekvensmarknader i oktober 2023 (siffror inom parentes visar volym förkvalificerade resurser för juni 2023)**

Teknologi	FFR (MW)	FCR-N (MW)	FCR-D upp (MW)	FCR-D ned (MW)	aFRR upp (MW)	aFRR ned (MW)	mFRR upp (MW)	mFRR ned (MW)
Vattenkraft	0	1630 (1910)	2620 (2 410)	1140 (1 030)	1 800	1 800	6 110	5 260
Värmekraft	0	40	40	20	50	50	280	260
Energilager	50	10	10	50 (<10)	0	0	0	0
Flexibel förbrukning	100	<10	390 (180)	<10	0	0	190	160
Gasturbin	0	0	0	0	0	0	160	90
Solkraft	0	0	0	10	0	0	0	0
Vindkraft	0	150	170	320	0	200 (250)	20	1 440
Kombination vattenkraft + batteri	0	<10	<10 (0)	10	0	0	0	0
<b>Totalt förkvalificerat</b>	<b>150</b>	<b>ca 1930 (2 130)</b>	<b>3240 (2 810)</b>	<b>ca 1560 (1 410)</b>	<b>1 850</b>	<b>2 050 (2100)</b>	<b>6 760</b>	<b>7 210</b>
Svks volymbehov idag	ca 100	231	558	Ökande 558 år 2025	111	111	-	-
Bedömning av Svks volymbehov framöver	Ökande	Oförändrat/minskande	Oförändrat	Ökande fram till 2025	Ökande per elområde	Ökande per elområde	Ökande per elområde	Ökande per elområde

## 8 Fortsatt arbete

**Detta projekt har haft en bred ansats och utifrån olika perspektiv analyserat ett flertal frågeställningar kopplat till vätgasen roll som flexibel resurs i elsystemet. Det finns emellertid många ytterligare frågeställningar än de som har beaktats i detta projekt samt områden där fördjupade analyser krävs.**

En sådan frågeställning handlar om vätgasens potentiella koppling till fjärrvärme genom nyttjande av spillvärme från vätgasproduktion och av vätgas som bränsle. I detta projekt har kopplingen analyserats översiktligt, och resultaten indikerar att det kan finnas tydliga vinster att göra genom minskade kostnader för vätgasproduktionen vid spillvärmeutnyttjande (se Renström m.fl., 2024).

Effekterna på energisystemet kan analyseras vidare för att ytterligare fördjupa insikterna kring exempelvis påverkan på elpris och växthusgasutsläpp samt möjligheterna till värmeutnyttjande vid vätgasbaserad elproduktion (kraftvärme).

Kopplat till lokalisering av vätgasproduktion är en ytterligare relevant frågeställning att beakta hur transport av vätgas, till exempel genom en utbyggd vätgasinfrastruktur (pipelines), påverkar förutsättningarna för vätgas generellt såväl dess roll som en flexibel resurs. Genom möjlighet till transport av vätgas skulle gasen kunna produceras i regioner med lägre elpris för att sedan skickas till regioner där behovet finns. Ökade kostnader för vätgastransport/infrastruktur får då ställas mot nyttan av minskade kostnader för el- och vätgasproduktion. Även större, centraliserade lager utgör då en möjlighet.

Ytterligare utredning kring kostnader samt tekniska och praktiska potentialer för berggrumslagring av vätgas är en annat område där projektets arbete ser ett behov. Här gjorda systemanalyser visar i många fall på en systemnytta med denna typ av lager. Investeringskostnader i den här gjorda analysen bygger emellertid på exogena data, och förutsättningar exempelvis kring geologiska aspekter ligger utanför detta arbetes ramar.

Vidare ses ett fortsatt behov av analys kring potentiella vätgasaktörers förutsättningar. Bland annat kan en djupare analys kring investeringar som potentiellt konkurrerar med investeringar i vätgasflexibilitet ge ytterligare ökad förståelse kring dess förutsättningar. Här kan aspekter som hur stor del av aktörens kostnader som utgörs av elkostnader och hur prissäkring kontra timpris väljs vara viktiga faktorer att undersöka för olika aktörer.

Vad gäller stödtjänstmarknaderna har detta projekt inte kvantifierat potentiella intäkter. De kvantitativa modelleringar som gjorts har endast baserats på elpris på spotmarknaden. På detta område finns således också fördjupningsmöjligheter.

## 9 Slutsatser

### I detta avsnitt sammanfattas några av projektets huvudslutsatser.

Flexibel drift av elektrolysörer för vätgasproduktion har, i kombination med vätgaslager och framtida vätgasbehov, stora möjligheter att på ett kostnadseffektivt sätt bidra till ett lägre effektbehov vid elpristoppar gentemot en situation utan motsvarande flexibilitet. Analysen har förutsatt ett konstant industriellt vätgasbehov.

Möjlighet till lönsamhet för vätgasbaserad elproduktion från elektrolysbaserad vätgas förutsätter i hög utsträckning en betydande andel variabel elproduktion, stora vätgaslager och begränsad tillgång till annan flexibilitet. Förutsättningarna är i många fall bättre i kontinental Europa än i Sverige.

Batterier och vätgaslagring kan komplettera varandra genom att bidra till balansering på olika tidshorisonter: batterier kan, i större utsträckning, hantera kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov.

Energilager har en utjämnande effekt på elpriset över tid då eluttaget från nätet minskar vid högpristimmar och ökar vid lågpristimmar. Likaså ger de en utjämnande priseffekt mellan elprisområden.

Elpriseffekten av energilagring får konsekvenser för kraftslags intjäningsförmåga. Exempelvis kraftvärme, som i hög utsträckning producerar el vid högpristimmar, tenderar att få en lägre genomsnittlig intäkt i ett system med lager. Effekten för exempelvis solel, som i ett framtida scenario till stor del producerar el vid lågpristimmar, är generellt är den motsatta.

Aktörsanalysen visar att återbetalningstiden för investeringar i vätgasflexibilitet (lager samt överkapacitet i elektrolysörer) korrelerar med elprisvariationer. Elprisscenarier med lägre prisvariationer ger längre återbetalningstider och elprisscenarier med högre prisvariationer ger kortare återbetalningstider.

Elektrolysörer och vätgasbaserad elproduktion skulle kunna vara en viktig resurs på stödtjänstmarknaderna eftersom de tekniska möjligheterna att bidra är goda. Deras faktiska bidrag kommer dock bero på deras konkurrenskraft gentemot andra alternativ. Med tanke på det relativt stora antalet alternativ till vätgasbaserade teknologier i detta sammanhang finns här utmaningar.

Det finns ett flertal möjligheter till fortsatt arbete och fördjupade analyser baserat på det gjorda arbetet. Exempel på möjliga fördjupade studier inkluderar hur kalkylen för vätgasbaserad elproduktion kan förbättras, kvantitativ analys kring stödtjänster, praktiska förutsättningar för berggruslagring och analys av olika aktörers incitament och ageranden avseende prissäkring kontra timpris.

## 10 Referenslista

Energimyndigheten, 2023. Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050. Statens energimyndighet, ER 2023:07.

Edvall, M., Hamon, C., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur aktörsperspektiv. Energiforsk, Stockholm.

Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk, Stockholm.

Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., Krönert, F., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader. Energiforsk, Stockholm.

# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – SYNTESRAPPORT

I ett framtida energisystem kan vätgas utgöra en flexibel resurs som bidrar till att balansera elsystemet på olika tidshorisonter, både avseende effekt- och energibalans och frekvensreglering. I denna rapport utvärderas hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet. Resultatet berör ett brett spektrum av aspekter kopplat till vätgasflexibilitetens möjligheter och utmaningar. Bland annat visar resultaten att flexibel drift av elektrolysörer för vätgasproduktion har stora möjligheter att på ett kostnadseffektivt sätt bidra till ett dämpat effektbehov, och att återbetalningstiden för investeringar i vätgasflexibilitet tydligt korrelerar med elprisvariationer. Studien visar även att flexibilitet och energilagring påverkar elprisbilden, samt att elektrolysörer och vätgasbaserad elproduktion har goda tekniska möjligheter att bidra på stödtjänstmarknaderna.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).

